

TRANSALTA CORPORATION

Rapport de gestion

Rapport du deuxième 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

Énoncés prospectifs	RG2
Description des activités	RG5
Faits saillants	RG6
Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG9
Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires	RG12
Portefeuille de centrales électriques en Alberta	RG13
Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels	RG16
Principales informations trimestrielles	RG24
Stratégie et capacité de produire des résultats	RG26
Perspectives financières pour 2022	RG31
Réfection des unités du parc éolien de Kent Hills	RG33
Situation financière	RG34
Capital financier	RG36
Autre analyse consolidée	RG39
Flux de trésorerie	RG40
Instruments financiers	RG41
Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS	RG41
Faits saillants financiers sur une base proportionnelle de TransAlta Renewables	RG51
Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS	RG53
Méthodes et estimations comptables critiques	RG57
Modifications comptables	RG58
Gouvernance et gestion du risque	RG58
Nouveautés en matière de réglementation	RG59
Contrôles et procédures de communication de l'information	RG61

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 six mois closes les 30 juin 2022 et 2021, ainsi qu'avec les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion annuel contenus dans notre rapport intégré annuel de 2021 («rapport de gestion 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 juin 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 4 août 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, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com. L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

Énoncés prospectifs

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

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs, y compris, sans toutefois s'y limiter, des énoncés ayant trait aux aspects suivants : notre plan de croissance de l'électricité propre et notre capacité à atteindre l'objectif de 2 gigawatts («GW») de capacité supplémentaire provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement estimé de 3 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 du projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW (le «projet de parc éolien Horizon Hill»), des projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West (les «projets de parcs éoliens White Rock»), du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, du projet de parc éolien Garden Plain et du projet d'expansion du réseau de transport à Mount Keith de 132 kV; l'efficacité des engagements en matière de capacité à l'égard des clients industriels à la centrale de cogénération de Sarnia; l'annonce, par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario, de l'acceptation de l'offre de la Société au troisième trimestre de 2022 à l'égard de la centrale de cogénération de Sarnia; 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 son 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 et des travaux de remplacement des fondations des 50 éoliennes et l'incidence que cet incident pourrait avoir sur les produits des activités ordinaires de la Société; 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 norme sur l'énergie 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 actuelle 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 : les perturbations engendrées par la pandémie de COVID-19 ne seront pas beaucoup plus onéreuses pour la Société; 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 90 \$ le MWh et 100 \$ 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 4,50 \$ le GJ et 5,50 \$ le GJ; les dépenses d'investissement de maintien se situant entre 150 millions de dollars et 170 millions de dollars; la marge brute ajustée du secteur Commercialisation de l'énergie de 110 millions de dollars à 130 millions de dollars; aucune variation importante des prix du gaz et des coûts de transport; le pourcentage de participation de la Société dans TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») ne change pas de manière importante; aucune diminution des dividendes à recevoir de TransAlta Renewables; et la croissance des activités de TransAlta Renewables.

Les énoncés prospectifs sont sujets à un certain nombre de risques et d'incertitudes importants qui pourraient faire en sorte que les plans, le rendement, les résultats ou les réalisations réels diffèrent considérablement des attentes actuelles. Les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur ce qui est exprimé explicitement ou implicitement par les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion comprennent les risques concernant les répercussions de la pandémie de COVID-19, y compris des directives plus restrictives des autorités gouvernementales et de santé publique; 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; le défaut de respecter les conditions préalables aux engagements en matière de capacité pour chacun des acheteurs industriels à la centrale de cogénération de Sarnia; des perturbations de nos chaînes d'approvisionnement, y compris notre capacité à obtenir le matériel nécessaire; notre capacité à obtenir des approbations réglementaires dans les délais prévus, ou à tout moment, relativement à nos projets de croissance; 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; une augmentation des coûts; la hausse du taux de perte sur nos créances clients en raison de défaillances de crédit; la dépréciation ou réduction de valeur d'actifs; les recouvrements d'assurance, notamment la capacité de recouvrer les coûts et les dommages-intérêts en lien avec les unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills; 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 risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées; 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; les hausses imprévues de la structure de coûts; la réduction de l'efficacité relative ou des facteurs de capacité de nos unités de production; les interruptions des sources de combustibles, y compris le gaz naturel, les ressources hydriques, solaires ou éoliennes nécessaires à l'exploitation de nos centrales; les pannes de matériel et notre capacité d'exécuter ou de faire exécuter les réparations à des coûts raisonnables ou en temps opportun, voire tout court, y compris si les travaux de restauration et le remplacement des fondations des éoliennes aux unités 1

et 2 du parc éolien de Kent Hills s'avèrent plus chers ou plus longs que prévu; l'incapacité de la Société à obtenir l'acceptation de son offre à l'égard de la prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia avec la SIERE; les risques économiques généraux, notamment la détérioration des marchés boursiers, l'augmentation des taux d'intérêt ou la hausse de l'inflation; l'incapacité de refinancer les billets de premier rang de la Société venant à échéance en 2022 à des conditions favorables; des résultats financiers ne répondant pas aux attentes; la situation économique et politique générale, tant à l'échelle nationale qu'internationale; les hostilités armées, notamment la guerre en Ukraine et ses répercussions; la menace de terrorisme, y compris les cyberattaques, 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; les risques liés aux projets de mise en valeur et aux acquisitions, y compris les risques liés aux dépenses d'investissement, aux permis, à la main-d'œuvre et à l'ingénierie, et les retards dans la construction ou la mise en service de projets; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; les litiges et poursuites judiciaires, réglementaires et contractuels visant la Société; la dépendance à l'égard du personnel clé; et les questions de relations de travail. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» de notre rapport de gestion annuel de 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 et le gaz naturel.

La Société a mis hors service les actifs restants 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.

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

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

1) La capacité installée brute pour la présentation de l'information financière consolidée représente 100 % de la production d'une centrale. Les données sur la capacité du secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprennent 100 % de la capacité du parc éolien de Kent Hills; les données du secteur Gaz comprennent 100 % de la capacité des centrales d'Ottawa, de Sarnia 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 des secteurs Hydroélectricité et Gaz et de certains actifs 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.

Faits saillants

Faits saillants financiers consolidés résumés intermédiaires non audités

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Disponibilité ajustée (%)	87,3	84,8	88,2	86,7
Production (GWh)	4 461	4 688	9 820	10 229
Produits des activités ordinaires	458	619	1 193	1 261
Coûts du combustible et des achats d'électricité ¹	231	215	469	460
Coûts de conformité liés au carbone	9	42	28	92
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ¹	117	148	229	251
BALIA ajusté ²	279	319	538	641
Résultat avant impôts sur le résultat	(22)	72	220	93
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(80)	(12)	106	(42)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(129)	80	322	337
Fonds provenant des activités d'exploitation ²	220	267	399	490
Flux de trésorerie disponibles ²	145	155	253	296
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,30)	(0,04)	0,39	(0,16)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires ³	0,0500	0,0450	0,0500	0,0450
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ³	0,2557	0,2536	0,2557	0,2536
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{2,4}	0,81	0,99	1,47	1,81
Flux de trésorerie disponibles par action ^{2,4}	0,54	0,57	0,93	1,09

Aux

	30 juin 2022	31 déc. 2021
Total de l'actif	9 586	9 226
Total de la dette nette consolidée ⁵	2 616	2 636
Total des passifs non courants	4 596	4 702
Total du passif	7 112	6 633

1) Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, des montants de respectivement 3 millions de dollars et 5 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, E et G. Les dividendes déclarés varient d'une période à l'autre en raison du calendrier des dividendes déclarés.

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 six mois clos le 30 juin 2022 était de 271 millions d'actions (respectivement 270 millions d'actions et 271 millions d'actions au 30 juin 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.

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, la Société a enregistré une solide performance attribuable au secteur Énergie éolienne et énergie solaire grâce à l'ajout de nouveaux actifs visés par des contrats, notamment le parc éolien Windrise et les parcs solaires en Caroline du Nord (tels qu'ils sont définis ci-après), contrebalancée en partie par les interruptions aux unités du parc éolien de Kent Hills. Le portefeuille de centrales électriques en Alberta a mieux fait que prévu malgré la hausse des prix du gaz naturel et la diminution de la consommation spécifique de chaleur sur le marché. La performance du portefeuille de centrales électriques en Alberta est attribuable au secteur de l'énergie éolienne et au secteur Hydroélectricité en Alberta qui ont été avantagés par le contexte de hausse des prix et d'intensification de la production. Les couvertures importantes auxquelles était assujéti le secteur Gaz en Alberta au cours du trimestre ont limité la possibilité de tirer parti de la hausse des prix de l'électricité. Ces facteurs ont contribué à la performance globale du portefeuille et, combinés, témoignent de la valeur de notre portefeuille stratégiquement diversifié en Alberta et de sa capacité de générer des flux de trésorerie dans des conditions de marché dynamiques. Le secteur Commercialisation de l'énergie a également dégagé des résultats supérieurs aux attentes en raison des positions de négociation à court terme sur l'électricité et le gaz naturel dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle de tous les marchés nord-américains. L'équipe du secteur Commercialisation de l'énergie a été en mesure de tirer parti de la volatilité à court terme dans les marchés où nous négocions, sans modifier de manière significative le profil de risque de l'unité fonctionnelle.

La **disponibilité ajustée** pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 s'est établie respectivement à 87,3 % et 88,2 %, en regard de respectivement 84,8 % et 86,7 % pour les périodes correspondantes de 2021. L'augmentation s'explique essentiellement par le nombre moins élevé d'interruptions planifiées dans le secteur Gaz et le secteur Hydroélectricité, contrebalancée en partie par l'interruption non planifiée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills et certains problèmes d'exploitation repérés rapidement au parc éolien Windrise, en Alberta. La disponibilité ajustée s'est accrue dans le secteur Gaz, puisque le nombre d'interruptions planifiées a diminué au cours de la période considérée en raison de l'achèvement des conversions du charbon au gaz en 2021.

La **production** pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 s'est élevée à respectivement 4 461 gigawattheures («GWh») et 9 820 GWh par rapport à 4 688 GWh et 10 229 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 Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance, les activités d'optimisation du portefeuille, une diminution des ressources hydriques découlant de l'écoulement printanier tardif et l'interruption non planifiée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une augmentation des ressources éoliennes, une hausse de la production à la centrale de cogénération Ada dans le secteur Gaz et la production supplémentaire du parc éolien Windrise récemment mis en service et du portefeuille acquis de sites solaires en exploitation de 122 MW situés en Caroline du Nord (collectivement, les «parcs solaires en Caroline du Nord») dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

Les **produits des activités ordinaires** ont diminué de respectivement 161 millions de dollars et 68 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 en comparaison de ceux des périodes correspondantes de 2021, du fait principalement de la baisse de la production dans le secteur Gaz et dans le secteur Transition énergétique et de la diminution des prix réalisés pour les services auxiliaires du secteur Hydroélectricité, contrebalancées en partie par l'accroissement de la production, la hausse des prix réalisés et l'augmentation des produits tirés des attributs environnementaux dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire. En outre, au cours du deuxième trimestre de 2021, la Société a connu des interruptions non planifiées de la fourniture de vapeur et des ajustements du rapprochement des frais liés à la vapeur dans le secteur Gaz qui ne se sont pas reproduits au cours de la période considérée.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** ont augmenté de respectivement 16 millions de dollars et 9 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 en regard de ceux des périodes correspondantes de 2021. Dans le secteur Gaz, les coûts du combustible et des achats d'électricité ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2021 en raison de la hausse des prix du gaz naturel et de 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 2022.

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont diminué de respectivement 33 millions de dollars et 64 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 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») attribuable aux variations de la proportion de combustibles utilisés, étant donné que nous avons désormais recours au gaz naturel plutôt qu'au charbon en Alberta, contrebalancée en partie par une augmentation du prix du carbone par tonne, ainsi que par la baisse de la production et de l'utilisation des crédits de conformité de la Société pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 ont diminué de respectivement 31 millions de dollars et 22 millions de dollars en regard de celles des périodes correspondantes de 2021. Pour le deuxième trimestre de 2021, la Société avait comptabilisé une réduction de valeur de 25 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. La variabilité causée par le swap sur rendement total a entraîné respectivement une variation favorable de 2 millions de dollars d'une période à l'autre pour la période de trois mois close le 30 juin 2022 et une variation défavorable de 6 millions de dollars d'une période à l'autre pour la période de six mois close le 30 juin 2022. En outre, au premier trimestre de 2021, la Société avait comptabilisé un montant de 8 millions de dollars au titre de la Subvention salariale d'urgence du Canada («SSUC»). Compte non tenu de l'incidence du swap sur rendement total, des fonds reçus au titre de la SSUC et de la réduction de valeur des pièces et des matériaux, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué de respectivement 5 millions de dollars et 13 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 en comparaison de celles des périodes correspondantes de 2021, du fait de la diminution des coûts liés au personnel, des paiements incitatifs et des frais juridiques.

Le **BAIIA ajusté** pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 a diminué de respectivement 40 millions de dollars et 103 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021, en raison surtout de la baisse du BAIIA ajusté des secteurs Gaz, Transition énergétique et Hydroélectricité et de la hausse des coûts du secteur Siège social depuis le début de la période. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une hausse du BAIIA ajusté dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire. Les résultats depuis le début de l'exercice du secteur Commercialisation de l'énergie sont conformes aux attentes et se comparent aux résultats solides de 2021. 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 diminué de 94 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 juin 2022 et augmenté de 127 millions de dollars pour la période de six mois close le 30 juin 2022 en comparaison de celui des périodes correspondantes de 2021.

La **perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** pour la période de trois mois close le 30 juin 2022 a augmenté de 68 millions de dollars pour se fixer à une perte nette de 80 millions de dollars, contre une perte nette de 12 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. La perte avant impôts sur le résultat et la perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de trois mois close le 30 juin 2022 ont augmenté en raison principalement de la baisse des produits des activités ordinaires et de la hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité, contrebalancées en partie par la diminution des coûts de conformité liés au carbone, la reprise de dépréciation d'actifs imputable à l'augmentation des taux d'actualisation, le recul des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, et la comptabilisation des recouvrements d'assurance liés aux coûts de remplacement d'une tour au parc éolien de Kent Hills et des dommages-intérêts prédéterminés liés à la disponibilité des éoliennes au parc éolien Windrise. La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de la période précédente découlait de la hausse des profits tirés de la vente d'actifs attribuable à la vente du gazoduc Pioneer au deuxième trimestre de 2021.

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de six mois close le 30 juin 2022 a augmenté de 148 millions de dollars pour se fixer à un résultat net de 106 millions de dollars, contre une perte nette de 42 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. Le résultat avant impôts sur le résultat et le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de six mois close le 30 juin 2022 ont augmenté en raison surtout de la reprise de dépréciation d'actifs imputable à la hausse des taux d'actualisation, de la diminution des coûts de conformité liés au carbone, de la baisse de l'amortissement, du recul des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, et de la comptabilisation des recouvrements d'assurance liés aux coûts de remplacement d'une tour au parc éolien de Kent Hills et des dommages-intérêts prédéterminés liés à la disponibilité des éoliennes au parc éolien Windrise, le tout contrebalancé en partie par la diminution des produits des activités ordinaires et la

hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité. Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de la période précédente avait été touché par la hausse des profits tirés de la vente d'actifs attribuable à la vente du gazoduc Pioneer au deuxième trimestre de 2021.

Les **flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation** pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 ont diminué de respectivement 209 millions de dollars et 15 millions de dollars en comparaison de ceux des périodes correspondantes de 2021, du fait principalement de la baisse des flux de trésorerie imputable à la diminution de la production et au recul des produits des activités ordinaires dans tous les secteurs, sauf le secteur Énergie éolienne et énergie solaire. En outre, pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué par suite de la variation défavorable du fonds de roulement, tandis que pour la période de six mois close le 30 juin 2022 les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont augmenté par suite de la variation favorable du fonds de roulement. La variation du fonds de roulement pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 s'explique essentiellement par les 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 145 millions de dollars et 253 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, en comparaison de ceux de respectivement 155 millions de dollars et 296 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2021. Cela correspond à une diminution de 10 millions de dollars et 43 millions de dollars des flux de trésorerie disponibles, attribuable principalement à la baisse du BAIIA ajusté, contrebalancée en partie par la hausse du profit de change réalisé et par 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

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 reçus après la date limite de conversion du 15 juin 2022.

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.

Mise à jour sur l'interruption au parc éolien de Kent Hills

Le 2 juin 2022, TransAlta Renewables a annoncé son plan de réfection des unités 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 permettent de prolonger la durée contractuelle initiale de 10 ans, soit jusqu'en décembre 2045, et de réduire 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 qui facilite la réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Pour plus de précisions, se reporter aux rubriques «Réfection des unités du parc éolien de Kent Hills» et «Situation de trésorerie et sources de financement» 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 six mois close le 30 juin 2022, la Société a racheté et annulé un total de 1,4 million d'actions ordinaires à un prix moyen de 12,50 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 18 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.

Prolongation de contrats visant la centrale de cogénération de Sarnia

Au deuxième trimestre de 2022, la Société a prolongé le contrat d'approvisionnement en électricité et en vapeur conclu avec trois de ses clients industriels restants à la centrale de cogénération de Sarnia. Grâce à ces contrats, la livraison d'électricité ou de vapeur pourra se poursuivre du 31 décembre 2022 au 30 avril 2031, dans le premier cas, et au 31 décembre 2032, dans les deux autres cas, tous les contrats étant assujettis à certaines conditions, y compris la conclusion par la Société d'un nouveau contrat avec la SIERE de l'Ontario. Le contrat actuel avec la SIERE visant la centrale de cogénération de Sarnia vient à échéance le 31 décembre 2025. Le 19 juillet 2021, la SIERE a publié son rapport d'acquisition annuel qui comprenait des détails provisoires concernant les mécanismes d'approvisionnement à moyen et à long terme liés à la capacité de production, existante et nouvelle, à compter de 2026. La Société a pris part au processus d'approvisionnement élaboré par la SIERE et cherche à obtenir une prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia après la fin du contrat actuel avec la SIERE. La Société s'attend à ce que la SIERE annonce les offres retenues au troisième trimestre de 2022.

