

Rapport de gestion

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Ces énoncés sont fondés sur certaines estimations et hypothèses et comportent des risques et des incertitudes. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces énoncés. Se reporter à la rubrique «Énoncés prospectifs» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2021 et 2020, ainsi qu'avec les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion annuel contenus dans notre rapport intégré annuel de 2020. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», 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, telle que publiée par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur au 30 septembre 2021. 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 8 novembre 2021. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation, y compris la notice annuelle, 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.

Table des matières

Énoncés prospectifs	RG2	Situation financière	M48
Description des activités	RG5	Flux de trésorerie	M50
Faits saillants	RG6	Capital financier	M51
Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG9	Nouveautés en matière de réglementation	M53
Perspectives financières pour 2021	RG14	Autre analyse consolidée	RG56
Portefeuille de centrales électriques en Alberta	RG17	Méthodes et estimations comptables critiques	RG58
Plan accéléré de croissance de l'électricité propre	RG18	Modifications comptables	RG58
Transition vers l'énergie propre	RG22	Instruments financiers	RG60
Résultats sectoriels aux fins de comparaison	RG24	Gouvernance et gestion du risque	RG60
Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles	RG36	Contrôles et procédures de communication de l'information	RG61
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	RG37	Glossaire des termes clés	RG62
Principales informations trimestrielles	RG41	Renseignements sur la Société	RG65
Principaux ratios financiers	RG43		

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 *United States Private Securities Litigation Reform Act of 1995* (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs»). Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos convictions ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces 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 GW de capacité supplémentaire provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement de 3 milliards de dollars d'ici 2025; le portefeuille de projets de croissance futurs de la Société, y compris le moment de la mise en service et les coûts des projets à un stade avancé et aux premiers stades de développement; l'expansion de la filière de développement de la Société à 5 GW; la proportion du BAIIA devant être tirée de sources renouvelables d'ici la fin de 2025; la mise hors service de l'unité 4 de la centrale de Sundance et de l'unité 1 de la centrale de Keephills; l'interruption du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance; le BAIIA annuel moyen prévu du portefeuille de centrales solaires en Caroline du Nord (comme il est défini ci-après); l'incident de Kent Hills et l'étendue des travaux de restauration, le calendrier et le coût de ces travaux, et l'impact que cet incident pourrait avoir sur les produits des activités ordinaires et les contrats de la Société; les conversions au gaz naturel et interruptions planifiées, y compris la conversion de l'unité 3 de la centrale de Keephills du charbon au gaz naturel et le calendrier et les coûts d'un tel projet; le projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, y compris le coût total de la construction et le BAIIA annuel moyen prévu; le projet de parc éolien Garden Plain, y compris le coût de la construction et le BAIIA annuel moyen prévu; le projet de parc éolien Windrise, y compris le moment de la mise en service et le coût total de la construction; la réponse de la Société à la pandémie de COVID-19, y compris les mesures en matière de vaccination; la fermeture de la mine de Highvale afin d'éliminer le charbon comme source de combustible en Alberta d'ici la fin de 2021 et de réaliser les avantages de l'abandon du charbon; l'augmentation prévue du coût par tonne du charbon; 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 elles sont définies 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, l'accroissement du financement pour les technologies propres et la mise en œuvre de la Norme sur les combustibles propres (comme ils sont définis ci-après); l'engagement du gouvernement du Canada à atteindre des émissions nettes nulles d'ici 2035 et l'adoption d'une norme d'électricité propre; la transition du gouvernement de l'Ontario vers un programme provincial de normes de rendement à l'égard des émissions; la mise en œuvre du plan américain pour l'emploi (comme il est décrit ci-après) et des initiatives d'énergie renouvelable en Australie; 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 perspectives financières pour 2021, y compris le résultat avant intérêts, impôts et amortissement aux fins de comparaison («BAIIA aux fins de comparaison»), les flux de trésorerie disponibles et le dividende annualisé en 2021; la hausse de la contribution à la marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie; la production et les prix couverts au quatrième trimestre de 2021 et pour l'exercice complet de 2022; les volumes de gaz et les prix du gaz couverts au quatrième trimestre de 2021 et pour l'exercice complet de 2022; les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité en 2021, y compris les