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 du 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 deuxième semestre 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. La construction devrait commencer au deuxième semestre de 2022 et la date de mise en service devrait se situer au deuxième semestre de 2023.

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, dont la construction devrait commencer à la fin de 2022 et qui devrait être mis en service au deuxième semestre de 2023, comprendra un total de 34 éoliennes Vestas. TransAlta construira, exploitera et sera propriétaire du parc éolien. Le coût total de la construction, qui devrait être financé au moyen de liquidités existantes et de financement donnant droit à des avantages fiscaux, est évalué à un montant de 290 millions de dollars américains à 310 millions de dollars américains. Plus de 90 % des coûts du projet sont fixés par des contrats d'approvisionnement en éoliennes et des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction. Le projet devrait générer un BAIIA annuel moyen se situant entre 27 millions de dollars américains et 30 millions de dollars américains, y compris les crédits d'impôt à la production.

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 six mois closes le 30 juin 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 juin 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commerciali- sation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Alberta	82	41	8	(3)	—	(23)	105
Canada, sans l'Alberta	6	22	21	—	50	—	99
États-Unis	—	25	2	14	—	—	41
Australie	—	—	34	—	—	—	34
BAIIA ajusté³	88	88	65	11	50	(23)	279
Résultat avant impôts sur le résultat							(22)

Trois mois clos le 30 juin 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commerciali- sation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Alberta	90	8	84	11	—	(24)	169
Canada, sans l'Alberta	6	30	7	—	43	—	86
États-Unis	—	17	2	14	—	—	33
Australie	—	—	31	—	—	—	31
BAIIA ajusté ³	96	55	124	25	43	(24)	319
Résultat avant impôts sur le résultat							72

Six mois clos le 30 juin 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commerciali- sation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Alberta	143	71	55	(6)	—	(41)	222
Canada, sans l'Alberta	6	56	43	—	67	—	172
États-Unis	—	50	4	22	—	—	76
Australie	—	—	68	—	—	—	68
BAIIA ajusté³	149	177	170	16	67	(41)	538
Résultat avant impôts sur le résultat							220

Six mois clos le 30 juin 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commerciali- sation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Alberta	167	20	133	15	—	(32)	303
Canada, sans l'Alberta	6	71	29	—	98	—	204
États-Unis	—	40	5	26	—	—	71
Australie	—	—	63	—	—	—	63
BAIIA ajusté ³	173	131	230	41	98	(32)	641
Résultat avant impôts sur le résultat							93

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 Keephills 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 est une combinaison de centrales hydroélectriques, de centrales éoliennes, d'une centrale de stockage à batteries, de centrales de cogénération et de centrales thermiques converties au gaz naturel. 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. Certaines centrales éoliennes, centrales hydroélectriques et centrales alimentées au gaz du portefeuille de centrales électriques en Alberta sont exploitées en vertu de contrats à long terme.

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 juin	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) ¹	406	450	1 826	—	2 682	423	204	2 098	393	3 118
Produits des activités ordinaires ²	96	49	134	2	281	105	16	189	45	355
Coûts du combustible et des achats d'électricité	4	4	99	1	108	1	2	62	12	77
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	9	(4)	5	—	—	28	9	37
Marge brute	92	45	26	5	168	104	14	99	24	241

Six mois clos les 30 juin	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) ¹	742	953	3 544	19	5 258	750	507	3 928	816	6 001
Produits des activités ordinaires ²	170	84	298	7	559	192	35	339	90	656
Coûts du combustible et des achats d'électricité ³	8	9	184	5	206	2	3	119	31	155
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	24	(3)	21	—	—	60	20	80
Marge brute	162	75	90	5	332	190	32	160	39	421

¹⁾ Au cours de la période précédente, les unités des secteurs Gaz et Transition énergétique ont fonctionné 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.

²⁾ 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.

³⁾ 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 six mois closes le 30 juin 2022, le portefeuille de centrales électriques en Alberta a produit respectivement 2 682 GWh et 5 258 GWh, une baisse de respectivement 436 GWh et 743 GWh par rapport à la production des périodes correspondantes de 2021. La production a subi l'incidence de l'optimisation de la répartition et de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills le 31 décembre 2021 et de l'unité 4 de la centrale de Sundance le 31 mars 2022, contrebalancée en partie par l'augmentation des ressources éoliennes.

La marge brute pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 s'est élevée respectivement à 168 millions de dollars et 332 millions de dollars, une diminution de respectivement 73 millions de dollars et 89 millions de dollars par rapport à celle des périodes correspondantes de 2021. La marge brute a subi l'incidence défavorable d'une baisse de la demande attribuable aux conditions météorologiques et de l'amélioration de l'offre sur le marché en 2022. Les produits des services auxiliaires du secteur Hydroélectricité ont diminué au cours des deux périodes en raison de la baisse des prix de ces services attribuable à la concurrence accrue sur le marché des services auxiliaires. En outre, 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. Une partie considérable du portefeuille était couverte en deçà des prix au comptant, une situation contrebalancée en partie par les positions de couverture du gaz favorables et la baisse des coûts liés au carbone. La diminution de la marge brute a été contrebalancée en partie par une hausse de la marge brute du secteur Énergie éolienne et énergie solaire surtout attribuable à la hausse de la production et à l'augmentation des prix réalisés.

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	122 \$	105 \$	106 \$	100 \$
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	6,86 \$	2,93 \$	5,69 \$	2,95 \$
Coûts de conformité liés au carbone par tonne	50 \$	40 \$	50 \$	40 \$
Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh ¹	105 \$	114 \$	106 \$	109 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie hydroélectrique	131 \$	122 \$	121 \$	120 \$
Prix au comptant par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques	47 \$	63 \$	46 \$	64 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie éolienne	96 \$	63 \$	75 \$	51 \$
Prix de l'électricité au comptant par MWh, secteurs Gaz et Transition énergétique	127 \$	121 \$	116 \$	115 \$
Volume couvert	1 901	1 694	3 639	3 295
Position de couverture (en pourcentage) ²	100	88	91	81
Prix moyen de l'électricité couvert par MWh	73 \$	62 \$	78 \$	63 \$
Coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh ³	59 \$	31 \$	58 \$	33 \$
Coûts de conformité liés au carbone par MWh ³	3 \$	15 \$	6 \$	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 dans le cadre des activités d'optimisation du portefeuille, divisé par le total de la production en GWh.

²⁾ Correspond au pourcentage de la production vendue à terme à la fin de la période de présentation de l'information financière pour 2022. Le programme de couverture est axé principalement sur la production des actifs marchands des secteurs Gaz et Transition énergétique.

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 de l'obligation liée aux émissions de GES.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, le prix de l'électricité au comptant a augmenté pour atteindre respectivement 122 \$ par MWh et 106 \$ par MWh, comparativement à 105 \$ par MWh et 100 \$ par MWh pour les périodes correspondantes de 2021. Les prix du pool étaient en moyenne plus élevés au premier et au deuxième trimestre, ainsi que pour la période depuis le début de l'exercice, du fait essentiellement de la hausse des prix du gaz naturel.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, les prix de l'électricité réalisés par MWh de production ont diminué de respectivement 9 \$ par MWh et 3 \$ par MWh comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2021. La baisse des prix marchands de l'électricité réalisés pour l'énergie à l'échelle du portefeuille s'explique par l'optimisation et a été contrebalancée par la diminution des prix réalisés pour les services auxiliaires. 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 six mois closes le 30 juin 2022, le prix de l'électricité au comptant des services auxiliaires du secteur Hydroélectricité a reculé en raison principalement de la hausse des escomptes sur les services auxiliaires attribuable à l'accroissement du nombre de participants et de l'offre sur le marché des services auxiliaires par rapport aux périodes correspondantes de 2021.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh de production ont augmenté de respectivement 28 \$ par MWh et 25 \$ par MWh par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2021, ce qui s'explique par la hausse des prix du gaz naturel et 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 en raison de la fin des activités d'exploitation minière en 2021.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production ont diminué de respectivement 12 \$ par MWh et 11 \$ par MWh en comparaison de ceux des périodes correspondantes de 2021, en raison surtout de la mise hors service de notre portefeuille de centrales alimentées au charbon qui a donné lieu à une baisse des coûts de conformité liés au carbone et de l'utilisation de crédits de conformité pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES par rapport à ceux 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 sont 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 et les centrales non converties au gaz 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, 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 juin	Production moyenne à long terme (GWh) ¹		Production réelle (GWh) ²		BAIIA ajusté ³	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Hydroélectricité	567	567	533	554	88	96
Énergie éolienne et énergie solaire	1 121	911	1 072	826	88	55
Énergies renouvelables			1 605	1 380	176	151
Gaz			2 566	2 824	65	124
Transition énergétique			290	484	11	25
Commercialisation de l'énergie					50	43
Siège social et autres					(23)	(24)
Total			4 461	4 688	279	319
Résultat total avant impôts sur le résultat					(22)	72

Six mois clos les 30 juin	Production moyenne à long terme (GWh) ¹		Production réelle (GWh) ²		BAIIA ajusté ³	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Hydroélectricité	975	975	905	914	149	173
Énergie éolienne et énergie solaire	2 574	2 081	2 341	1 957	177	131
Énergies renouvelables			3 246	2 871	326	304
Gaz			5 231	5 458	170	230
Transition énergétique			1 343	1 900	16	41
Commercialisation de l'énergie					67	98
Siège social et autres					(41)	(32)
Total			9 820	10 229	538	641
Résultat total avant impôts sur le résultat					220	93

¹) La production moyenne à long terme (GWh) est calculée en fonction de notre portefeuille au 30 juin 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 six mois closes le 30 juin 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 1 031 GWh et 2 379 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 ci-après dans le 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.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Capacité installée brute (MW)	925	925	925	925
Production moyenne à long terme (GWh)	567	567	975	975
Disponibilité (%)	95,5	93,2	96,1	92,6
Production visée par des contrats (GWh)	127	130	163	164
Production marchande (GWh)	406	424	742	750
Total de la production d'énergie (GWh)	533	554	905	914
Volumes des services auxiliaires (GWh) ¹	785	749	1 527	1 498
Actifs hydroélectriques en Alberta ²	53	52	89	91
Autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires ^{2,3}	15	14	22	20
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires ¹	37	48	70	95
Produits tirés des attributs environnementaux	—	1	1	1
Total des produits des activités ordinaires bruts	105	115	182	207
Paiement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net ⁴	—	(1)	—	(4)
Produits des activités ordinaires	105	114	182	203
Coûts du combustible et des achats d'électricité ⁵	6	6	10	9
Marge brute	99	108	172	194
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ⁵	10	11	21	19
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	2	2
BAIIA ajusté	88	96	149	173

Informations complémentaires :

Produits des activités ordinaires bruts par MWh

Actifs hydroélectriques en Alberta – Énergie (\$/MWh)	131	122	121	120
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh)	47	63	46	64

Dépenses d'investissement de maintien

	6	7	12	12
--	----------	---	-----------	----

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

²) Les actifs hydroélectriques en Alberta comprennent 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River. Les autres 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 le premier et le deuxième trimestre 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 six mois closes le 30 juin 2021, des montants de respectivement 3 millions de dollars et 5 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 six mois closes le 30 juin 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 six mois closes le 30 juin 2022 a diminué de respectivement 21 GWh et 9 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2021, en raison surtout de la baisse des ressources hydriques attribuable à l'écoulement printanier tardif pour nos actifs hydroélectriques en Alberta.

Le volume des services auxiliaires pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 a augmenté de respectivement 36 GWh et 29 GWh par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021, conformément à la variation annuelle normale.

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 a reculé de respectivement 8 millions de dollars et 24 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021, ce qui s'explique avant tout par les prix plus faibles réalisés sur les services auxiliaires dans le marché de l'Alberta du fait de l'augmentation du nombre de participants et de la hausse de l'offre sur le marché des services auxiliaires par suite de la hausse des prix du gaz, ainsi que par l'augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration en raison de l'accroissement des primes d'assurance. 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 six mois closes le 30 juin 2022 ont été comparables à celles des périodes correspondantes de 2021.

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Capacité installée brute (MW)¹	1 906	1 572	1 906	1 572
Production moyenne à long terme (GWh)	1 121	911	2 574	2 081
Disponibilité (%)	85,7	95,5	82,2	95,3
Production visée par des contrats (GWh)	802	622	1 711	1 450
Production marchande (GWh)	270	204	630	507
Total de la production d'énergie (GWh)	1 072	826	2 341	1 957
Produits générés par le secteur Énergie éolienne et énergie solaire	88	71	189	162
Produits tirés des attributs environnementaux	23	4	30	9
Produits des activités ordinaires²	111	75	219	171
Coûts du combustible et des achats d'électricité	6	3	14	7
Coûts de conformité liés au carbone	1	—	1	—
Marge brute²	104	72	204	164
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	15	15	31	28
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	2	6	5
Autres résultats d'exploitation, montant net ²	(3)	—	(10)	—
BAIIA ajusté²	88	55	177	131
Informations complémentaires :				
Dépenses d'investissement de maintien	3	3	7	4
Dépenses liées à la réfection des unités du parc éolien de Kent Hills³	10	—	10	—
Indemnité d'assurance – Kent Hills	(7)	—	(7)	—

¹) 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).

²) 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.

³) Les dépenses d'investissement liées à la réfection des unités du parc éolien Kent Hills ont été 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. Se reporter à la rubrique «Réfection des unités du parc éolien de Kent Hills» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 a diminué par rapport à celle des périodes correspondantes de 2021, surtout en raison de l'interruption non planifiée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills et des problèmes opérationnels repérés rapidement au parc éolien Windrise, en Alberta. Au 30 juin 2022, les problèmes opérationnels avaient en grande partie été résolus et le parc éolien fonctionnait comme prévu.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 a augmenté de respectivement 246 GWh et 384 GWh comparativement à celle des périodes correspondantes de 2021, ce qui s'explique essentiellement par la hausse de la production supplémentaire du parc éolien Windrise et des parcs solaires en Caroline du Nord et l'accroissement des ressources éoliennes, contrebalancés en partie par la baisse de la production découlant de l'interruption prolongée aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 a augmenté de respectivement 33 millions de dollars et 46 millions de dollars en regard de celui des périodes correspondantes de 2021, du fait essentiellement de la hausse de la production, de l'augmentation des prix marchands réalisés en Alberta, de l'accroissement des produits tirés des attributs environnementaux et de la comptabilisation des dommages-intérêts prédéterminés liés à la disponibilité des éoliennes au parc éolien Windrise, le tout contrebalancé en partie par une augmentation des tarifs de transport. Le BAIIA ajusté des périodes de trois mois et de six mois en 2021 comprenait un remboursement ponctuel découlant du règlement relatif aux pertes de réseau attribuées par l'AESO.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 30 juin 2022 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2021. Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de six mois close le 30 juin 2022 ont augmenté de 3 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2021, en raison de la hausse des remplacements de composantes principales en 2022.

Gaz

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Capacité installée brute (MW)	3 084	3 084	3 084	3 084
Disponibilité (%)	93,9	83,8	93,9	84,4
Production visée par des contrats (GWh)	831	843	1 771	1 766
Production marchande (GWh)	1 746	2 039	3 486	3 797
Achats d'électricité (GWh)	(11)	(58)	(26)	(105)
Total de la production (GWh)	2 566	2 824	5 231	5 458
Produits des activités ordinaires¹	262	276	553	536
Coûts du combustible et des achats d'électricité ¹	146	83	276	163
Coûts de conformité liés au carbone	12	32	30	71
Marge brute¹	104	161	247	302
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ¹	45	43	89	85
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	4	8	7
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	(10)	(20)	(20)
BAIIA ajusté¹	65	124	170	230

Informations complémentaires :

Dépenses d'investissement de maintien	3	41	8	66
----------------------------------------------	----------	----	----------	----

¹⁾ 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 BAIIA 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 six mois closes le 30 juin 2022 a augmenté par rapport à celle des périodes correspondantes de 2021, principalement en raison du nombre moins élevé d'interruptions planifiées attribuable à l'achèvement de la conversion du charbon au gaz de l'unité 2 de la centrale de Keephills au deuxième trimestre de 2021 et de l'amélioration du rendement à l'unité 3 de la centrale de Keephills. La disponibilité pour la période de six mois reflète également l'incidence favorable de l'achèvement de la conversion du charbon au gaz de l'unité 1 de la centrale de Sheerness au premier trimestre de 2021.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 a diminué de respectivement 258 GWh et 227 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2021, principalement en raison de l'optimisation de la répartition de nos actifs en Alberta, contrebalancée en partie par la hausse de la production à la centrale de cogénération Ada. La diminution de la production pour la période de six mois a également été contrebalancée en partie par la hausse de la production en Ontario du fait de la demande solide.

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 a diminué de respectivement 59 millions de dollars et 60 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021. La diminution est surtout imputable à la baisse de la production, à la hausse des prix du gaz naturel et à la hausse de la consommation de gaz naturel, contrebalancées en partie par la baisse des coûts liés au carbone. Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021 a également été touché par les interruptions non planifiées de fourniture de vapeur à court terme à la centrale de cogénération de Sarnia. Les coûts liés au carbone pour la période ont reculé, puisque les centrales du secteur ne sont plus alimentées au charbon. La Société a utilisé des crédits d'émission de 0,7 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 7 millions de dollars au cours de la période. Par ailleurs, au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2022, le BAIIA ajusté a subi l'incidence défavorable de la diminution des prix réalisés en Alberta attribuable aux activités de couverture. Pour la période de six mois close le 30 juin 2022, les frais juridiques ont diminué en raison du règlement du litige relatif au CAÉ de South Hedland. 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 six mois closes le 30 juin 2022 ont diminué de respectivement 38 millions de dollars et 58 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2021, ce qui s'explique principalement par le calendrier des interruptions à l'unité 2 de la centrale de Keephills, à l'unité 6 de la centrale de Sundance et à l'unité 1 de la centrale de Sheerness pour la conversion du charbon au gaz achevée en 2021.

Transition énergétique

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Capacité installée brute (MW)¹	671	1 876	671	1 876
Disponibilité (%)	45,2	55,9	68,4	71,3
Disponibilité ajustée (%) ²	52,7	69,9	71,9	78,3
Volume des ventes contractuelles (GWh)	830	830	1 650	1 650
Volume des ventes marchandes (GWh)	328	489	1 529	2 063
Achats d'électricité (GWh)	(868)	(835)	(1 836)	(1 813)
Total de la production (GWh)	290	484	1 343	1 900
Produits des activités ordinaires³	96	124	213	269
Coûts du combustible et des achats d'électricité ³	71	65	165	158
Coûts de conformité liés au carbone	(4)	10	(3)	21
Marge brute³	29	49	51	90
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ³	17	23	33	46
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2	2	4
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(1)	—	(1)
BAlIA ajusté³	11	25	16	41

Informations complémentaires :

Dépenses de remise en état de la mine de Highvale	3	1	5	2
Dépenses de remise en état de la mine de Centralia	3	3	7	4
Dépenses d'investissement de maintien	16	12	16	13

¹⁾ La capacité installée brute pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 ne tient pas compte de l'unité 1 de la centrale de Keephills (395 MW mis hors service le 31 décembre 2021) et de l'unité 5 de la centrale de Sundance (406 MW mis hors service le 1^{er} novembre 2021); en outre, la capacité installée brute pour la période de trois mois close le 30 juin 2022 ne tient pas compte de l'unité 4 de la centrale de Sundance (406 MW mis hors service le 31 mars 2022).

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

³⁾ Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires, 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 montants des périodes précédentes ont été ajustés pour permettre leur comparaison avec ceux de la période considérée.

La disponibilité ajustée pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 a diminué 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, contrebalancée en partie par la diminution du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 a diminué de respectivement 194 GWh et 557 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, contrebalancée par la hausse de la disponibilité à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 a diminué de respectivement 14 millions de dollars et 25 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021. La diminution s'explique principalement par la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance et par la hausse des coûts des achats d'électricité engagés du fait de la hausse des prix de l'électricité pendant l'interruption planifiée à la centrale de Centralia en 2022, le tout en partie contrebalancé par la hausse de la production à la centrale de Centralia et la diminution des coûts liés au carbone en Alberta. Les coûts liés au carbone ont diminué, car les centrales du secteur situées en Alberta n'étaient plus alimentées au charbon et ont été mises hors service. 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 au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022.

Les dépenses de remise en état des mines de Highvale et de Centralia pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 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 six mois closes le 30 juin 2022 ont augmenté de respectivement 4 millions de dollars et 3 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2021, du fait essentiellement des travaux d'entretien planifiés à l'unité 2 de la centrale de Centralia.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Produits des activités ordinaires¹	57	50	81	115
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	7	7	14	17
BAIIA ajusté¹	50	43	67	98

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

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 a respectivement augmenté de 7 millions de dollars et diminué de 31 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021. La marge brute plus élevée pour la période de trois mois close le 30 juin 2022 est attribuable aux 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. L'équipe du secteur Commercialisation de l'énergie a été en mesure de tirer parti de la volatilité à court terme dans les marchés où nous négocions, sans modifier de manière significative le profil de risque de l'unité fonctionnelle.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2022, les résultats ont dépassé les attentes en raison des positions de négociation favorables 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. Les produits des activités ordinaires plus élevés pour la période de six mois close le 30 juin 2021 s'expliquent par une volatilité à court terme exceptionnelle sur le marché.

Siège social

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	23	24	41	32
BAlIA ajusté	(23)	(24)	(41)	(32)
BAlIA ajusté	(23)	(24)	(41)	(32)
(Profits) pertes réalisés sur le swap sur rendement total	—	2	1	(5)
Fonds reçus au titre de la SSUC	—	—	—	(8)
Fonds reçus au titre de la SSUC utilisés en soutien à la création d'emplois supplémentaires	2	1	3	1
BAlIA ajusté, compte non tenu de l'incidence du swap sur rendement total et de la SSUC	(21)	(21)	(37)	(44)
Informations complémentaires :				
Total des dépenses d'investissement de maintien	3	3	5	5

Les frais généraux et le BAlIA ajusté du secteur Siège social pour la période de trois mois close le 30 juin 2022 sont conformes aux attentes et similaires à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2022, les frais généraux du secteur Siège social ont augmenté de 9 millions de dollars en comparaison de ceux de la période correspondante de 2021. Les frais généraux du secteur Siège social pour la période de six mois close le 30 juin 2022 ont subi l'incidence de la hausse des profits réalisés sur le swap sur rendement total dans le cadre de nos régimes de paiements fondés sur des actions, contrebalancée en partie par les fonds reçus au titre de la SSUC au premier trimestre de 2021.

Le BAlIA ajusté, compte non tenu de l'incidence des fonds reçus au titre de la SSUC et du swap sur rendement total pour la période de six mois close le 30 juin 2022, a augmenté de 7 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021, ce qui s'explique essentiellement par la diminution des coûts liés au personnel, des paiements incitatifs et des frais juridiques au cours de la période considérée.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 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.

	T3 2021	T4 2021	T1 2022	T2 2022
Produits des activités ordinaires	850	610	735	458
BAIIA ajusté ^{1, 2}	402	243	259	279
Résultat avant impôts sur le résultat	(441)	(32)	242	(22)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ³	610	54	451	(129)
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1, 2}	318	186	179	220
Flux de trésorerie disponibles ^{1, 2}	210	79	108	145
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(456)	(78)	186	(80)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ⁴	(1,68)	(0,29)	0,69	(0,30)
	T3 2020	T4 2020	T1 2021	T2 2021
Produits des activités ordinaires	514	544	642	619
BAIIA ajusté ^{1, 2}	246	223	322	319
Résultat avant impôts sur le résultat	(129)	(168)	21	72
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	257	110	257	80
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1, 2}	183	150	223	267
Flux de trésorerie disponibles ^{1, 2}	96	41	141	155
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(136)	(167)	(30)	(12)
Perte nette par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ⁴	(0,50)	(0,61)	(0,11)	(0,04)

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 aux premier et deuxième trimestres 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
- Dommages-intérêts prédéterminés liés à la disponibilité des éoliennes au parc éolien Windrise comptabilisés aux premier et deuxième trimestres de 2022
- Coûts liés au carbone moins élevés au premier trimestre de 2022 en lien avec l'abandon du charbon et l'utilisation de crédits de conformité 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 l'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 à la centrale de Sarnia au deuxième trimestre de 2021
- Début de l'exploitation des centrales hydroélectriques en Alberta, des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills et de la centrale de Sheerness sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta le 1^{er} janvier 2021
- Baisse des produits des activités ordinaires sous l'effet d'une détérioration des conditions de marché en 2020 attribuable à la pandémie de COVID-19 et à la faiblesse des prix du pétrole
- Mise hors service de l'unité 3 de la centrale de Sundance au troisième trimestre de 2020
- 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, 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 aux troisième et quatrième trimestres 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 de la règle relative aux pertes de réseau attribuées par l'AESO au cours du premier trimestre de 2021 et des deux derniers trimestres de 2020
- Profits de change importants au cours des deux derniers trimestres 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 et de remise en état d'actifs mis hors service pour toutes les périodes visées
- Répercussions des changements dans la durée d'utilité de certains actifs au troisième trimestre de 2020
- La charge d'impôt exigible fluctue constamment en fonction du résultat avant impôts au cours des trimestres, car les activités du secteur Commercialisation de l'énergie et les activités en Australie continuent d'être assujetties à l'impôt. Augmentation de la charge d'impôt différé par rapport à celle de 2021 en raison des provisions pour moins-value établies à l'égard d'une partie des activités au Canada

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.

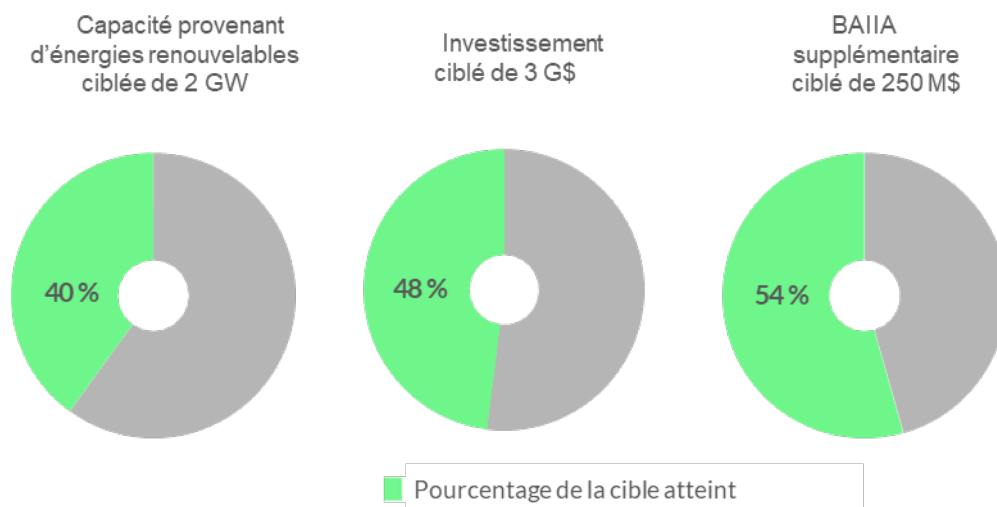
Notre objectif est d'être un chef de file de la production d'électricité centré sur le client et soucieux d'assurer un avenir durable, qui se concentre sur l'augmentation de la valeur pour les actionnaires en développant son portefeuille de centrales de haute qualité grâce à des flux de trésorerie stables 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 4 août 2022, nous avons réalisé des progrès significatifs vers l'atteinte des cibles du plan de croissance de l'électricité propre.



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

Objectifs stratégiques

Objectifs	Cible	Résultats	Commentaires
Accélérer la croissance dans les énergies renouvelables et le stockage centrés sur le client	Fournir une capacité de 2 GW provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement estimé de 3 milliards de dollars d'ici la fin de 2025.	En avance	La Société a généré une croissance de 200 MW au premier trimestre au moyen du projet de parc éolien Horizon Hill. Nous avons également fait avancer la construction du projet d'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith, en Australie. Nous avons accompli une progression cumulative de 800 MW à l'égard de notre cible.
	Générer un BAIIA annuel moyen supplémentaire de 250 millions de dollars.	En avance	Le projet de parc éolien Horizon Hill ajoutera un BAIIA supplémentaire se situant dans une fourchette de 27 millions de dollars américains à 30 millions de dollars américains et le projet d'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. Nous avons accompli une progression cumulative d'environ 135 millions de dollars à l'égard de notre cible de BAIIA supplémentaire.
	Étendre la filière de développement de la Société en la faisant passer à 5 GW d'ici 2025 pour permettre de doubler le portefeuille d'énergies renouvelables de la Société de 2025 à 2030.	En voie de réalisation	La Société continue d'évaluer différentes possibilités pour 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. En 2022, notre filière de développement d'énergies renouvelables a enregistré une croissance d'environ 325 MW aux États-Unis et au Canada.
Adopter une approche de diversification ciblée	Accroître notre base d'actifs dans nos principales zones géographiques (le Canada, l'Australie et les États-Unis) afin de renforcer la diversification et la création de valeur.	En voie de réalisation	La Société est parvenue à ajouter de nouveaux actifs d'énergie renouvelable visés par des contrats dans chacune de ses trois principales zones géographiques. Nous avons diversifié notre portefeuille dans le marché américain grâce à l'acquisition des parcs solaires en Caroline du Nord et aux nouveaux placements en Oklahoma, ce qui a permis d'acquérir trois nouveaux clients de première qualité.
Maintenir une situation financière solide et une gestion rigoureuse du capital	Générer, au moyen de notre portefeuille existant, de solides flux de trésorerie à allouer à nos priorités de financement, notamment la croissance, les dividendes et le rachat d'actions.	En voie de réalisation	La Société disposait de liquidités de 1,9 milliard de dollars au 30 juin 2022. La Société a racheté des actions pour 18 millions de dollars au premier trimestre de 2022.
Définir la prochaine génération de solutions et de technologies de production d'énergie	Répondre aux besoins de nos clients et des collectivités en mettant en œuvre des solutions innovatrices de production d'énergie et en effectuant des investissements parallèles dans de nouveaux secteurs complémentaires d'ici la fin de 2025.	En voie de réalisation	La Société a mis en place une équipe responsable de l'innovation en matière d'énergie en vue d'atteindre ses objectifs dans ce domaine. L'équipe a 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. En outre, la Société s'est engagée à effectuer un investissement dans le Fonds Frontier, qui permet d'investir dans des technologies émergentes axées sur la carboneutralité à partir d'un portefeuille.

Objectifs stratégiques

Objectifs	Cible	Résultats	Commentaires
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 la proposition de norme fédérale 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

Le 5 avril 2022, la Société a annoncé de nouveaux projets de construction de 200 MW. En outre, la Société met activement en œuvre des projets à un stade de développement avancé d'une capacité de 140 MW. Le portefeuille de croissance actuel offre une capacité potentielle de 2 950 MW à 4 050 MW liée à des 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		Dépenses engagées à ce jour	Date d'achèvement prévue ¹	Durée du CAÉ ²	BAIIA annuel moyen ³	État
				Dépenses estimées						
Canada										
Garden Plain ⁴	Énergie éolienne	AB	130	190 \$	— 200 \$	81 \$	S2 2022	18	14 \$ – 15 \$	<ul style="list-style-type: none"> Entièrement visé par des contrats Construction en cours Début de la livraison des éoliennes en juillet Projet en voie d'être achevé dans les délais
États-Unis										
Parcs éoliens White Rock	Énergie éolienne	OK	300	460 \$ US	— 470 \$ US	56 \$ US	S2 2023	—	42 \$ US – 46 \$ US	<ul style="list-style-type: none"> CAÉ à long terme conclus Principaux contrats d'approvisionnement en matériel et contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction conclus Conception détaillée et obtention des permis définitifs en bonne voie Projet en voie d'être achevé dans les délais
Horizon Hill	Énergie éolienne	OK	200	290 \$ US	— 310 \$ US	35 \$ US	S2 2023	—	27 \$ US – 30 \$ US	<ul style="list-style-type: none"> CAÉ à long terme conclu Principaux contrats d'approvisionnement en matériel et contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction conclus Projet en voie d'être achevé dans les délais
Australie										
Énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields	Énergie solaire hybride	WA	48	69 \$ AU	— 73 \$ AU	45 \$ AU	S2 2022	16	9 \$ AU – 10 \$ AU	<ul style="list-style-type: none"> Construction en cours Système de rayonnage et panneaux livrés et batterie en route pour le site Projet en voie d'être achevé dans les délais
Projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith	Transport	WA	s. o.	50 \$ AU	— 53 \$ AU	5 \$ AU	S2 2023	15	6 \$ AU – 7 \$ AU	<ul style="list-style-type: none"> Contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction conclu Projet en voie d'être achevé dans les délais

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

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

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

4) 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.

Projets à un stade de développement avancé

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

Projet	Type	Région	Capacité installée brute (MW)	Dépenses estimées	BAIIA annuel moyen ¹
Tempest	Énergie éolienne	Alberta	100	190 \$ – 200 \$	15 \$ – 18 \$
Projet d'expansion visant la capacité de SCE	Gaz	Australie-Occidentale	40	80 \$ AU – 100 \$ AU	9 \$ AU – 12 \$ 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)
Projets aux premiers stades de développement			
Canada			
Parc éolien Riplinger	Énergie éolienne	Alberta	300
Unité 1 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	70
Unité 2 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	70
WaterCharger	Stockage à batteries	Alberta	180
Parc solaire Sunhills	Énergie solaire	Alberta	80
Parc solaire McNeil	Énergie solaire	Alberta	40
Possibilités d'exploitation de sources d'énergie éolienne au Canada	Énergie éolienne	Divers	300
Projet de pompage hydraulique de Brazeau	Hydroélectricité	Alberta	300 – 900
Réaménagement – Énergie thermique en Alberta	Gaz, énergie solaire, stockage	Alberta	250 – 500
			Total
			1 590 – 2 440
États-Unis			
Prairie Violet	Énergie éolienne	Illinois	130
Old Town	Énergie éolienne	Illinois	185
Big Timber	Énergie éolienne	Pennsylvanie	50
Autres projets éoliens potentiels aux États-Unis	Énergie éolienne	Divers	535
Réaménagement du site de la centrale de Centralia	Gaz, énergie solaire, stockage	Washington	250 – 500
			Total
			1 150 – 1 400
Australie			
Projets d'expansion dans la région de Goldfields	Gaz, énergie solaire et énergie éolienne	Australie-Occidentale	160
Centrale solaire de South Hedland	Énergie solaire	Australie-Occidentale	50
			Total
			210
Canada, États-Unis et Australie			Total
			2 950 – 4 050

Perspectives financières pour 2022

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.

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2022 :

Mesure	Cible pour 2022	Résultats réels de 2021
BALIA ajusté ^{1, 2}	De 1 065 millions de dollars à 1 185 millions de dollars	1 286 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles ^{1, 2}	De 455 millions de dollars à 555 millions de dollars	585 millions de dollars
Dividende	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 présentant le 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 de 2021 ont été révisés au cours du deuxième trimestre de 2022. 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 initiales	Attentes mises à jour
Alberta – au comptant (\$/MWh)	De 80 \$ à 90 \$	De 115 \$ à 125 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US/MWh)	De 45 \$ US à 55 \$ US	De 55 \$ US à 65 \$ US
AECO – prix du gaz (\$/GJ)	3,60 \$	De 6,50 \$ à 7,50 \$

La sensibilité du prix au comptant en Alberta à une variation de plus ou moins 1 \$/MWh devrait avoir une incidence de plus ou moins 3 millions de dollars sur le BALIA ajusté pour le reste de 2022.

Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2022

	Attentes initiales	Attentes mises à jour
Dépenses d'investissement de maintien	De 150 millions de dollars à 170 millions de dollars	Non révisée
Marge brute ajustée du secteur Commercialisation de l'énergie ¹	De 95 millions de dollars à 115 millions de dollars	De 110 millions de dollars à 130 millions de dollars

1) En 2022, la Société a mis à jour ses prévisions de marge brute ajustée, laquelle est en voie d'être supérieure au point médian.