dépenses d'investissement courantes, les dépenses d'investissement pour les travaux d'entretien d'envergure planifiés et les dépenses d'investissement liées aux mines; les positions de couverture en Alberta pour le reste de 2021 et pour 2022; les interruptions importantes planifiées pour 2021; la perte de production découlant des travaux d'entretien d'envergure planifiés pour 2021; les prix attendus de l'électricité en Alberta, en Ontario et dans le Nord-Ouest Pacifique; 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; les dommages-intérêts prédéterminés potentiellement exigibles relativement aux interruptions survenues à la centrale de Sarnia au deuxième trimestre de 2021; la satisfaction des conditions de règlement relativement au litige avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG»); et le maintien par la Société d'une situation financière solide et de liquidités considérables.

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 COVID-19 ne seront pas beaucoup plus onéreuses pour la Société; aucune modification importante aux lois et règlements autres que celles déjà annoncées, y compris aucune modification importante à la taxe carbone et aux facteurs de rendement; aucune modification importante aux coûts du combustible et des achats d'électricité; aucune incidence défavorable importante sur les marchés des placements à long terme et du crédit; les prix au comptant de l'électricité en Alberta se situant entre 95 \$ le mégawattheure («MWh») et 105 \$ le MWh en 2021; les prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se situant entre 50 \$ US le MWh et 60 \$ US le MWh en 2021; les dépenses d'investissement de maintien se situant entre 200 millions de dollars et 225 millions de dollars; 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; la prolongation de la durée d'utilité prévue des centrales thermiques en Alberta; 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 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 main-d'œuvre et notre capacité de continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et installations; des perturbations de nos chaînes d'approvisionnement, y compris notre capacité à obtenir l'équipement nécessaire ainsi que les 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; des changements touchant le crédit et les marchés des capitaux à l'échelle mondiale; 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 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 au titre 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 des coûts de structure; 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 nécessaire aux conversions et au renouvellement, ainsi que l'importance des ressources hydriques, solaires ou éoliennes nécessaires à l'exploitation de nos centrales; des résultats financiers ne répondant pas aux attentes; la menace de terrorisme, y compris les cyberattaques; 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 au parc éolien de Kent Hills s'avèrent plus chers que prévu; le risque lié au secteur d'activité et la concurrence au sein de ce secteur; les fluctuations du change et les risques politiques à l'étranger; 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; la hausse des coûts ou les retards dans la conversion des unités de production alimentées au charbon en unités de production alimentées au gaz; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; notre provision pour impôts sur le bénéficiaire; les litiges et poursuites judiciaires, réglementaires et contractuels visant la Société; le recours à du personnel clé; et les questions de relations de travail. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail dans la notice annuelle et le rapport de gestion de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, qui ont été déposés sous le profil de la Société auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières au www.sedar.com et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis («SEC») au www.sec.gov.

Les lecteurs sont priés d'examiner attentivement ces facteurs dans leur évaluation des énoncés prospectifs et de ne pas s'y fier indûment puisqu'ils reflètent les attentes de la Société uniquement en date des présentes. 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 et sont données en date du présent rapport de gestion. Les énoncés prospectifs compris dans le présent rapport de gestion et les états financiers connexes ne sont formulés qu'à la date du présent document. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous ne nous engageons pas à mettre ces énoncés prospectifs à jour publiquement en fonction de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou de tout autre facteur. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les énoncés prospectifs pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire du tout. Rien ne garantit que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

Description des activités

TransAlta est une société canadienne et l'un des plus grands producteurs d'électricité cotés en Bourse au Canada, qui compte plus de 110 ans d'expérience en exploitation. Nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs assujettis à des contrats et diversifiés géographiquement recourant à un large éventail de combustibles, dont l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le gaz naturel et le charbon thermique.

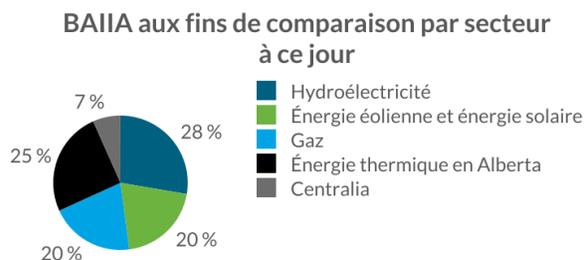
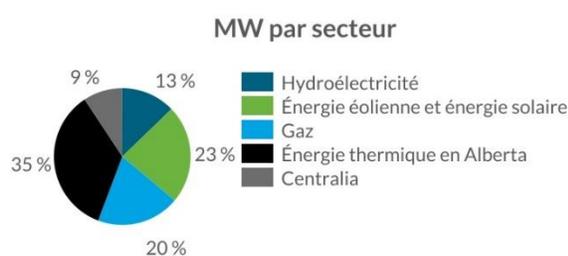
Au 30 septembre 2021, nos actifs avaient une capacité installée brute de 7 162 MW.

	Alberta, Canada		Canada, sans l'Alberta		États-Unis		Australie		Total	
	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales	Capacité installée brute (MW)	Nombre de centrales
Hydroélectricité	834	17	91	9	1	1	—	—	926	27
Énergie éolienne et énergie solaire ¹	535	13	750	9	397	6	—	—	1 682	28
Gaz	300	2	645	3	29	1	450	6	1 424	12
Énergie thermique en Alberta ^{2,3}	2 460	7	—	—	—	—	—	—	2 460	7
Centralia	—	—	—	—	670	1	—	—	670	1
Total	4 129	39	1 486	21	1 097	9	450	6	7 162	75

1) Les ajouts au cours du trimestre comprennent 106 MW pour la partie du projet de parc éolien Windrise qui était en service au 30 septembre 2021 et 4 MW pour l'acquisition par la Société du parc éolien Old Man en Alberta.

2) Comprend 1 196 MW pour quatre centrales qui ont été converties au gaz naturel.

3) Ne tient pas compte de la capacité de 406 MW de l'unité 5 de la centrale de Sundance, où le projet de rééquipement a été interrompu au cours du troisième trimestre de 2021.



Exclusion faite des centrales comprises dans le portefeuille de centrales électriques en Alberta, 91 % de la capacité installée brute de TransAlta est visée par des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») à long terme. Ces CAÉ ont une durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle de neuf ans.

Faits saillants

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Disponibilité ajustée (%) ¹	89,2	91,5	87,5	92,0
Production (GWh)	6 053	6 184	16 282	17 276
Produits des activités ordinaires	850	514	2 111	1 557
Coûts du combustible et des achats d'électricité ²	327	214	782	523
Coûts de conformité liés au carbone ²	47	38	139	118
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	131	114	387	354
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(456)	(136)	(498)	(169)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	610	257	947	592
BAIIA aux fins de comparaison ³	381	256	993	693
Fonds provenant des activités d'exploitation ³	297	193	758	524
Flux de trésorerie disponibles ³	189	106	456	306
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(1,68)	(0,50)	(1,84)	(0,61)
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ³	1,10	0,70	2,80	1,90
Flux de trésorerie disponibles par action ³	0,70	0,39	1,68	1,11
Dividendes déclarés sur actions ordinaires ⁴	0,0450	0,0425	0,0900	0,1275
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ⁵	0,2484	0,2593	0,5075	0,7645

Aux	30 sept. 2021	31 déc. 2020
Total de l'actif	9 320	9 747
Total de la dette nette consolidée ^{3,6}	2 325	2 975
Total des passifs non courants	5 194	5 376

1) La disponibilité ajustée de la période précédente a été révisée de façon à inclure le secteur Hydroélectricité.

2) Au premier trimestre de 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés hors des coûts du combustible et des achats d'électricité et présentés séparément. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison.

3) Ces éléments ne sont pas définis selon les IFRS et n'ont pas de signification normalisée en vertu des 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 «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 des mesures établies selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» dans le présent rapport de gestion pour plus de précisions.

4) Au premier trimestre de 2021, la Société n'a déclaré aucun dividende, le dividende trimestriel pour la période correspondant au premier trimestre de 2021 ayant été déclaré en décembre 2020.

5) Moyenne pondérée des dividendes déclarés sur les actions privilégiées de séries A, B, C, E et G. Les dividendes déclarés varient d'un exercice à l'autre en raison du calendrier des dividendes déclarés.