Couverture en Alberta

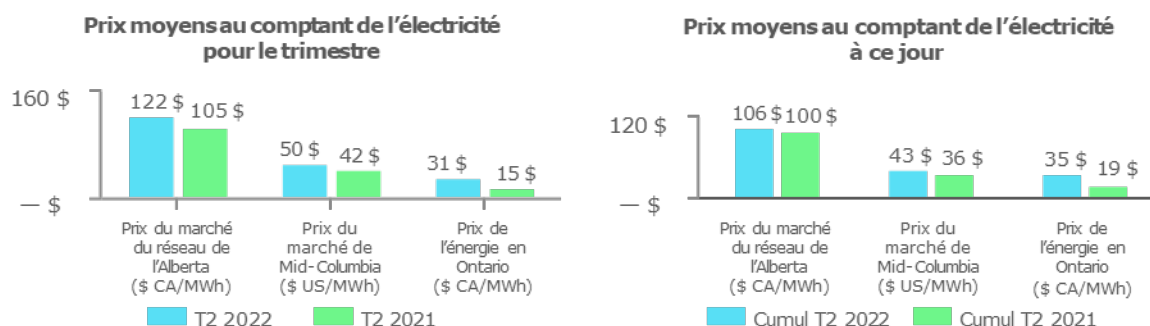
Fourchette des hypothèses	T3 2022	T4 2022	Exercice 2023
Production visée par des couvertures (GWh)	1 653	1 410	4 629
Prix couvert (\$/MWh)	77	74	72
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	17 millions	14 millions	58 millions
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	3,90	3,50	2,24

Notre performance globale pour le deuxième trimestre de 2022 correspondait aux attentes. La Société, bien qu'elle ait revu à la hausse les prévisions annuelles pour le secteur Commercialisation de l'énergie, est toujours en voie d'atteindre les objectifs établis pour 2022.

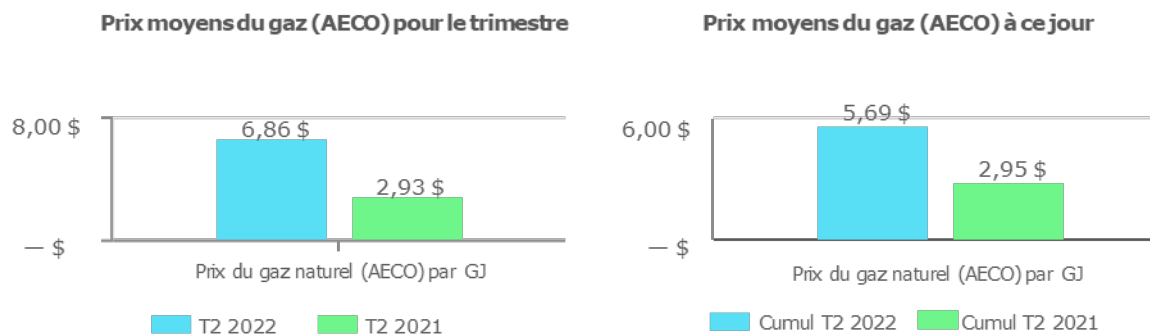
Activités d'exploitation

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

Prix du marché



Pour le deuxième trimestre de 2022, nous avons constaté que les prix marchands sont demeurés solides en Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique en raison de l'augmentation des prix du gaz naturel partout en Amérique du Nord. Les prix en Alberta pour le reste de l'exercice devraient être supérieurs à ceux de l'exercice précédent en raison de la hausse des prix du gaz naturel, ce qui devrait entraîner également une augmentation des coûts d'importation d'électricité à partir du Nord-Ouest Pacifique, facteurs que devrait compenser la réduction du nombre d'interruptions planifiées et les ajouts attendus de nouvelles installations pour l'approvisionnement en énergie éolienne et en énergie solaire qui devraient entrer en service vers la fin de 2022. Dans le Nord-Ouest Pacifique, la hausse des prix par rapport à ceux du trimestre précédent est attribuable aux prix élevés du gaz naturel aux États-Unis et au temps plus froid qui a retardé l'écoulement jusqu'à la fin du trimestre. Les prix de l'électricité en Ontario au cours du deuxième semestre de 2022 devraient être plus élevés qu'au cours des périodes correspondantes de 2021 en raison de la hausse des prix du gaz naturel et des interruptions supplémentaires liées à la remise en état des centrales nucléaires.



Les prix du gaz naturel de l'AECO pour le reste de 2022 sont de presque 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 juin 2022	Dépenses à ce jour au 30 juin 2022	Dépenses prévues en 2022
Total des dépenses d'investissement de maintien	31	48	150 \$ - 170 \$

Le total des dépenses d'investissement de maintien pour la période de six mois close le 30 juin 2022 a diminué de 52 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2021, ce qui s'explique essentiellement par 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 «Réfection des unités du parc éolien de Kent Hills» 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. Nous avons actuellement accès à des liquidités s'élevant à 1,9 milliard de dollars, dont 0,9 milliard de dollars en trésorerie. Nous comptons également être bien positionnés pour financer, en temps opportun, les prochaines échéances de la dette en 2022. 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.

Réfection des unités du parc éolien de Kent Hills

À l'heure actuelle, les unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills ne sont pas en service en raison de la défaillance de la tour survenue en septembre 2021. Cet événement a entraîné la mise hors service temporaire d'une capacité de production brute d'environ 150 MW¹. À la suite d'évaluations techniques indépendantes approfondies et d'une analyse des causes fondamentales des défaillances, il a été conclu que les fondations des 50 éoliennes des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills devaient être entièrement remplacées. L'interruption 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.

Après que les problèmes de fondations aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills ont été relevés, Kent Hills Wind LP («KHLP») a avisé le fiduciaire, BNY Trust Company of Canada (le «fiduciaire»), que des cas de défaut pourraient s'être produits en vertu de l'acte de fiducie régissant les modalités de ces obligations. Le 1^{er} juin 2022, la Société a obtenu une renonciation du fiduciaire lui permettant de pallier les cas de défaut et a ratifié simultanément un acte de fiducie complémentaire qui facilite la réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

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 qui comprend le démantèlement des 49 éoliennes restantes, la démolition et l'enlèvement des fondations existantes des tours, leur remplacement par des fondations de conception récente, le réassemblage des tours d'éoliennes et des turboalternateurs, le remplacement de l'éolienne qui s'est effondrée et la mise à l'essai de chaque turboalternateur avant sa remise en service. Chaque éolienne des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills sera remise en service dès que ses fondations auront été remplacées et que l'éolienne aura été réassemblée et testée. Les dépenses d'investissement sont maintenant estimées à environ 120 millions de dollars, ce qui comprend une provision pour éventualités. La réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills devrait être achevée au milieu 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. Le 30 juin 2022, la Société a comptabilisé des recouvrements d'assurance de 7 millions de dollars dans les autres résultats d'exploitation, montant net, liés aux coûts de remplacement de la tour qui s'est effondrée.

En outre, au deuxième trimestre de 2022, KHLP a conclu les négociations avec Énergie NB et a modifié les CAÉ existants 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'à décembre 2045. Au cours de la période de prolongation après 2035, les prix contractuels ont été ajustés pour tenir compte des prix concurrentiels en vigueur dans le secteur de la production d'énergie éolienne et comprennent des indexations reflétant l'inflation.

¹ 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.

Au deuxième trimestre de 2022, KHLP a reçu un remboursement de 10 millions de dollars du prêt à recevoir de Kent Hills Wind LP, qui était exigé en vertu de la renonciation et de la modification apportée aux obligations de Kent Hills. En outre, 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 sa date d'échéance initiale du 2 octobre 2022 a été reportée à octobre 2027. Au 30 juin 2022, un prêt de 45 millions de dollars (55 millions de dollars au 31 décembre 2021) était à recevoir.

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 juin 2022 :

Actif	30 juin 2022	31 déc. 2021	Augmentation (diminution)
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	898	947	(49)
Créances clients et autres débiteurs	1 027	651	376
Actifs de gestion du risque	603	308	295
Autres actifs courants ¹	287	291	(4)
Total des actifs courants	2 815	2 197	618
Actifs non courants			
Actifs de gestion du risque	308	399	(91)
Immobilisations corporelles, montant net	5 145	5 320	(175)
Autres actifs non courants ²	1 318	1 310	8
Total des actifs non courants	6 771	7 029	(258)
Total de l'actif	9 586	9 226	360
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et charges à payer	1 146	689	457
Passifs de gestion du risque	588	261	327
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (courantes)	690	844	(154)
Autres passifs courants ³	92	137	(45)
Total des passifs courants	2 516	1 931	585
Passifs non courants			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	2 489	2 423	66
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (non courantes)	588	779	(191)
Passifs de gestion du risque (non courants)	205	145	60
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	212	253	(41)
Autres passifs non courants ⁴	1 102	1 102	—
Total des passifs non courants	4 596	4 702	(106)
Total du passif	7 112	6 633	479
Capitaux propres			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 574	1 582	(8)
Participations ne donnant pas le contrôle	900	1 011	(111)
Total des capitaux propres	2 474	2 593	(119)
Total du passif et des capitaux propres	9 586	9 226	360

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 299 millions de dollars au 30 juin 2022 (266 millions de dollars au 31 décembre 2021). Le fonds de roulement a augmenté par rapport à celui de la période précédente en raison surtout du reclassement des obligations de Kent Hills dans les passifs non courants par suite de la renonciation obtenue et de la baisse des montants à payer au titre de l'exploitation, contrebalancés en partie par les 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 juin 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). La variation de l'ensemble des garanties est en grande partie liée aux prix plus élevés des produits de base et à l'intensification de la volatilité sur les marchés.

Les actifs courants ont augmenté de 618 millions de dollars pour se chiffer à 2 815 millions de dollars au 30 juin 2022, contre 2 197 millions de dollars au 31 décembre 2021, du fait essentiellement de la hausse des créances clients et autres débiteurs découlant de l'augmentation des garanties fournies et de la hausse 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 juin 2022, la Société avait fourni des garanties au comptant de 403 millions de dollars (55 millions de dollars au 31 décembre 2021) relativement à des instruments dérivés dans une position d'actif net.

Les passifs courants ont augmenté de 585 millions de dollars pour passer de 1 931 millions de dollars au 31 décembre 2021 à 2 516 millions de dollars au 30 juin 2022, en raison essentiellement d'une augmentation des garanties reçues en lien avec les obligations de contreparties au titre des dettes fournisseurs et d'une hausse des passifs de gestion du risque du fait surtout de la volatilité des prix du marché, le tout contrebalancé en partie par le reclassement des obligations de Kent Hills dans les passifs non courants par suite de la renonciation obtenue. Au 30 juin 2022, la Société détenait des garanties au comptant reçues de 604 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 juin 2022 étaient de 6 771 millions de dollars, une baisse de 258 millions de dollars en comparaison des actifs non courants de 7 029 millions de dollars au 31 décembre 2021. La baisse découle surtout de la diminution des immobilisations corporelles en lien avec l'augmentation des taux d'actualisation sur la provision pour frais de démantèlement de 106 millions de dollars, la dépréciation d'actifs de 27 millions de dollars et la dotation aux amortissements comptabilisée au cours de la période. En outre, les actifs de gestion du risque ont diminué en raison de la volatilité des prix du marché et des règlements de contrats. Ces incidences ont été contrebalancées en partie par l'augmentation des immobilisations corporelles pour la construction du projet de parc éolien Horizon Hill, les projets de parcs éoliens White Rock, le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields et le projet de parc éolien Garden Plain.

Passifs non courants

Les passifs non courants au 30 juin 2022 s'établissaient à 4 596 millions de dollars, une diminution de 106 millions de dollars par rapport à ceux de 4 702 millions de dollars au 31 décembre 2021, attribuable principalement à une baisse de 211 millions de dollars de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état non courante découlant de l'augmentation des taux d'actualisation et à une diminution de 46 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations définies due aux modifications des hypothèses sur le taux d'actualisation, en partie contrebalancées par une augmentation de 66 millions de dollars de la dette à long terme et des obligations locatives liée au reclassement des obligations de Kent Hills dans les passifs non courants par suite de la renonciation obtenue, déduction faite des remboursements prévus de la dette et d'une hausse des passifs de gestion du risque attribuable à la volatilité sur le marché et aux nouveaux contrats.

Total des capitaux propres

Au 30 juin 2022, la diminution de 119 millions de dollars du total des capitaux propres était surtout attribuable aux pertes nettes de 169 millions de dollars sur les couvertures de flux de trésorerie, aux distributions de 72 millions de dollars aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle, au rachat d'actions de 18 millions de dollars dans le cadre de l'OPRA, à l'incidence de 11 millions de dollars des régimes de paiements fondés sur des actions et aux dividendes sur actions ordinaires et sur actions privilégiées de respectivement 13 millions de dollars et 10 millions de dollars, le tout contrebalancé en partie par le résultat net de 147 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 juin 2022		31 déc. 2021	
	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation				
Montant net des dettes non garanties de premier rang				
Dettes avec recours – débiteures en dollars canadiens	251	5	251	4
Dettes avec recours – billets de premier rang en dollars américains	896	16	888	16
Divers	3	—	4	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(680)	(12)	(703)	(12)
Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides ¹	(2)	—	(19)	—
Montant net des dettes non garanties de premier rang	468	9	421	8
Autres passifs				
Débiteures échangeables	337	6	335	6
Dettes sans recours				
Obligation de TAPC Holdings LP	99	2	102	2
Obligation d'OCP	252	5	263	5
Obligations locatives	80	1	78	1
Total de la dette nette – TransAlta Corporation	1 236	23	1 199	22
TransAlta Renewables				
Dettes nettes présentées de TransAlta Renewables				
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	212	4	221	4
Obligation du parc éolien Windrise	170	3	171	3
Obligations locatives	23	—	22	—
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(218)	(3)	(244)	(4)
Dettes au titre des placements dans des participations financières de TransAlta Renewables				
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis ²	122	2	135	2
Dettes sans recours de South Hedland ³	691	13	732	13
Total de la dette nette – TransAlta Renewables	1 380	26	1 437	25
Total de la dette nette consolidée^{4, 5}	2 616	49	2 636	47
Participations ne donnant pas le contrôle	900	16	1 011	18
Actions privilégiées échangeables ⁵	400	7	400	7
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	2 893	53	2 901	51
Actions privilégiées	942	17	942	17
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(2 261)	(41)	(2 261)	(40)
Total du capital	5 490	101	5 629	100

¹⁾ Comprend le principal des liquidités soumises à restrictions d'OCP en 2021 et la juste valeur positive (négative) des instruments de couverture sur la dette.

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

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

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

⁵⁾ Le total de la dette nette consolidée ne tient pas compte des actions privilégiées échangeables étant donné que, à des fins de crédit, elles sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes.

Facilités de crédit

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

Au 30 juin 2022	Crédit utilisé				Date d'échéance
	Montant total	Lettres de crédit en cours ¹	Emprunts réels	Capacité disponible	
TransAlta Corporation					
Facilité bancaire consortiale consentie ²	1 250	888	—	362	T2 2026
Facilités de crédit bilatérales consenties – Canada	240	168	—	72	T2 2024
TransAlta Renewables					
Facilité de crédit consentie ²	700	102	—	598	T2 2026
Total	2 190	1 158	—	1 032	

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 juin 2022, nous avons consenti des garanties au comptant de 403 millions de dollars.

2) TransAlta a des lettres de crédit de 150 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.

Dettes 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 deuxième 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 troisième trimestre de 2022.

Réfection des unités du parc éolien de Kent Hills

Au quatrième trimestre de 2021, la Société a avisé le fiduciaire que des cas de défaut pourraient s'être produits en vertu de l'acte de fiducie régissant les modalités des obligations 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. Après l'obtention de la renonciation, la Société a reclassé une partie de la valeur comptable de 212 millions de dollars (valeur nominale de 215 millions de dollars) 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.

Entre 2022 et 2024, un montant de 865 millions de dollars de la dette viendra à échéance, y compris un montant de 518 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 qui viendront à échéance en 2022.

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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Intérêt sur la dette	40	40	81	80
Intérêt sur les débetures échangeables	8	7	15	14
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	7	7	14	14
Produits d'intérêts	(4)	(3)	(7)	(6)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(3)	(3)	(4)	(8)
Intérêts sur les obligations locatives	2	2	3	4
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	5	3	11	10
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	(3)	—	(3)	1
Désactualisation des provisions	10	7	19	14
Charge d'intérêts nette	62	60	129	123

La charge d'intérêts nette pour la période de trois mois close le 30 juin 2022 a été comparable à celle de la période correspondante de 2021. La charge d'intérêts nette a augmenté pour la période de six mois close le 30 juin 2022, en raison surtout de la hausse de la charge d'intérêts liée à l'obligation du parc éolien Windrise émise au quatrième trimestre de 2021, d'une désactualisation accrue des provisions et d'une baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif sur les projets de mise en valeur.

Capital social

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

Aux	4 août 2022	30 juin 2022	31 déc. 2021
	Nombre d'actions (en millions)		
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	270,7	270,7	271,0
Actions privilégiées			
Série A	9,6	9,6	9,6
Série B	2,4	2,4	2,4
Série C	10,0	10,0	11,0
Série D	1,0	1,0	—
Série E	9,0	9,0	9,0
Série G	6,6	6,6	6,6
Actions privilégiées émises et en circulation dans les capitaux propres à la fin de la période	38,6	38,6	38,6
Série I – titres échangeables ¹	0,4	0,4	0,4
Actions privilégiées émises et en circulation à la fin de la période	39,0	39,0	39,0

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

Le 16 juin 2022, la Société a annoncé que 1 044 299 des 11 000 000 d'actions de série C en circulation avaient été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, en actions de série D, compte tenu de tous les avis de choix reçus après la date limite de conversion du 15 juin 2022.

Participations ne donnant pas le contrôle

Au 30 juin 2022, la Société détenait une participation de 60,1 % (60,1 % au 30 juin 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.