6) 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 débiteures 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 TransAlta OCP LP («OCP») et la juste valeur de ses instruments de couverture économique sur la dette. Se reporter au tableau de la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la composition du total de la dette nette consolidée.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, notre portefeuille de centrales électriques en Alberta a affiché un rendement exceptionnel, ce qui a permis à la Société de réaliser une performance globale solide. Les secteurs Hydroélectricité et Énergie thermique en Alberta ont eu tous deux une disponibilité élevée pendant les périodes de tarification de pointe, résultat des températures estivales anormalement chaudes et des périodes d'interruption planifiée dans les centrales thermiques à l'échelle de la province. Le portefeuille d'actifs marchands en Alberta était bien placé pour tirer parti des possibilités découlant d'excellentes conditions du marché au comptant par l'intermédiaire des produits de l'énergie et des produits des services auxiliaires. À cela s'est ajoutée la solide performance du secteur Commercialisation de l'énergie. Au cours du troisième trimestre, nous avons révisé et augmenté les fourchettes prévues à l'égard du BAIIA aux fins de comparaison et des flux de trésorerie disponibles, compte tenu des solides résultats financiers obtenus à ce jour et de nos attentes pour le reste de l'exercice. Se reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2021» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les prévisions mises à jour.

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021 s'est établie à 89,2 % en regard de 91,5 % pour la période correspondante de 2020. L'augmentation du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées dans le secteur Hydroélectricité et l'augmentation du nombre d'interruptions non planifiées dans le secteur Énergie thermique en Alberta ont été en partie contrebalancées par une baisse du nombre d'interruptions non planifiées à Sarnia dans le secteur Gaz en Amérique du Nord. La disponibilité ajustée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 s'est établie à 87,5 % comparativement à 92,0 % pour la période correspondante de 2020. La diminution s'explique principalement par l'augmentation du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées dans le secteur Centralia, où les interruptions ont eu des répercussions négatives plus importantes au cours de l'exercice considéré en raison de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia à la fin de décembre 2020. De plus, la disponibilité ajustée a diminué en raison des interruptions planifiées aux fins de la conversion des chaudières aux unités 2 et 3 de la centrale de Keephills, de l'augmentation du nombre de réductions de la capacité nominale dans le secteur Énergie thermique en Alberta et du nombre accru d'interruptions planifiées et non planifiées dans le secteur Hydroélectricité.

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 s'est établie à respectivement 6 053 GWh et 16 282 GWh comparativement à 6 184 GWh et 17 276 GWh pour les périodes correspondantes de 2020. La baisse de la production pour la période de trois mois est attribuable à la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia et à la diminution de la disponibilité dans le secteur Hydroélectricité. Cette baisse a été en partie contrebalancée par une hausse de la répartition dans le secteur Énergie thermique en Alberta et une augmentation de la production à la centrale Ada et à la centrale de Sarnia dans le secteur Gaz en Amérique du Nord. La baisse de la production pour la période de neuf mois s'explique principalement par la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia, la baisse de la disponibilité ajustée dans l'ensemble des installations, les activités d'optimisation du portefeuille dans le secteur Énergie thermique en Alberta, une baisse des ressources éoliennes dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire, et une diminution des charges des clients dans le secteur en Australie. Cette baisse de la production a été partiellement contrebalancée par une hausse de la production à la centrale Ada et à la centrale de Sarnia dans le secteur Gaz en Amérique du Nord et par la production supplémentaire du parc éolien Skookumchuck dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

Les produits des activités ordinaires pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 ont augmenté de respectivement 336 millions de dollars et 554 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020, ce qui s'explique par la hausse des prix réalisés obtenus dans le marché de l'Alberta grâce à nos activités d'optimisation et d'exploitation et l'élimination des obligations de paiement, montant net, aux termes des CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta de la période précédente. Les produits des activités ordinaires ont également augmenté en raison de la solide performance du secteur Commercialisation de l'énergie, d'une augmentation des produits des activités ordinaires dans le secteur Gaz en Amérique du Nord en raison de l'ajout de la centrale Ada, et d'une augmentation dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison de l'ajout du parc éolien Skookumchuck. Ces augmentations ont été en partie annulées par le recul de la production dans les secteurs Centralia, Hydroélectricité, et Énergie éolienne et énergie solaire et par une baisse de la production depuis le début de l'exercice dans le secteur Énergie thermique en Alberta.