Nous détenons également une participation de 50,01 % dans TA Cogen (50,01 % au 30 juin 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 six mois closes le 30 juin 2022 s'est élevé à respectivement 11 millions de dollars et 31 millions de dollars, une diminution de respectivement 19 millions de dollars et 30 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021. Le résultat de TA Cogen pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 a diminué par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021, en raison principalement de la hausse des prix du gaz, des coûts du transport et de la baisse de la production aux unités de la centrale de Sheerness. Le résultat de TransAlta Renewables pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 a diminué par rapport à celui des périodes correspondantes de 2021, principalement en raison de la baisse des produits financiers liés aux filiales de TransAlta, de la hausse de la dépréciation d'actifs, de la hausse de la charge d'intérêts et de l'amortissement associée à la mise en service et au financement du parc éolien Windrise, de l'augmentation de la charge d'impôts sur le résultat et d'une baisse des profits de change. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une hausse des produits des activités ordinaires, l'encaissement de l'indemnité d'assurance liée aux coûts de remplacement de la tour qui s'est effondrée au parc éolien de Kent Hills, et la comptabilisation des 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

Engagements

Veillez vous 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 juin 2022, la Société avait pris 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 le projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith.

De plus, au deuxième trimestre de 2022, la Société a conclu des ententes d'un montant de 86 millions de dollars pour l'achèvement des 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'émission («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, puisque, 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 1,75 million 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 ont jusqu'au 8 août 2022 pour déposer une demande auprès de la Cour suprême du Canada afin d'obtenir l'autorisation d'en appeler de la décision de la Cour d'appel.

Interruptions à la centrale de Sarnia

Entre le 19 mai 2021 et le 9 juin 2021, trois interruptions distinctes à la centrale de cogénération de Sarnia ont entraîné des interruptions de la fourniture de vapeur à ses clients industriels. En conséquence, 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, qui a permis de conclure que les trois interruptions ne constituaient pas des cas de force majeure. En conséquence, des dommages-intérêts prédéterminés d'un montant de 12 millions de dollars ont été versés par TransAlta (SC) LP pour les trois interruptions 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 six mois closes le 30 juin 2022.

Flux de trésorerie

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

	Six mois clos les 30 juin		
	2022	2021	Augmentation (diminution)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	947	703	244
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	322	337	(15)
Activités d'investissement	(166)	(121)	(45)
Activités de financement	(201)	(273)	72
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(4)	(4)	—
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	898	642	256

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour la période de six mois close le 30 juin 2022 ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2021 en raison principalement d'une baisse des flux de trésorerie résultant d'une diminution de la production et des produits des activités ordinaires dans tous les secteurs, sauf le secteur Énergie éolienne et énergie solaire, contrebalancée par une hausse de la production et des produits des activités ordinaires dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire et des variations favorables du fonds de roulement provenant des fluctuations dans les comptes de garanties liées aux prix élevés des produits de base et à la volatilité des marchés.

Pour la période de six mois close le 30 juin 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 conclue en 2021 (128 millions de dollars) compris à l'exercice précédent partiellement contrebalancé par :
- Baisse des dépenses en trésorerie des activités de construction de projets dans les immobilisations corporelles (16 millions de dollars)
- 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 (38 millions de dollars)

- Hausse des encaissements au titre du prêt à recevoir et baisse des avances sur le prêt à recevoir (12 millions de dollars)
- Augmentation des encaissements des liquidités soumises à restrictions liés aux remboursements du principal de la dette de financement (10 millions de dollars)

Pour la période de six mois close le 30 juin 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 :
 - Augmentation des remboursements de la dette à long terme (14 millions de dollars)
 - Hausse des rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (14 millions de dollars)
 - Hausse des dividendes versés sur actions ordinaires (3 millions de dollars)
 - Augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (5 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 juin 2022 et pour la période de six mois close à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers

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

Au 30 juin 2022, la valeur comptable du passif net au titre des instruments de niveau III était de 407 millions de dollars (actif net de 159 millions de dollars au 31 décembre 2021), ce qui s'explique principalement par les variations des prix du marché sur les contrats existants et nouveaux.

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 six mois closes les 30 juin 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 six mois closes le 30 juin 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.

BAIIA ajusté

Au quatrième trimestre de 2021, le BAIIA aux fins de comparaison a été renommé BAIIA ajusté, conformément à la terminologie normalisée du secteur. Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon le BAIIA ajusté. Le BAIIA ajusté est, pour la direction, une mesure importante qui correspond à la rentabilité de nos principales activités. Au deuxième trimestre de 2022, la composition de notre BAIIA comme présenté 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 BAIIA 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 BAIIA ajusté est ajusté de façon à exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et des profits ou pertes latents de change associés aux transactions sur des produits de base.
- Les profits et les pertes liés aux positions de change dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de change connexes ont été comptabilisés dans la période au cours de laquelle les positions ont été réglées.

Ajustements des coûts du combustible et des achats d'électricité

- 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 (reprises de) 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 «Réfection des unités du parc éolien de Kent Hills» 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 dans notre BAIIA ajusté total, étant donné qu'il ne représente pas nos activités régulières de production d'électricité.

BAIIA annuel moyen

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

Fonds provenant des activités d'exploitation

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

Ajustements des flux de trésorerie d'exploitation

- Comprennent les fonds provenant des activités d'exploitation liés au parc éolien Skookumchuck, qui est traité comme un placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence en vertu des IFRS, et la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des coentreprises, est comprise dans les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation selon les IFRS. Ce placement faisant partie de nos activités régulières de production d'électricité, nous avons inclus notre quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation.
- Les paiements reçus relativement aux créances au titre des contrats de location-financement 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, et la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés aux activités de combustion du charbon («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 juin 2022 :

	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz ²	Transition énergé- tique ³	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclas- sement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	105	96	127	96	36	1	461	(3)	—	458
<i>Reclassements et ajustements</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	15	128	—	(56)	—	87	—	(87)	—
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(10)	—	75	—	65	—	(65)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location- financement	—	—	11	—	—	—	11	—	(11)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	6	—	—	—	6	—	(6)	—
(Profits latents) pertes latentes de change sur les produits de base	—	—	—	—	2	—	2	—	(2)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	105	111	262	96	57	1	632	(3)	(171)	458
Coûts du combustible et des achats d'électricité	6	6	147	71	—	1	231	—	—	231
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	6	6	146	71	—	1	230	—	1	231
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	12	(4)	—	—	9	—	—	9
Marge brute	99	104	104	29	57	—	393	(3)	(172)	218
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	15	45	17	7	23	117	—	—	117
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	4	4	1	—	—	10	(1)	—	9
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(10)	(10)	—	—	—	(20)	—	—	(20)
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Recouvrement d'assurance	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	(3)	(10)	—	—	—	(13)	—	(7)	(20)
BAIIA ajusté ⁴	88	88	65	11	50	(23)	279			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										2
Produits tirés des contrats de location-financement										6
Amortissement										(115)
Reprise de dépréciation d'actifs										24
Charge d'intérêts nette										(62)
Profit de change										9
Profit à la vente d'actifs et autres										2
Résultat avant impôts sur le résultat										(22)

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.

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 juin 2021 :

Attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz ²	Transition énergétique ³	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	114	79	287	101	38	4	623	(4)	—	619
<i>Reclassements et ajustements</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	(4)	(28)	23	(4)	—	(13)	—	13	—
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	1	—	16	—	17	—	(17)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	10	—	—	—	10	—	(10)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	6	—	—	—	6	—	(6)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	114	75	276	124	50	4	643	(4)	(20)	619
Coûts du combustible et des achats d'électricité ⁴	6	3	110	92	—	4	215	—	—	215
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Amortissement minier	—	—	(26)	(24)	—	—	(50)	—	50	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(3)	—	—	(3)	—	3	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	6	3	83	65	—	4	161	—	54	215
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	32	10	—	—	42	—	—	42
Marge brute	108	72	161	49	50	—	440	(4)	(74)	362
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ⁴	11	15	45	46	7	24	148	—	—	148
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	(2)	(23)	—	—	(25)	—	25	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	11	15	43	23	7	24	123	—	25	148
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2	4	2	—	—	9	(1)	—	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	(10)	(1)	—	—	(11)	—	—	(11)
BAIIA ajusté ⁵	96	55	124	25	43	(24)	319			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										2
Produits tirés des contrats de location-financement										6
Amortissement										(123)
Imputation pour dépréciation d'actifs										(16)
Charge d'intérêts nette										(60)
Profit de change										14
Profit à la vente d'actifs et autres										32
Résultat avant impôts sur le résultat										72

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 trois mois close le 30 juin 2021, un montant de 3 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.

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

Attribuable aux porteurs d'actions ordinaires										
	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz ²	Transition énergé- tique ³	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ⁴	Ajustements de reclas- sement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	182	191	561	202	62	2	1 200	(7)	—	1 193
<i>Reclassements et ajustements</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	28	(34)	11	(46)	—	(41)	—	41	—
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(7)	—	65	—	58	—	(58)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	22	—	—	—	22	—	(22)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	11	—	—	—	11	—	(11)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	182	219	553	213	81	2	1 250	(7)	(50)	1 193
Coûts du combustible et des achats d'électricité	10	14	278	165	—	2	469	—	—	469
<i>Reclassements et ajustements</i>										
<i>Produits d'intérêts australiens</i>	—	—	(2)	—	—	—	(2)	—	2	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	10	14	276	165	—	2	467	—	2	469
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	30	(3)	—	—	28	—	—	28
Marge brute	172	204	247	51	81	—	755	(7)	(52)	696
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	21	31	89	33	14	41	229	—	—	229
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	6	8	2	—	—	18	(1)	—	17
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(17)	(20)	—	—	—	(37)	—	—	(37)
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Recouvrement d'assurance	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	(10)	(20)	—	—	—	(30)	—	(7)	(37)
BAIIA ajusté ⁴	149	177	170	16	67	(41)	538			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										4
Produits tirés des contrats de location-financement										11
Amortissement										(232)
Reprise de dépréciation d'actifs										66
Charge d'intérêts nette										(129)
Profit de change										11
Profit à la vente d'actifs et autres										2
Résultat avant impôts sur le résultat										220

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.

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

	Attribuable aux porteurs d'actions ordinaires							Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz ²	Transition énergétique ³	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total			
Produits des activités ordinaires	203	170	553	240	99	5	1 270	(9)	—	1 261
<i>Reclassements et ajustements</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	1	(51)	29	(12)	—	(33)	—	33	—
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	1	—	28	—	29	—	(29)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	20	—	—	—	20	—	(20)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	13	—	—	—	13	—	(13)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	203	171	536	269	115	5	1 299	(9)	(29)	1 261
Coûts du combustible et des achats d'électricité ⁴	9	7	218	221	—	5	460	—	—	460
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(2)	—	—	—	(2)	—	2	—
Amortissement minier	—	—	(53)	(52)	—	—	(105)	—	105	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(11)	—	—	(11)	—	11	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	9	7	163	158	—	5	342	—	118	460
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	71	21	—	—	92	—	—	92
Marge brute	194	164	302	90	115	—	865	(9)	(147)	709
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ⁴	19	28	87	69	17	32	252	(1)	—	251
<i>Reclassements et ajustements</i>										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	(2)	(23)	—	—	(25)	—	25	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	19	28	85	46	17	32	227	(1)	25	251
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	5	7	4	—	—	18	(1)	—	17
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	(20)	(1)	—	—	(21)	—	—	(21)
BAIIA ajusté ⁵	173	131	230	41	98	(32)	641			
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										4
Produits tirés des contrats de location-financement										13
Amortissement										(272)
Imputation pour dépréciation d'actifs										(45)
Charge d'intérêts nette										(123)
Profit de change										21
Profit à la vente d'actifs et autres										33
Résultat avant impôts sur le résultat										93

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 six mois close le 30 juin 2021, un montant de 5 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.

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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(129)	80	322	337
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	260	128	(24)	56
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	131	208	298	393
Ajustements :				
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	2	—	5	4
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	11	10	22	20
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ²	8	28	8	36
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	65	17	58	29
Divers ³	3	4	8	8
Fonds provenant des activités d'exploitation⁴	220	267	399	490
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(31)	(66)	(48)	(100)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)	(2)	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)	(20)	(20)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(30)	(32)	(72)	(69)
Paiements de principal sur les obligations locatives et autres ¹	(3)	(3)	(4)	(4)
Flux de trésorerie disponibles⁴	145	155	253	296
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	271	270	271	271
Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁴	0,81	0,99	1,47	1,81
Flux de trésorerie disponibles par action⁴	0,54	0,57	0,93	1,09

1) Comprennent 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 liés à nos activités de combustion du charbon en 2021 ramenés à leur valeur nette de réalisation.

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) 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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
BAIIA ajusté ¹	279	319	538	641
Provisions	—	—	10	(5)
Charge d'intérêts	(50)	(48)	(104)	(99)
Charge d'impôt exigible	(13)	(12)	(25)	(35)
Profit (perte) de change réalisé(e)	13	(2)	15	(3)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(7)	(5)	(14)	(8)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(2)	15	(21)	(1)
Fonds provenant des activités d'exploitation³	220	267	399	490
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien ²	(31)	(66)	(48)	(100)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)	(2)	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)	(20)	(20)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(30)	(32)	(72)	(69)
Paiements de principal sur les obligations locatives et autres ²	(3)	(3)	(4)	(4)
Flux de trésorerie disponibles³	145	155	253	296

1) 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.

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

3) 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 juin	Production réelle (GWh)		BAIIA ajusté		Résultat avant impôts sur le résultat	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
TransAlta Renewables						
Hydroélectricité	159	162	7	7		
Énergie éolienne et énergie solaire ¹	1 072	889	68	57		
Gaz ¹	734	755	56	38		
Siège social	—	—	(5)	(5)		
TransAlta Renewables avant ajustements	1 965	1 806	126	97	18	28
<i>Déduire : partie de TransAlta Renewables non détenue par TransAlta Corporation</i>	(784)	(712)	(50)	(38)	(7)	(11)
Partie de TransAlta Renewables détenue par TransAlta Corporation	1 181	1 094	76	59	11	17
<i>Ajouter : actifs détenus par TransAlta Corporation, à l'exception de TransAlta Renewables</i>						
Hydroélectricité	374	392	81	89		
Énergie éolienne et énergie solaire	—	(63)	20	(2)		
Gaz	1 832	2 069	9	86		
Transition énergétique	290	484	11	25		
Commercialisation de l'énergie	—	—	50	43		
Siège social	—	—	(18)	(19)		
TransAlta Corporation, y compris la quote-part de TransAlta Renewables	3 677	3 976	229	281	(29)	61
Participations ne donnant pas le contrôle	784	712	50	38	7	11
TransAlta – Consolidé	4 461	4 688	279	319	(22)	72

¹⁾ Les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Gaz comprennent les actifs dans lesquels TransAlta Renewables détient une participation financière.

Six mois clos les 30 juin	Production réelle (GWh)		BAIIA ajusté		Résultat avant impôts sur le résultat	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
TransAlta Renewables						
Hydroélectricité	200	202	8	8		
Énergie éolienne et énergie solaire ¹	2 341	1 958	156	132		
Gaz ¹	1 669	1 513	112	91		
Siège social	—	—	(11)	(11)		
TransAlta Renewables avant ajustements	4 210	3 673	265	220	67	89
<i>Déduire : partie de TransAlta Renewables non détenue par TransAlta Corporation</i>	(1 680)	(1 460)	(106)	(87)	(27)	(35)
Partie de TransAlta Renewables détenue par TransAlta Corporation	2 530	2 213	159	133	40	54
<i>Ajouter : actifs détenus par TransAlta Corporation, à l'exception de TransAlta Renewables</i>						
Hydroélectricité	705	712	141	165		
Énergie éolienne et énergie solaire	—	(1)	21	(1)		
Gaz	3 562	3 945	58	139		
Transition énergétique	1 343	1 900	16	41		
Commercialisation de l'énergie	—	—	67	98		
Siège social	—	—	(30)	(21)		
TransAlta Corporation, y compris la quote-part de TransAlta Renewables	8 140	8 769	432	554	193	58
Participations ne donnant pas le contrôle	1 680	1 460	106	87	27	35
TransAlta – Consolidé	9 820	10 229	538	641	220	93

¹) 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 nettes ajustées sur le BAIIA ajusté

	30 juin 2022	31 déc. 2021
Dettes à long terme à la fin de la période ¹	3 179	3 267
Titres échangeables	337	335
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(898)	(947)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ²	671	671
Divers ³	(2)	(19)
Dettes nettes ajustées⁴	3 287	3 307
BAIIA ajusté⁵	1 183	1 286
Dettes nettes ajustées sur le BAIIA ajusté (multiple)	2,8	2,6

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

2) 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 (néant pour la période close le 30 juin 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. Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté était supérieur à celui de la période correspondante de 2021 en raison de la baisse du BAIIA ajusté de la période de six mois close le 30 juin 2022, de la diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la baisse des remboursements de la dette.

BAlIA 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 BAlIA 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 BAlIA 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 BAlIA ajusté et du BAlIA ajusté déconsolidé par secteur :

	Trois mois clos le 30 juin 2022			Trois mois clos le 30 juin 2021		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Hydroélectricité	88	7		96	7	
Énergie éolienne et énergie solaire	88	68		55	57	
Gaz	65	56		124	38	
Transition énergétique	11	—		25	—	
Commercialisation de l'énergie	50	—		43	—	
Siège social	(23)	(5)		(24)	(5)	
BAlIA ajusté	279	126	153	319	97	222
Déduire : BAlIA ajusté de TA Cogen			(15)			(38)
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables			37			37
BAlIA ajusté déconsolidé de TransAlta¹			175			221

1) 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.

	Six mois clos le 30 juin 2022			Six mois clos le 30 juin 2021		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Hydroélectricité	149	8		173	8	
Énergie éolienne et énergie solaire	177	156		131	132	
Gaz	170	112		230	91	
Transition énergétique	16	—		41	—	
Commercialisation de l'énergie	67	—		98	—	
Siège social	(41)	(11)		(32)	(11)	
BAlIA ajusté	538	265	273	641	220	421
Déduire : BAlIA ajusté de TA Cogen			(29)			(63)
Déduire : BAlIA de placements dans des coentreprises ¹			—			(4)
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables			75			75
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen			10			3
BAlIA ajusté déconsolidé de TransAlta¹			329			432

1) 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 juin 2022 et 2021 sont comme suit :

	Trois mois clos le 30 juin 2022			Trois mois clos le 30 juin 2021		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(129)	28		80	79	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	260	19		128	(19)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	131	47		208	60	
<i>Ajustements :</i>						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	11	—		10	—	
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre	8	—		28	—	
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	65	—		17	—	
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise ¹	2	—		—	—	
Produits financiers – participations financières	—	(3)		—	(20)	
Fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières ²	—	50		—	44	
Divers ³	3	—		4	—	
Fonds provenant des activités d'exploitation	220	94	126	267	84	183
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			37			37
Distributions au partenaire de TA Cogen			(4)			(6)
Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta			159			214

1) 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.

2) 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, majorés ou diminués des ajustements du taux de change.

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

	Six mois clos le 30 juin 2022			Six mois clos le 30 juin 2021		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	322	131		337	182	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(24)	2		56	(34)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	298	133		393	148	
<i>Ajustements :</i>						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	22	—		20	—	
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre	8	—		36	—	
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	58	—		29	—	
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise ¹	5	—		4		
Produits financiers – participations financières	—	(22)		—	(49)	
Fonds provenant des activités d'exploitation – participations financières ²	—	99		—	85	
Divers ³	8	—		8	—	
Fonds provenant des activités d'exploitation	399	210	189	490	184	306
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			75			75
Distributions au partenaire de TA Cogen			(22)			(17)
Déduire : Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹			—			(4)
Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta			242			360

1) 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.

2) 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, majorés ou diminués des ajustements du taux de change.

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

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 juin 2022	31 déc. 2021
Dette nette ajustée ¹	3 287	3 307
Ajouter : trésorerie et équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables	218	244
Déduire : dette à long terme de TransAlta Renewables	(785)	(814)
Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis et dette de South Hedland ²	(813)	(867)
Dette nette déconsolidée	1 907	1 870
BAIIA ajusté déconsolidé^{3, 5}	772	875
Ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA ajusté déconsolidé⁴ (multiple)	2,5	2,1

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) Concernent 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.

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 six mois close le 30 juin 2022 a augmenté par rapport à celui de la période correspondante de 2021, en raison de la hausse de la dette nette déconsolidée et de la baisse du BAIIA ajusté déconsolidé. La hausse de la dette nette déconsolidée découle de la baisse des remboursements prévus sur la dette de la Société et d'une diminution des soldes de trésorerie.

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 juin 2022 et pour la période 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 au cours du trimestre :

Dépréciation d'actifs

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2022, la Société a comptabilisé des imputations pour dépréciation d'actifs de 27 millions de dollars pour trois centrales éoliennes dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire et une centrale hydroélectrique dans le secteur Hydroélectricité, du fait essentiellement de la hausse des taux d'actualisation. Se reporter à la note 5 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour plus de précisions.

Provisions au titre des activités de démantèlement et de remise en état

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 six mois close le 30 juin 2022, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a diminué de 194 millions de dollars pour se fixer à 599 millions de dollars au 30 juin 2022, par rapport à 793 millions de dollars au 31 décembre 2021, en raison d'une hausse des taux d'actualisation attribuable en grande partie aux taux de référence du marché sous-jacents. En moyenne, les taux d'actualisation ont augmenté pour s'établir dans une fourchette de 6,8 % à 9,3 % au 30 juin 2022 (fourchette de 3,6 % à 6,5 % au 31 décembre 2021). Se reporter à la note 17 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour plus de précisions.

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 s'établir à 182 millions de dollars au 30 juin 2022, comparativement à 228 millions de dollars au 31 décembre 2021. Une hausse de 1 % des taux d'actualisation aurait une incidence de 40 millions de dollars sur les obligations au titre des prestations définies.

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^{er} janvier 2022.

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

Le 14 mai 2020, l'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^{er} 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^{er} janvier 2022 n'a entraîné aucun ajustement.

Changements de méthodes comptables futurs

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 six mois closes le 30 juin 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 six mois closes le 30 juin 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 entre la Russie et l'Ukraine 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. Le conflit entre la Russie et l'Ukraine continue d'évoluer ainsi que la portée et la gravité des sanctions économiques. Par conséquent, les répercussions indirectes du conflit russo-ukrainien 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 juin 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. La Société dispose de 400 millions de dollars US venant à échéance en novembre 2022, montant sur lequel nous avons couvert 300 millions de dollars US 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 15 mars 2022, le ministère Environnement et Changement climatique Canada («ECCC») du gouvernement du Canada a publié un document de travail concernant une proposition de norme sur l'électricité propre en faveur d'un secteur de l'électricité carboneutre d'ici 2035. Le document de travail d'ECCC énonce l'intention du gouvernement d'imposer des règlements plus stricts sur la production de gaz naturel afin d'atteindre un réseau carboneutre d'ici 2035. TransAlta collabore activement avec les gouvernements fédéral et provinciaux en clarifiant l'incidence des propositions réglementaires et en insistant sur la façon dont nos actifs courants jouent un rôle important pour assurer la fiabilité, l'abordabilité et la compétitivité, ainsi que sur les objectifs de décarbonation.

Le 29 mars 2022, le gouvernement du Canada a publié le *Plan de réduction des émissions pour 2030*. Ce vaste plan comprend un large éventail d'initiatives réglementaires, politiques et de financement conçues pour atteindre les cibles nationales de réduction des émissions du Canada. Plus particulièrement, le Plan de réduction des émissions mise largement sur l'électrification de l'économie afin d'atteindre les objectifs nationaux du Canada. TransAlta a communiqué avec le gouvernement concernant la conception du plan et continuera de le faire à l'avenir à l'égard d'initiatives pertinentes.

La norme sur l'électricité propre et le Plan de réduction des émissions pourraient créer de nouvelles possibilités de mise en valeur de projets d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie au Canada.

Le 8 juin 2022, le gouvernement du Canada a publié, dans la Partie II de la *Gazette du Canada*, la version définitive du *Règlement sur le régime canadien de crédits compensatoires concernant les gaz à effet de serre*, lequel établit un régime fédéral de crédits compensatoires pour les émissions de GES. Ce règlement donne naissance à un nouveau marché pour les crédits de GES au Canada. Toutefois, à l'heure actuelle, TransAlta ne peut utiliser ces crédits à des fins de conformité dans le cadre de programmes réglementaires provinciaux ou générer des crédits depuis ses centrales existantes si aucun changement n'est apporté aux politiques et si aucun protocole de crédits compensatoires fédéral n'est élaboré.

Le 6 juillet 2022, le *Règlement sur les combustibles propres* a été publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada*. Le règlement exigera que les producteurs et importateurs de combustibles fossiles liquides, comme l'essence et le diesel, réduisent progressivement l'intensité en carbone de ces combustibles à compter de décembre 2023. La Société peut saisir l'occasion de passer des contrats et de bâtir des projets qui réduisent l'intensité en carbone des combustibles fossiles tout au long de leur cycle de vie en recourant à l'électricité renouvelable dans ses centrales de production à des fins de conformité au *Règlement sur les combustibles propres*.

Ontario

Le 2 juin 2022, le premier ministre Doug Ford a été réélu au poste de premier ministre de l'Ontario au sein d'un gouvernement majoritaire. Au lendemain de l'élection, le gouvernement a continué de travailler sur de grands dossiers, dont le système de tarification du carbone de la province, le Programme des normes de rendement à l'égard des émissions («NRE»); le rôle du gaz naturel dans la transition du secteur de l'électricité; le développement d'un marché volontaire de crédits d'énergie propre; et le développement et la mise en œuvre de programmes d'approvisionnement pour le secteur de l'électricité. Les centrales thermiques alimentées au gaz de TransAlta en Ontario transfèrent les coûts liés au carbone aux termes des contrats actuels, réduisant au minimum l'incidence de tout changement apporté aux NRE. La Société continue de solliciter le gouvernement concernant les autres initiatives politiques visant à atténuer les risques et à cerner les possibilités.

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 lancé un appel d'offres à moyen terme afin d'acquérir jusqu'à 475 MW de capacité auprès des producteurs existants, l'attribution étant prévue pour le troisième trimestre de 2022. En outre, la SIERE va de l'avant avec des processus d'approvisionnement à long terme pour obtenir jusqu'à 3 500 MW de capacité, la livraison commerciale étant prévue pour 2025-2027. TransAlta continue de participer à ces processus.

Alberta

Vers la fin de 2021, l'AESO a entrepris d'évaluer les incidences d'un réseau d'électricité provincial carboneutre d'ici 2035, ce qui a donné lieu à la publication, le 27 juin 2022, de son premier rapport sur les parcours vers la carboneutralité, intitulé *Net-Zero Emissions Electricity Pathways Report* (le «rapport»). L'AESO considère le rapport comme la première étape d'un processus de compréhension des répercussions opérationnelles, commerciales et financières associées à un avenir d'électrification accrue et d'approvisionnement à faible émission. TransAlta continue de s'engager dans ce travail alors que nous cherchons à comprendre les défis et les possibilités pour le marché de l'Alberta dans un avenir carboneutre.

Le gouvernement de l'Alberta a également lancé une consultation sur les changements à apporter au règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation* (le «TIER»). Le TIER régit le système de tarification du carbone de la province, et les modifications qui y seront apportées auront des répercussions sur les centrales thermiques de TransAlta dans la province et sur la valeur des crédits d'émission de nos centrales d'énergies renouvelables. TransAlta prévoit participer étroitement aux consultations.

États-Unis

Le 21 mars 2022, la Securities and Exchange Commission («SEC») des États-Unis a publié un projet de règlement afin d'améliorer et de standardiser les informations à fournir en lien avec les changements climatiques destinées aux investisseurs. Le règlement proposé s'articule autour de la gouvernance des risques liés aux changements climatiques et de la gestion des risques, de la divulgation des incidences significatives liées au climat pour tous les horizons, des incidences sur les modèles opérationnels et de l'impact d'événements liés au climat. Nous nous attendons à ce que le règlement final pose des difficultés juridiques. La Société fournit actuellement aux investisseurs de l'information relative à sa gouvernance, à ses risques et à son rendement en matière de changements climatiques. Nous surveillerons étroitement l'élaboration du règlement et veillerons à continuer de nous conformer à toutes les exigences pertinentes.

Les élections américaines de mi-mandat auront lieu le 8 novembre 2022 et les changements au Congrès et au Sénat pourraient modifier l'orientation du gouvernement, notamment en matière de politique climatique et d'énergies renouvelables. Il reste possible que les crédits d'impôt à la production et à l'investissement à l'appui de la production d'énergie éolienne et solaire soient renouvelés en 2022 et que de nouveaux crédits d'impôt soient accordés à l'égard des technologies liées au stockage et à l'hydrogène. TransAlta continue de surveiller les changements éventuels pouvant avoir une incidence sur ses plans de croissance.

Australie

L'Australie a tenu une élection nationale le 21 mai 2022. Le Parti travailliste a formé un gouvernement majoritaire. Depuis le début du mandat du Parti travailliste, l'Australie a informé les Nations Unies qu'elle avait l'intention de rehausser 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 de 26-28 % 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. L'exposition de nos actifs existants en Australie aux risques politiques demeure faible et les politiques soutiennent la poursuite de la décarbonation industrielle.

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 six mois close le 30 juin 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 4 % du résultat net total de la Société au 30 juin 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 juin 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)

(non audité)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Produits des activités ordinaires (note 3)	458	619	1 193	1 261
Coûts du combustible et des achats d'électricité (note 4)	231	215	469	460
Coûts de conformité liés au carbone (note 4)	9	42	28	92
Marge brute	218	362	696	709
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 4)	117	148	229	251
Amortissement	115	123	232	272
Imputation pour dépréciation d'actifs (reprise) (note 5)	(24)	16	(66)	45
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	9	8	17	17
Autres résultats d'exploitation, montant net (note 6)	(20)	(11)	(37)	(21)
Résultats d'exploitation	21	78	321	145
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	2	2	4	4
Produits tirés des contrats de location-financement	6	6	11	13
Charge d'intérêts nette (note 7)	(62)	(60)	(129)	(123)
Profit de change	9	14	11	21
Profit à la vente d'actifs et autres (note 14)	2	32	2	33
Résultat avant impôts sur le résultat	(22)	72	220	93
Charge d'impôts sur le résultat (note 8)	37	44	73	64
Résultat net	(59)	28	147	29
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(70)	(2)	116	(32)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	11	30	31	61
	(59)	28	147	29
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(70)	(2)	116	(32)
Dividendes sur actions privilégiées (note 20)	10	10	10	10
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(80)	(12)	106	(42)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	271	270	271	271
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,30)	(0,04)	0,39	(0,16)

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Résultat net	(59)	28	147	29
Autres éléments du résultat global				
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	18	1	36	38
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	1	—	—	(1)
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	19	1	36	37
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	8	(24)	(6)	(37)
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	(13)	9	(3)	14
Pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ²	(69)	(108)	(151)	(131)
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ³	(3)	(8)	(18)	(26)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	(77)	(131)	(178)	(180)
Autres éléments du résultat global	(58)	(130)	(142)	(143)
Total du résultat global	(117)	(102)	5	(114)
Total du résultat global attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(102)	(135)	44	(137)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	(15)	33	(39)	23
	(117)	(102)	5	(114)

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de respectivement 5 millions de dollars et 11 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 (néant et charge de 11 millions de dollars au 30 juin 2021).

2) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de respectivement 22 millions de dollars et 44 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 (recouvrement de respectivement 28 millions de dollars et 36 millions de dollars au 30 juin 2021).

3) Déduction faite du reclassement de la charge d'impôts sur le résultat de respectivement 1 million de dollars et 5 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022 (charge de respectivement 2 millions de dollars et 7 millions de dollars au 30 juin 2021).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)

	30 juin 2022	31 déc. 2021
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	898	947
Liquidités soumises à restrictions (note 18)	43	70
Créances clients et autres débiteurs (note 10)	1 027	651
Charges payées d'avance	61	29
Actifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	603	308
Stocks	156	167
Actifs détenus en vue de la vente	27	25
	2 815	2 197
Actifs non courants		
Placements (note 13)	117	105
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	158	185
Actifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	308	399
Immobilisations corporelles (note 14)		
Coût	13 405	13 389
Amortissement cumulé	(8 260)	(8 069)
	5 145	5 320
Actifs au titre de droits d'utilisation	96	95
Immobilisations incorporelles (note 15)	259	256
Goodwill	464	463
Actifs d'impôt différé	59	64
Autres actifs (note 16)	165	142
Total de l'actif	9 586	9 226
Passifs courants		
Dettes fournisseurs et charges à payer (note 12)	1 146	689
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 17)	39	48
Passifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	588	261
Partie courante des passifs sur contrat (note 21)	5	19
Impôts sur le résultat à payer	9	8
Dividendes à verser (notes 19 et 20)	39	62
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 18)	690	844
	2 516	1 931
Passifs non courants		
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 18)	2 489	2 423
Titres échangeables	737	735
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 17)	588	779
Passifs d'impôt différé	353	354
Passifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	205	145
Passifs sur contrat	12	13
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	212	253
Total du passif	7 112	6 633
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 19)	2 893	2 901
Actions privilégiées (note 20)	942	942
Surplus d'apport	28	46
Déficit	(2 363)	(2 453)
Cumul des autres éléments du résultat global	74	146
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 574	1 582
Participation ne donnant pas le contrôle (note 9)	900	1 011
Total des capitaux propres	2 474	2 593
Total du passif et des capitaux propres	9 586	9 226

Engagements et éventualités (note 21)

Voir les notes jointes.

États des variations des capitaux propres consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)

Six mois clos le 30 juin 2022	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuables aux participations	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	—	—	—	116	—	116	31	147
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	—	—	—	—	(9)	(9)	—	(9)
Pertes nettes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(169)	(169)	—	(169)
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	36	36	—	36
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	70	70	(70)	—
Total du résultat global	—	—	—	116	(72)	44	(39)	5
Dividendes versés sur actions ordinaires	—	—	—	(13)	—	(13)	—	(13)
Dividendes versés sur actions privilégiées	—	—	—	(10)	—	(10)	—	(10)
Actions achetées en vertu d'une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») (note 19)	(15)	—	—	(3)	—	(18)	—	(18)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	7	—	(18)	—	—	(11)	—	(11)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	—	—	—	—	—	—	(72)	(72)
Solde au 30 juin 2022	2 893	942	28	(2 363)	74	1 574	900	2 474

Six mois clos le 30 juin 2021	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuables aux participations	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	—	—	—	(32)	—	(32)	61	29
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	—	—	—	—	(23)	(23)	—	(23)
Pertes nettes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(159)	(159)	1	(158)
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	38	38	—	38
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	39	39	(39)	—
Total du résultat global	—	—	—	(32)	(105)	(137)	23	(114)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(12)	—	(12)	—	(12)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(10)	—	(10)	—	(10)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	5	—	(5)	—	—	—	—	—
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	—	—	—	—	—	—	(67)	(67)
Solde au 30 juin 2021	2 901	942	33	(1 880)	197	2 193	1 040	3 233

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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Activités d'exploitation				
Résultat net	(59)	28	147	29
Amortissement	115	173	232	377
Profit à la vente d'actifs et autres (note 14)	(1)	(32)	(1)	(33)
Désactualisation des provisions (note 7)	10	7	19	14
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 17)	(7)	(5)	(14)	(8)
Charge d'impôt différé (note 8)	24	32	48	29
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion du risque	89	(13)	(40)	(33)
Perte latente (profit latent) de change	3	(16)	1	(25)
Provisions	(1)	(18)	4	(22)
Imputations pour dépréciation d'actifs (reprises) (note 5)	(24)	16	(66)	45
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des placements	(1)	1	(2)	(1)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(17)	35	(30)	21
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	131	208	298	393
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(260)	(128)	24	(56)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(129)	80	322	337
Activités d'investissement				
Ajouts d'immobilisations corporelles (note 14)	(129)	(119)	(201)	(217)
Ajouts d'immobilisations incorporelles (note 15)	(2)	(2)	(23)	(3)
Liquidités soumises à restrictions (note 18)	3	(2)	25	15
(Avances) remboursements sur le prêt à recevoir (note 16)	10	(2)	10	(2)
Produit de la vente du gazoduc Pioneer (note 14)	—	128	—	128
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	2	—	2	4
Pertes réalisées sur les instruments financiers	—	(1)	(1)	(3)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	11	10	22	20
Divers	(4)	(13)	7	(18)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	15	(9)	(7)	(45)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(94)	(10)	(166)	(121)
Activités de financement				
Diminution nette des emprunts sur les facilités de crédit	—	—	—	(114)
Remboursement de la dette à long terme	(34)	(27)	(59)	(45)
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 19)	(13)	(12)	(27)	(24)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 20)	(10)	(10)	(20)	(20)
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 19)	(3)	—	(18)	(4)
Produit tiré de l'émission d'actions ordinaires	—	8	1	8
Profits réalisés sur les instruments financiers	—	1	—	1
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 9)	(30)	(30)	(72)	(67)
Diminution des obligations locatives	(3)	(2)	(4)	(4)
Frais de financement et autres	(2)	(1)	(2)	(3)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	—	—	—	(1)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(95)	(73)	(201)	(273)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	(318)	(3)	(45)	(57)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(5)	(3)	(4)	(4)
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(323)	(6)	(49)	(61)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	1 221	648	947	703
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	898	642	898	642
Impôts au comptant payés	26	15	44	27
Intérêts au comptant payés	60	61	107	112

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 22 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 et sur EDGAR à l'adresse 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 4 août 2022.