Les coûts du combustible et des achats d'électricité ont augmenté de respectivement 113 millions de dollars et 259 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 en regard des périodes correspondantes de 2020. Dans le secteur Centralia, nos marges ont diminué par rapport à celles des périodes correspondantes de 2020 en raison d'une hausse des coûts de transport du combustible et de l'achat d'électricité à prix plus élevé au cours de périodes de hausse des prix marchands pour satisfaire à nos obligations contractuelles pendant des interruptions planifiées et non planifiées. En outre, dans le secteur Énergie thermique en Alberta, la hausse du prix du gaz naturel, la hausse de la dotation aux amortissements de la mine de charbon et la réduction de valeur des stocks de charbon à la mine de Highvale ont contribué à l'augmentation des coûts du combustible.

Les coûts de conformité liés au carbone ont augmenté de respectivement 9 millions de dollars et 21 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 en regard de ceux des périodes correspondantes de 2020 du fait d'une augmentation du prix du carbone par tonne, contrebalancée en partie par la réduction des émissions de gaz à effet de serre («GES») attribuable aux modifications à la gamme de combustibles étant donné que nous avons eu davantage recours au gaz naturel et à l'énergie thermique et moins au charbon dans le cadre de nos activités. Le recours au gaz naturel dans le cadre de nos activités permet de réduire les coûts de conformité liés au carbone puisque nos émissions de GES sont ainsi moins élevées que si nous utilisions du charbon. En outre, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, la hausse de la production dans le secteur Énergie thermique en Alberta a contribué à une hausse des coûts de conformité liés au carbone, tandis que pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont été en partie contrebalancés par la baisse de la production dans le secteur Énergie thermique en Alberta.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 ont augmenté de respectivement 17 millions de dollars et 33 millions de dollars en regard de celles des périodes correspondantes de 2020. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, nous avons comptabilisé une réduction de valeur de respectivement 5 millions de dollars et 30 millions de dollars des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel. De plus, pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, la variabilité causée par le swap sur rendement total a entraîné respectivement une variation défavorable de 1 million de dollars et une variation favorable de 12 millions de dollars. Au premier trimestre de 2021, nous avons reçu des fonds 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 stocks, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été plus élevées pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 en comparaison de celles des périodes correspondantes de 2020, principalement du fait de l'augmentation des coûts liés au personnel aux fins des initiatives stratégiques de croissance et de la hausse des charges liées aux incitatifs. En outre, des coûts additionnels associés au règlement de provisions ont été engagés depuis le début de l'exercice. Conformément à l'engagement pris, nous continuons d'utiliser les fonds reçus au titre de la SSUC pour soutenir la création d'emplois supplémentaires au sein de la Société.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 a augmenté de respectivement 125 millions de dollars et 300 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020, en raison surtout de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison des secteurs Hydroélectricité, Énergie thermique en Alberta, et Énergie éolienne et énergie solaire, ce qui s'explique par la hausse des prix réalisés obtenus dans le marché de l'Alberta, annulée en partie par une diminution de la performance du secteur Centralia. Le BAIIA aux fins de comparaison dans le secteur Commercialisation de l'énergie a augmenté du fait des positions de négociation à court terme favorables sur l'électricité et le gaz naturel dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés nord-américains. Les variations importantes du BAIIA aux fins de comparaison sectoriel sont présentées à la rubrique «Résultats sectoriels aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion.

Les flux de trésorerie disponibles, l'une des mesures financières clés de la Société, ont totalisé respectivement 189 millions de dollars et 456 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, ce qui représente une augmentation de respectivement 83 millions de dollars et 150 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020 attribuable principalement à l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison, contrebalancée en partie par l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien, le règlement de provisions et la hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 s'est établie à respectivement 456 millions de dollars et 498 millions de dollars comparativement à une perte nette de respectivement 136 millions de dollars et 169 millions de dollars pour les périodes correspondantes