C. Utilisation d'estimations et de jugements importants

La préparation des présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités selon l'IAS 34 fait appel au jugement de la direction et exige de celle-ci qu'elle 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 la présentation d'information à l'égard des actifs éventuels et des 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 six mois closes le 30 juin 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 juin 2022 et pour la période close à cette date.

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, des changements ont été apportés aux estimations relatives à la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 17), à l'imputation pour dépréciation d'actifs (reprise) (note 5) et aux 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 de 46 millions de dollars des obligations au titre des prestations définies, qui se sont établies à 182 millions de dollars au 30 juin 2022 comparativement à 228 millions de dollars au 31 décembre 2021. Une hausse de 1 % des taux d'actualisation aurait une incidence de 40 millions de dollars sur les obligations au titre des prestations définies.

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^{er} 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'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^{er} 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^{er} 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 six mois closes le 30 juin 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 la capacité et d'attributs environnementaux, de la location de centrales, et des activités d'optimisation des actifs, que la Société ventile selon les groupes suivants afin de déterminer comment les facteurs économiques influent sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires.

Trois mois clos le 30 juin 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	13	55	112	2	—	—	182
Attributs environnementaux	—	23	—	—	—	—	23
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	13	78	112	2	—	—	205
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³	—	—	4	—	—	—	4
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ⁴	—	(13)	(223)	66	36	1	(133)
Produits des activités ordinaires tirés des ventes marchandes	89	22	232	28	—	—	371
Divers ⁵	3	6	2	—	—	—	11
Total des produits des activités ordinaires	105	93	127	96	36	1	458
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	—	23	—	2	—	—	25
Au fil du temps	13	55	112	—	—	—	180
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	13	78	112	2	—	—	205

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.

5) Comprend les produits tirés de diverses autres sources.

Trois mois clos le 30 juin 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	13	49	76	5	—	—	143
Attributs environnementaux	—	4	—	—	—	—	4
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³	—	—	5	—	—	—	5
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ⁴	—	5	(34)	30	38	4	43
Produits des activités ordinaires tirés des ventes marchandes	99	14	240	64	—	—	417
Divers ⁵	2	3	2	—	—	—	7
Total des produits des activités ordinaires	114	75	289	99	38	4	619
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	—	4	—	5	—	—	9
Au fil du temps	13	49	76	—	—	—	138
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	13	53	76	5	—	—	147

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.

Six mois clos le 30 juin 2022	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	18	118	216	6	—	—	358
Attributs environnementaux	1	30	—	—	—	—	31
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	19	148	216	6	—	—	389
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³	—	—	8	—	—	—	8
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ⁴	—	(20)	(73)	114	62	2	85
Produits des activités ordinaires tirés des ventes marchandes	159	44	407	82	—	—	692
Divers ⁵	4	12	3	—	—	—	19
Total des produits des activités ordinaires	182	184	561	202	62	2	1 193
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	1	30	—	6	—	—	37
Au fil du temps	18	118	216	—	—	—	352
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	19	148	216	6	—	—	389

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.

5) Comprend les produits tirés de diverses autres sources.

Six mois clos le 30 juin 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz ¹	Transition énergétique ²	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Électricité et autres	13	112	172	10	—	—	307
Attributs environnementaux	—	9	—	—	—	—	9
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³	—	—	10	—	—	—	10
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ⁴	—	3	(57)	63	99	5	113
Produits des activités ordinaires tirés des ventes marchandes	185	29	425	166	—	—	805
Divers ⁵	5	8	4	—	—	—	17
Total des produits des activités ordinaires	203	161	554	239	99	5	1 261
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients							
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires							
À un moment précis	—	9	2	9	—	—	20
Au fil du temps	13	112	170	1	—	—	296
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	13	121	172	10	—	—	316

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 de diverses autres sources.

B. Modifications des contrats générateurs de produits

Gaz

Au deuxième trimestre de 2022, la Société a prolongé le contrat d'approvisionnement en électricité et en vapeur conclu avec trois de ses clients industriels à la centrale de cogénération de Sarnia. Grâce à ces contrats, la livraison d'électricité ou de vapeur pourra se poursuivre du 31 décembre 2022 au 30 avril 2031, dans le premier cas, et au 31 décembre 2032, dans les deux autres cas, tous les contrats étant assujettis à certaines conditions, y compris la conclusion par la Société d'un nouveau contrat avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario. Les engagements en matière de capacité à l'égard des grands clients industriels ont été prolongés à des taux comparables aux taux actuels des contrats. La SIERE mène un processus d'approvisionnement à moyen terme pour la capacité d'exploitation existante admissible en 2026 et au-delà. La Société a pris part au processus et cherche à obtenir une prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia après la fin du contrat actuel avec la SIERE qui vient à échéance le 31 décembre 2025. La Société s'attend à ce que la SIERE annonce les offres retenues au troisième trimestre de 2022.

Énergie éolienne

Le 2 juin 2022, TransAlta Renewables a annoncé qu'elle avait modifié et prolongé ses contrats d'achat d'électricité («CAÉ») conclus avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick («Énergie NB») à l'égard des unités 1, 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills, soit une capacité de production totalisant 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.

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 juin				Six mois clos les 30 juin			
	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	135	—	62	—	257	—	120	—
Coûts du combustible – charbon ¹	9	—	24	—	48	—	70	—
Redevances, coûts de location des terrains et autres coûts directs	5	—	5	—	12	—	10	—
Coûts des achats d'électricité ⁴	80	—	67	—	149	—	138	—
Amortissement minier ²	—	—	50	—	—	—	105	—
Salaires et avantages sociaux	2	56	7	61	3	114	17	107
Autres charges d'exploitation ^{3, 4}	—	61	—	87	—	115	—	144
Total	231	117	215	148	469	229	460	251

1) Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, le poste Coûts du combustible – charbon comprenait des montants de respectivement 3 millions de dollars et 11 millions de dollars liés à la dépréciation des stocks de charbon comptabilisée en 2021.

2) Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, le poste Amortissement minier comprenait des montants de respectivement 12 millions de dollars et 29 millions de dollars liés à la dépréciation de l'amortissement minier comptabilisée en 2021.

3) Pour le deuxième trimestre de 2021, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration comprenaient une réduction de valeur de 25 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.

4) Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, des montants de respectivement 3 millions de dollars et 5 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.

B. Coûts de conformité liés au carbone

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 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 considérée.

Au 30 juin 2022, nous disposons de 1 054 604 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 1 678 624 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 générés 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 21 pour plus de détails.

5. Imputation pour dépréciation d'actifs (reprise)

La Société a déterminé que des actifs dans chaque centrale seront regroupés afin de former une unité génératrice de trésorerie («UGT») à des fins de tests de dépréciation. Des montants compris dans les immobilisations corporelles et dans le goodwill ont été affectés aux UGT 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.

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Projet de centrale de cogénération de Kaybob	—	—	—	27
Centrales et projets du secteur Transition énergétique ¹	—	10	—	10
Énergie éolienne	21	—	21	—
Hydroélectricité	6	—	6	—
Variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service ²	(51)	6	(93)	(6)
Dépréciation des immobilisations incorporelles – droits relatifs aux mines de charbon ³	—	—	—	14
Imputations pour dépréciation d'actifs (reprises)	(24)	16	(66)	45

¹⁾ Au cours de 2021, certaines pièces de rechange et certains véhicules à la mine de Highvale ont subi une perte de valeur, car ils ne seront pas utilisés dans nos centrales converties au gaz naturel. La valeur comptable a été ajustée en fonction de la valeur recouvrable prévue diminuée des coûts de sortie.

²⁾ Les variations découlent des fluctuations des taux d'actualisation, déduction faite des révisions des flux de trésorerie. Se reporter à la note 17 pour plus de détails.

³⁾ Dépréciation à néant en 2021, car il n'y aura plus d'extraction de charbon dans cette zone de la mine.

2022

Énergie éolienne

Au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation liée à trois actifs éoliens du secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison principalement de l'augmentation des taux d'actualisation. La valeur recouvrable de 289 millions de dollars était fondée sur la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie en utilisant la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie et est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs.

Hydroélectricité

Au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation à l'égard de l'une des centrales hydroélectriques du secteur Hydroélectricité en raison principalement de l'augmentation des taux d'actualisation. La valeur recouvrable de 30 millions de dollars 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.

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

Au 30 juin 2022	Emplacement des actifs	des actifs visés par des contrats et des actifs marchands	Taux d'actualisation
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 %

2021

Gaz

Energy Transfer Canada, auparavant SemCAMS Midstream ULC («ET Canada»), 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. TransAlta a entamé une procédure d'arbitrage visant à obtenir un dédommagement pour la résiliation injustifiée des ententes par ET Canada. ET Canada demande au tribunal de déclarer que les ententes ont été résiliées légalement.

6. Autres résultats d'exploitation, montant net

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Entente sur l'élimination du charbon en Alberta	(10)	(10)	(20)	(20)
Dommages-intérêts prédéterminés recouvrables	(3)	—	(10)	—
Recouvrements d'assurance	(7)	(1)	(7)	(1)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(20)	(11)	(37)	(21)

Entente sur l'élimination du charbon en Alberta

La Société reçoit des paiements du gouvernement de l'Alberta pour l'élimination des émissions de ses centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Aux termes de l'entente, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (37 millions de dollars, déduction faite de la participation ne donnant pas le contrôle liée à Sheerness) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 et jusqu'à la fin de 2030. 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 six mois closes le 30 juin 2022, la Société a comptabilisé des montants de respectivement 3 millions de dollars et 10 millions de dollars découlant des exigences que l'entrepreneur doit respecter en matière de disponibilité des éoliennes.

Recouvrements d'assurance

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, la Société a comptabilisé 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.

7. Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Intérêt sur la dette	40	40	81	80
Intérêt sur les débetures échangeables	8	7	15	14
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	7	7	14	14
Produits d'intérêts	(4)	(3)	(7)	(6)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 14)	(3)	(3)	(4)	(8)
Intérêts sur les obligations locatives	2	2	3	4
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	5	3	11	10
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	(3)	—	(3)	1
Désactualisation des provisions	10	7	19	14
Charge d'intérêts nette	62	60	129	123

Le 27 juillet 2022, la Société a déclaré un dividende de 7 millions de dollars sur les actions privilégiées échangeables au taux fixe de 1,745 % par action payable le 31 août 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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Charge d'impôt exigible	13	12	25	35
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la résorption des différences temporaires	(10)	—	148	(19)
Recouvrement d'impôt différé lié aux différences temporaires relatives au placement dans une filiale	(4)	—	(7)	—
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant de la réduction (reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé ¹	38	32	(93)	48
Charge d'impôts sur le résultat	37	44	73	64

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Charge d'impôt exigible	13	12	25	35
Charge d'impôt différé	24	32	48	29
Charge d'impôts sur le résultat	37	44	73	64

¹ Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, la Société a comptabilisé une réduction de valeur de 38 millions de dollars des actifs d'impôt différé et une reprise de réduction de valeur de 93 millions de dollars des actifs d'impôt différé (réduction de 32 millions de dollars et 48 millions de dollars pour les périodes correspondantes closes le 30 juin 2021). Les actifs d'impôt différé ont trait principalement 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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Résultat net				
TransAlta Cogeneration L.P.	6	19	13	31
TransAlta Renewables	5	11	18	30
	11	30	31	61
Total du résultat global				
TransAlta Cogeneration L.P.	6	19	13	31
TransAlta Renewables	(21)	14	(52)	(8)
	(15)	33	(39)	23
Distributions en espèces versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.	5	5	22	17
TransAlta Renewables	25	25	50	50
	30	30	72	67
Aux			30 juin 2022	31 déc. 2021
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.			133	142
TransAlta Renewables			767	869
			900	1 011
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)				
TransAlta Cogeneration L.P.			49,99	49,99
TransAlta Renewables			39,9	39,9

10. Créances clients et autres débiteurs

Aux	30 juin 2022	31 déc. 2021
Créances clients	548	499
Garanties versées (note 12)	403	55
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	46	40
Prêt à recevoir (note 16)	13	55
Impôts sur le résultat à recevoir	17	2
Créances clients et autres débiteurs	1 027	651

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 juin 2022 comme suit : niveau I – actif net de 63 millions de dollars (actif net de 12 millions de dollars au 31 décembre 2021), niveau II – actif net de 414 millions de dollars (actif net de 122 millions de dollars au 31 décembre 2021) et niveau III – passif net de 407 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 six mois close le 30 juin 2022 découlent essentiellement de la volatilité des prix du marché pour les contrats existants et les nouveaux contrats ainsi que des règlements de contrats.

Les tableaux suivants résumant 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 six mois closes respectivement les 30 juin 2022 et 2021 :

	Six mois clos le 30 juin 2022			Six mois clos le 30 juin 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	(207)	(268)	(475)	(142)	(46)	(188)
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	—	(96)	(96)	—	(62)	(62)
Contrats réglés	(52)	56	4	(70)	(1)	(71)
Variation des taux de change	2	(1)	1	(17)	1	(16)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque à la fin de la période	28	(435)	(407)	344	(99)	245
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global	(205)	—	(205)	(160)	—	(160)
Total des profits (pertes) compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	52	(365)	(313)	70	(107)	(37)
Pertes latentes comprises dans le résultat avant impôts sur le résultat liées aux actifs (passifs) nets détenus à la fin de la période	—	(309)	(309)	—	(108)	(108)

Au 30 juin 2022, le solde total des actifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 42 millions de dollars (305 millions de dollars au 31 décembre 2021) et le solde total des passifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 449 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.

Au

30 juin 2022

Description	Sensibilité	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Variation possible raisonnable
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	+25 -148	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	+15 -16	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 5 \$ US ou hausse de 31 \$ US 80 % à 120 % Zéro à 10 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	+3 -18	Monte Carlo	Volume Coût de l'approvisionnement	95 % à 105 % Néant à 2 \$ US par MWh
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	+18 -15	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) Escomptes sur l'énergie éolienne	Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US Baisse du prix de 2 \$ US ou hausse de 1 \$ US Zéro à 5 %
Ventes d'énergie éolienne à long terme – Canada	+26 -12	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 40 \$ CA ou hausse de 4 \$ CA Baisse de 10 % ou hausse de 5 %
Ventes d'énergie éolienne à long terme – centre des États-Unis	+52 -18	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 4 \$ US ou hausse de 5 \$ US Baisse de 3 % ou hausse de 7 %
Autres	+8 -9			

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	Volume Coût de l'approvisionnement	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 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			

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 juin 2022, ce qui a donné lieu à une augmentation de la juste valeur de base et de la valeur de sensibilité de respectivement néant et 1 million 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 étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

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 le deuxième semestre de 2022, et ont une durée moyenne pondérée d'environ 17 ans. La composante énergie des contrats est comptabilisée comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

En plus des CAÉ virtuels, la Société a conclu un «contrat de transition» d'une durée de 16 mois, soit du 1^{er} septembre 2021 au 31 décembre 2022, pouvant être prolongé au prix du CAÉ virtuel, selon le moment du début des activités commerciales.

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

Le 22 décembre 2021, TransAlta 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. La composante énergie des contrats est comptabilisée comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

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 et la composante énergie des contrats est comptabilisée comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net. Le contrat entre en vigueur dès la mise en service du parc éolien, laquelle est prévue pour le deuxième semestre de 2023.

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 48 millions de dollars au 30 juin 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 six mois close le 30 juin 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 ¹				Valeur comptable totale ¹
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Titres échangeables au 30 juin 2022	—	713	—	713	737
Dette à long terme au 30 juin 2022	—	2 781	—	2 781	3 076
Titres échangeables au 31 décembre 2021	—	770	—	770	735
Dette à long terme au 31 décembre 2021	—	3 272	—	3 272	3 167

¹⁾ Comprend la partie courante.

Les justes valeurs des débetures, 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 :

	Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021
Perte nette non amortie au début de la période	(102)	(33)
Nouveaux profits (pertes) initiaux	(29)	15
Variation des taux de change	(1)	1
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(12)	(7)
Perte nette non amortie à la fin de la période	(144)	(24)

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 juin 2022	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	(48)	18	(30)
Non courants	76	24	100
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	28	42	70
Divers			
Courants	38	7	45
Non courants	—	3	3
Autres actifs nets de gestion du risque	38	10	48
Total des actifs nets de gestion du risque	66	52	118

Au 31 décembre 2021

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

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 juin 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 juin 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 41 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 juin 2022, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 60 millions de dollars (51 millions de dollars au 31 décembre 2021), dont un montant de 22 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 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 juin 2022 (3 % au 31 décembre 2021). Au 30 juin 2022, la valeur nominale de l'obligation sans recours de Poplar Creek s'élevait à 100 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.