de 2020. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, la perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de respectivement 320 millions de dollars et 329 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2020 sous l'effet d'une hausse de la dépréciation d'actifs et des charges découlant directement des décisions relatives à l'interruption du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, à la mise hors service planifiée de l'unité 4 de la centrale de Sundance et de l'unité 1 de la centrale de Keephills, et à l'exécution finale de notre plan de transition vers l'énergie propre, ainsi que d'une hausse des charges d'intérêts. Ces décisions ont été prises en fonction de notre évaluation des conditions futures du marché, de l'âge et de l'état des unités et de l'orientation stratégique de la Société vers des solutions d'énergie renouvelable centrées sur le client. En outre, les impôts sur le résultat ont augmenté depuis le début de l'exercice. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par une hausse du BAIIA aux fins de comparaison, le profit à la vente de matériel dans le secteur Énergie thermique en Alberta, une baisse de l'amortissement, une augmentation des produits tirés des contrats de location-financement et une hausse des profits de change. De plus, depuis le début de l'exercice, nous avons réalisé un profit à la vente du gazoduc Pioneer.

Dans le cadre de l'exécution de notre plan de transition vers l'énergie propre, nous avons réduit nos émissions de CO₂ de 61 % par rapport aux niveaux de 2005.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Centrales solaires en Caroline du Nord

Le 5 novembre 2021, la Société a réalisé l'acquisition annoncée précédemment d'un portefeuille de centrales solaires en exploitation de 122 MW situées en Caroline du Nord (collectivement, les «centrales solaires en Caroline du Nord»). Les actifs ont été acquis au moyen d'un fonds géré par Copenhagen Infrastructure Partners pour un montant d'environ 99 millions de dollars américains (y compris les ajustements liés au fonds de roulement) et la prise en charge des obligations de financement donnant droit à des avantages fiscaux existantes. L'acquisition a été financée au moyen de liquidités existantes.

À la clôture de l'acquisition, TransAlta Renewables a acquis une participation financière de 100 % dans les centrales solaires en Caroline du Nord auprès d'une filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation au moyen d'une structure d'actions reflet pour une contrepartie totale d'environ 102 millions de dollars américains, sous réserve de certains ajustements de clôture.

Le portefeuille de centrales solaires en Caroline du Nord est constitué de 20 centrales solaires photovoltaïques situées en Caroline du Nord d'une capacité de production totale de 122 MW. Les centrales sont toutes opérationnelles et sont entrées en service entre novembre 2019 et mai 2021. Les centrales sont garanties par des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») à long terme conclus avec deux filiales de Duke Energy («Duke Energy»), dont la durée résiduelle moyenne est de 12 ans. Aux termes des CAÉ, Duke Energy reçoit l'électricité renouvelable, la capacité et les attributs environnementaux de chaque centrale. Les centrales solaires en Caroline du Nord devraient générer un BAIIA annuel moyen d'environ 9 millions de dollars américains.

Interruption au parc éolien de Kent Hills

Le 27 septembre 2021, Kent Hills Wind LP, une filiale de la Société, a déclaré que l'une des tours du parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 167 MW, situé à Kent Hills, au Nouveau-Brunswick, avait subi une défaillance. La défaillance est liée à l'effondrement d'une tour située dans l'unité 2 du parc éolien de Kent Hills. Il n'y a eu aucun blessé par suite de l'effondrement. Personne ne se trouvait dans la zone lorsque l'incident s'est produit et aucune propriété n'est située à proximité. L'équipe d'intervention d'urgence de la Société a sécurisé la zone. Cet incident a entraîné la comptabilisation d'une dépréciation à l'égard de l'éolienne.

Le parc éolien de Kent Hills se compose de 50 éoliennes aux unités 1 et 2 et de 5 éoliennes à l'unité 3. Les éoliennes des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills ont été mises hors service en attendant la réalisation d'une évaluation technique et de sécurité indépendante satisfaisante. L'évaluation technique, qui est en cours, a permis de relever la propagation de

fissures souterraines dans les fondations de plusieurs éoliennes situées aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. En conséquence, des inspections et des tests supplémentaires devront être réalisés sur toutes les éoliennes des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills afin de déterminer le plan de restauration de chaque éolienne. On s'attend actuellement à ce que l'interruption aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills demande la réparation ou le remplacement d'une grande partie des fondations existantes. Le remplacement des fondations nécessiterait des dépenses d'environ 1,5 million de dollars à 2,0 millions de dollars par fondation. La mise en œuvre du plan de restauration est prévue en 2022. L'interruption devrait entraîner un manque à gagner d'environ 3,4 millions de dollars par mois sur une base annualisée tant que les 50 éoliennes 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. Les problèmes de fondations aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills sont particuliers à la conception de ces unités, et rien n'indique que de tels problèmes existent à l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills ni à d'autres installations éoliennes du portefeuille. La Société maintient la communication avec les principales parties prenantes et les tient au courant de la situation. La Société a soumis à ses assureurs une déclaration de sinistre pour perte matérielle et perte d'exploitation.