Le risque de taux d'intérêt est géré au moyen de swaps de taux d'intérêt d'un montant notionnel de 150 millions de dollars américains indexés au LIBOR à trois mois et d'un montant nominal de 150 millions de dollars américains indexés au taux des obligations du Trésor américain, qui devraient être réglés au troisième trimestre de 2022. Le LIBOR à trois mois cessera d'être publié le 30 juin 2023.

Le tableau suivant présente l'exposition de la Société au risque de taux d'intérêt :

Facteur	Augmentation ou diminution (pdb)	Incidence approximative sur le résultat net	Incidence approximative sur les profits (pertes) au titre des autres éléments du résultat global
Taux d'intérêt ^{1, 2}	50	Néant avant impôts	1 \$

1) Ces calculs supposent une augmentation des taux d'intérêt variables. Une diminution des taux d'intérêt variables aurait l'effet contraire.

2) En 2022, l'incidence approximative sur le résultat net d'une augmentation de 50 pdb serait inférieure à 1 million de dollars.

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 juin 2022 :

	Note de qualité investissement (en pourcentage)	Note de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ^{1, 2}	88	12	100	1 014
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	100	—	100	158
Actifs de gestion du risque ¹	86	14	100	911
Prêt à recevoir ²	—	100	100	45
Total				2 128

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

2) Comprennent un prêt à recevoir de 45 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 13 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 juin 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 36 millions de dollars au 30 juin 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. Le prochain remboursement important de la dette est prévu en novembre 2022. Notre portefeuille d'actifs très diversifié, par type de combustible et par région d'exploitation, assure la stabilité de nos 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	1 146	—	—	—	—	—	1 146
Dette à long terme ¹	570	169	126	140	143	1 961	3 109
Titres échangeables ²	—	—	—	750	—	—	750
(Actifs) passifs de gestion du risque lié aux produits de base	71	(20)	(68)	(52)	5	(6)	(70)
Autres actifs de gestion du risque	(39)	(3)	(5)	—	—	(1)	(48)
Obligations locatives ³	(3)	—	4	4	3	95	103
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives ⁴	78	129	125	118	111	809	1 370
Intérêt sur les titres échangeables ^{2,4}	26	53	62	—	—	—	141
Dividendes à verser	39	—	—	—	—	—	39
Total	1 888	328	244	960	262	2 858	6 540

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

2) Supposent que les titres échangeables seront échangés le 1^{er} janvier 2025.

3) Les obligations locatives comprennent un incitatif à la location de 6 millions de dollars qui devrait être reçu en 2022 et 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 juin 2022, la Société avait fourni 403 millions de dollars (55 millions de dollars au 31 décembre 2021) en trésorerie et équivalents de trésorerie à des chambres de compensation réglementées à titre de garantie pour des activités liées aux produits de base. Ces fonds sont détenus dans des comptes distincts par les chambres de compensation. La garantie fournie est comptabilisée dans les créances clients et autres débiteurs des états de la situation financière consolidés.

II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 30 juin 2022, la Société détenait un montant de 604 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 instruments dérivés dans une position de passif net et est comptabilisée dans les dettes fournisseurs et charges à payer des états de la situation financière consolidés.

III. Modalités conditionnelles d'instruments dérivés

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

Au 30 juin 2022, la Société avait fourni une garantie de 562 millions de dollars (356 millions de dollars au 31 décembre 2021) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles étaient appliquées, obligeraient la Société à fournir une garantie additionnelle de 353 millions de dollars à ses contreparties (120 millions de dollars au 31 décembre 2021).

13. Placements

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 sera comptabilisé comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

Ekona Power Inc.

Le 1^{er} février 2022, la Société a effectué un placement en titres de capitaux propres de 2 millions de dollars dans des actions privilégiées de catégorie B d'Ekona Power Inc. 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 sera 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 six mois closes le 30 juin 2022, la Société a comptabilisé des ajouts de respectivement 119 millions de dollars et 191 millions de dollars liés principalement aux actifs en construction des projets de parcs éoliens White Rock, Horizon Hill et Garden Plain ainsi que du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, et à d'autres travaux d'entretien d'envergure planifiés.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, la Société a comptabilisé des ajouts de respectivement 119 millions de dollars et 217 millions de dollars liés principalement aux actifs en construction pour la conversion du charbon au gaz, au projet de parc éolien Windrise, au projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et à d'autres dépenses d'entretien planifié d'envergure. Au cours de la période de six mois close le 30 juin 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.

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, la Société a incorporé des intérêts de respectivement 3 millions de dollars et 4 millions de dollars (respectivement 3 millions de dollars et 8 millions de dollars pour les périodes correspondantes closes le 30 juin 2021) dans le coût des immobilisations corporelles à un taux moyen pondéré de 6,1 % (6,0 % au 30 juin 2021).

Production d'énergie renouvelable

La Société a commencé à mettre en œuvre son plan de réfection des unités du parc éolien de Kent Hills qui comprend le démantèlement des 49 éoliennes restantes, la démolition et l'enlèvement des fondations existantes des tours, leur remplacement par des fondations de conception récente, le réassemblage des tours d'éoliennes et des turboalternateurs, le remplacement de l'éolienne qui s'est effondrée et la mise à l'essai de chaque turboalternateur avant sa remise en service. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, la Société a inscrit à l'actif des ajouts de 10 millions de dollars.

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. («ATCO») 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 le compte de résultat. 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

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

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2022, la provision pour frais de démantèlement a diminué en raison de l'augmentation des taux d'actualisation, attribuable essentiellement à l'augmentation des taux de référence du marché, ce qui a réduit de 106 millions de dollars les actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles. Se reporter à la note 17 pour plus de détails.

Se reporter à la note 5 pour plus de détails sur les imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs comptabilisées au cours des périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin 2022 et 2021.

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 six mois close le 30 juin 2022, la Société a comptabilisé une contrepartie éventuelle de 16 millions de dollars (néant au cours de la période correspondante close le 30 juin 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

Les autres actifs comprennent un prêt non garanti de 45 millions de dollars (55 millions de dollars au 31 décembre 2021) lié à une avance consentie par Kent Hills Wind LP, filiale de la Société, à même le produit net tiré du financement par voie d'obligations du parc éolien de Kent Hills (les «obligations de Kent Hills») à son partenaire détenant une participation de 17 %. Au deuxième trimestre de 2022, la Société a reçu un remboursement de 10 millions de dollars qui était exigé en vertu de la renonciation et de la modification apportée aux obligations de Kent Hills. Au deuxième trimestre de 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 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	(14)	(12)	(26)
Désactualisation	19	—	19
Transferts	(2)	—	(2)
Révisions des flux de trésorerie estimés	12	6	18
Révisions des taux d'actualisation	(211)	—	(211)
Variation des taux de change	2	—	2
Solde au 30 juin 2022	599	28	627

	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
Solde au 30 juin 2022	599	28	627
Partie courante	35	4	39
Partie non courante	564	24	588

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a subi l'incidence de la hausse des taux d'actualisation, largement attribuable à 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 9,3 % au 30 juin 2022 (fourchette de 3,6 % à 6,5 % au 31 décembre 2021). Les révisions des taux d'actualisation et les révisions des flux de trésorerie estimés au titre de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état comprennent un montant de 106 millions de dollars lié aux immobilisations corporelles et un montant de 93 millions de dollars lié aux actifs mis hors service comptabilisé comme reprise de dépréciation d'actifs.

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 1,0 milliard de dollars était disponible au 30 juin 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 30 juin 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 de l'obligation 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. Après l'obtention de la renonciation, la Société a reclassé une partie de la valeur comptable totalisant 212 millions de dollars (valeur nominale de 215 millions de dollars) des obligations de Kent Hills en circulation (221 millions de dollars au 31 décembre 2021) 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 181 millions de dollars au 30 juin 2022 (182 millions de dollars au 31 décembre 2021).

Liquidités soumises à restrictions

La Société ne détenait pas de liquidités soumises à restrictions (liquidités soumises à restrictions de 17 millions de dollars au 31 décembre 2021) liées à l'obligation de TransAlta OCP LP («TransAlta OCP»), filiale de la Société, devant être détenues dans un compte réservé au service de la dette en vue de financer les remboursements prévus sur la dette.

La Société détenait également des liquidités soumises à restrictions de 43 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.

19. Actions ordinaires**A. Émises et en circulation**

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

	Six mois clos les 30 juin			
	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	(1,4)	(15)	—	—
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	270,7	2 893	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 seront annulées. La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA commence 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 juin 2022	31 déc. 2021
Total des actions rachetées ¹	1 400 000	—
Prix de rachat moyen par action	12,50 \$	—
Coût total (en millions)	18 \$	—
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	15 \$	—
Montant comptabilisé dans le déficit	3 \$	—

^{1) Au 25 mai 2022.}

C. Dividendes

Le 27 avril 2022, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,05 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} juillet 2022.

Le 27 juillet 2022, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,05 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} octobre 2022.

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.

20. 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.

Série	30 juin 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	2,4	58	2,4	58
Série C	10,0	243	11,0	269
Série D	1,0	26	—	—
Série E	9,0	219	9,0	219
Série G	6,6	161	6,6	161
Émises et en circulation à la fin de la période	38,6	942	38,6	942

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») actuellement en circulation 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 reçus après la date limite de conversion du 15 juin 2022.

B. Dividendes

Le 27 avril 2022, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 30 juin 2022, de 0,17981 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,16505 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,25169 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, 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 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.

21. 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 juin 2022, la Société avait pris 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 le projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith. Au deuxième trimestre de 2022, la Société a conclu des ententes d'un montant de 86 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 entreprises communes 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 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 1,75 million 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 Keepphills

Le Balancing Pool et ENMAX Energy Corporation («ENMAX») tentent 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 Keepphills 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 ont jusqu'au 8 août 2022 pour déposer une demande auprès de la Cour suprême du Canada afin d'obtenir l'autorisation d'en appeler de la décision de la Cour d'appel.

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 six mois closes le 30 juin 2022.

22. Informations sectorielles**A. Description des secteurs à présenter**

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

Les tableaux qui suivent présentent distinctement les résultats sectoriels selon la structure établie par le principal décideur opérationnel 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**

Attribuable aux porteurs d'actions ordinaires										
Trois mois clos le 30 juin 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz ²	Transition énergétique ³	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	105	96	127	96	36		461	(3)	—	458
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	15	128	—	(56)		87	—	(87)	—
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(10)	—	75		65	—	(65)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	11	—	—		11	—	(11)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	6	—	—		6	—	(6)	—
(Profits latents) pertes latentes de change sur les produits de base	—	—	—	—	2		2	—	(2)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	105	111	262	96	57	1	632	(3)	(171)	458
Coûts du combustible et des achats d'électricité	6	6	147	71	—	1	231	—	—	231
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—		(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	6	6	146	71	—	1	230	—	1	231
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	12	(4)	—		9	—	—	9
Marge brute	99	104	104	29	57	—	393	(3)	(172)	218
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	15	45	17	7	23	117	—	—	117
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	4	4	1	—		10	(1)	—	9
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(10)	(10)	—	—		(20)	—	—	(20)
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Recouvrements d'assurance	—	7	—	—	—		7	—	(7)	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	(3)	(10)	—	—		(13)	—	(7)	(20)
BAIIA ajusté ⁴	88	88	65	11	50	(23)	279			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										2
Produits tirés des contrats de location-financement										6
Amortissement										(115)
Reprise de dépréciation d'actifs										24
Charge d'intérêts nette										(62)
Profit de change										9
Profit à la vente d'actifs et autres										2
Résultat avant impôts sur le résultat										(22)

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.

Trois mois clos le 30 juin 2021	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz ²	Transition énergétique ³	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	114	79	287	101	38	4	623	(4)	—	619
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	(4)	(28)	23	(4)	—	(13)	—	13	—
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	1	—	16	—	17	—	(17)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	10	—	—	—	10	—	(10)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	6	—	—	—	6	—	(6)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	114	75	276	124	50	4	643	(4)	(20)	619
Coûts du combustible et des achats d'électricité ⁴	6	3	110	92	—	4	215	—	—	215
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Amortissement minier	—	—	(26)	(24)	—	—	(50)	—	50	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(3)	—	—	(3)	—	3	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	6	3	83	65	—	4	161	—	54	215
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	32	10	—	—	42	—	—	42
Marge brute	108	72	161	49	50	—	440	(4)	(74)	362
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ⁴	11	15	45	46	7	24	148	—	—	148
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	(2)	(23)	—	—	(25)	—	25	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	11	15	43	23	7	24	123	—	25	148
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2	4	2	—	—	9	(1)	—	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	(10)	(1)	—	—	(11)	—	—	(11)
BAIIA ajusté ⁵	96	55	124	25	43	(24)	319			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										2
Produits tirés des contrats de location-financement										6
Amortissement										(123)
Imputation pour dépréciation d'actifs										(16)
Charge d'intérêts nette										(60)
Profit de change										14
Profit à la vente d'actifs et autres										32
Résultat avant impôts sur le résultat										72

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 trois mois close le 30 juin 2021, un montant de 3 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.

Six mois clos le 30 juin 2022	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz ²	Transition énergétique ³	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	182	191	561	202	62	2	1 200	(7)	—	1 193
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	28	(34)	11	(46)	—	(41)	—	41	—
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(7)	—	65	—	58	—	(58)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	22	—	—	—	22	—	(22)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	11	—	—	—	11	—	(11)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	182	219	553	213	81	2	1 250	(7)	(50)	1 193
Coûts du combustible et des achats d'électricité	10	14	278	165	—	2	469	—	—	469
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(2)	—	—	—	(2)	—	2	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	10	14	276	165	—	2	467	—	2	469
Coûts de conformité liés au carbone	—	1	30	(3)	—	—	28	—	—	28
Marge brute	172	204	247	51	81	—	755	(7)	(52)	696
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	21	31	89	33	14	41	229	—	—	229
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	6	8	2	—	—	18	(1)	—	17
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(17)	(20)	—	—	—	(37)	—	—	(37)
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Recouvrements d'assurance	—	7	—	—	—	—	7	—	(7)	—
Autres résultats d'exploitation ajustés, montant net	—	(10)	(20)	—	—	—	(30)	—	(7)	(37)
BAlIA ajusté ⁴	149	177	170	16	67	(41)	538			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										4
Produits tirés des contrats de location-financement										11
Amortissement										(232)
Reprise de dépréciation d'actifs										66
Charge d'intérêts nette										(129)
Profit de change										11
Profit à la vente d'actifs et autres										2
Résultat avant impôts sur le résultat										220

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

Six mois clos le 30 juin 2021	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz ²	Transition énergétique ³	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	203	170	553	240	99	5	1 270	(9)	—	1 261
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
(Profit latent) perte latente lié à la réévaluation à la valeur de marché	—	1	(51)	29	(12)	—	(33)	—	33	—
Profit (perte) de change réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	1	—	28	—	29	—	(29)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	20	—	—	—	20	—	(20)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	13	—	—	—	13	—	(13)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	203	171	536	269	115	5	1 299	(9)	(29)	1 261
Coûts du combustible et des achats d'électricité ⁴	9	7	218	221	—	5	460	—	—	460
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(2)	—	—	—	(2)	—	2	—
Amortissement minier	—	—	(53)	(52)	—	—	(105)	—	105	—
Réduction de valeur des stocks de charbon	—	—	—	(11)	—	—	(11)	—	11	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	9	7	163	158	—	5	342	—	118	460
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	71	21	—	—	92	—	—	92
Marge brute	194	164	302	90	115	—	865	(9)	(147)	709
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ⁴	19	28	87	69	17	32	252	(1)	—	251
<i>Reclassements et ajustements :</i>										
Réduction de valeur de pièces et de matériaux	—	—	(2)	(23)	—	—	(25)	—	25	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	19	28	85	46	17	32	227	(1)	25	251
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	5	7	4	—	—	18	(1)	—	17
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	(20)	(1)	—	—	(21)	—	—	(21)
BAIIA ajusté ⁵	173	131	230	41	98	(32)	641			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										4
Produits tirés des contrats de location-financement										13
Amortissement										(272)
Imputation pour dépréciation d'actifs										(45)
Charge d'intérêts nette										(123)
Profit de change										21
Profit à la vente d'actifs et autres										33
Résultat avant impôts sur le résultat										93

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 trois mois close le 30 juin 2021, un montant de 5 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 :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Amortissement selon les comptes de résultat consolidés résumés	115	123	232	272
Amortissement compris dans le poste Coûts du combustible et des achats d'électricité (note 4)	—	50	—	105
Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés	115	173	232	377

Glossaire des termes clés

Actifs hydroélectriques en Alberta

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

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

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

Alberta Electric System Operator («AESO»)

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

Autres actifs hydroélectriques

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

Balancing Pool

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

Capacité

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

Capacité marchande

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

Cas de force majeure

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

Centralia

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

CIIF

Contrôle interne à l'égard de l'information financière

Cogénération

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

Contrat d'achat d'électricité («CAÉ»)

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

Contrat d'achat d'électricité en Alberta («CAÉ en Alberta»)

Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente d'énergie électrique provenant d'unités de production auparavant réglementées 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.

Degrés-jours de chauffage

Mesure permettant de quantifier la demande d'énergie nécessaire pour chauffer un bâtiment. Il s'agit du nombre de degrés de moins entre la température moyenne d'un jour donné et le seuil de 65° Fahrenheit (18° Celsius), soit la température en deçà de laquelle les bâtiments doivent être chauffés.

Disponibilité

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

Disponibilité ajustée

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

Énergie thermique en Alberta

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

Flux de trésorerie disponibles

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

Fonds provenant des activités d'exploitation

Fournissent des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et permettent d'évaluer les tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Ils correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement et sont ajustés en fonction de transactions et de montants qui, selon la Société, ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie liés aux activités courantes.

Gaz à effet de serre («GES»)

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

Taxe carbone

Fixe le prix du carbone par tonne de GES émise relativement aux carburants de transport, au mazout de chauffage et aux autres sources d'émissions plus minimes.

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

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

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

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

Courriel

investor_relations@transalta.com

Médias – Demandes de renseignements**Téléphone**

Sans frais : 1.855.255.9184
ou 403.267.2540

Courriel

TA_Media_Relations@transalta.com