Journée des investisseurs

Le 28 septembre 2021, TransAlta a tenu sa journée des investisseurs de 2021 et a annoncé son plan de croissance de l'électricité propre. La Société s'est fixé comme objectif de fournir une capacité supplémentaire de 2 GW provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement prévu de 3 milliards de dollars d'ici 2025. TransAlta accélérera sa croissance en mettant l'accent sur des solutions d'énergie renouvelable et de stockage centrées sur le client par la mise à exécution de sa filière de développement de 3 GW. Voir la rubrique «Plan accéléré de croissance de l'électricité propre» du présent rapport de gestion.

Mise hors service de l'unité 4 de la centrale de Sundance et de l'unité 1 de la centrale de Keephills et interruption du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance

Lors de la journée des investisseurs, la Société a annoncé sa décision d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et de mettre hors service l'unité 1 de la centrale de Keephills à la fin de 2021 et l'unité 4 de la centrale de Sundance en 2022. Pour plus de précisions sur ces actifs thermiques, se reporter à la rubrique «Transition vers l'énergie propre» du présent rapport de gestion.

Annonce d'une augmentation du dividende sur les actions ordinaires

Le 28 septembre 2021, la Société a annoncé une augmentation de 11 % du dividende sur les actions ordinaires et a déclaré un dividende de 0,05 \$ par action ordinaire payable le 1^{er} janvier 2022 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 1^{er} décembre 2021. Le dividende trimestriel de 0,05 \$ par action ordinaire représente un dividende annualisé de 0,20 \$ par action ordinaire.

Projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields

Le 29 juillet 2021, TransAlta Renewables a annoncé que Southern Cross Energy, une filiale de la Société et une entité dans laquelle TransAlta Renewables détient une participation financière indirecte, avait conclu un contrat en vue de fournir à BHP de l'électricité solaire renouvelable pour ses activités dans la région de Goldfields grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields. Le projet comprend la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale solaire de Leinster de 11 MW, le système de stockage d'énergie à batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui seront tous intégrés à notre réseau éloigné existant de la centrale de Southern Cross Energy de 169 MW dans le nord de l'Australie-Occidentale. Les activités de construction débuteront au premier trimestre de 2022 et les projets devraient être achevés au deuxième semestre de 2022. Le coût total de la construction du projet est estimé entre environ 69 millions de dollars australiens et 73 millions de dollars australiens.

Mise hors service de l'unité 5 de la centrale de Sundance en tant qu'unité alimentée au charbon

Le 29 juillet 2021, conformément aux exigences réglementaires applicables, la Société a donné avis à l'Alberta Electric System Operator («AESO») de son intention de mettre hors service à compter du 1^{er} novembre 2021 l'unité 5 de la

centrale de Sundance alimentée au charbon mise temporairement à l'arrêt et de résilier le contrat de service de transport qui s'y rapporte. En vertu de la réglementation applicable, une mise à l'arrêt temporaire peut être prolongée d'au plus 24 mois suivant le début de l'arrêt; après ce délai, l'unité doit être remise en service, ou le contrat de service de transport doit être résilié (ce qui a pour effet de mettre l'unité hors service en tant qu'installation alimentée au charbon).

Achèvement de la conversion au gaz de l'unité 2 de la centrale de Keephills et de l'unité 6 de la centrale de Sundance

Le 19 juillet 2021, la Société a annoncé l'achèvement de la conversion de l'unité 2 de la centrale de Keephills, qui est passée du charbon thermique au gaz naturel. En février 2021, la Société a également achevé la conversion au gaz naturel de l'unité 6 de la centrale de Sundance. L'unité 2 de la centrale de Keephills et l'unité 6 de la centrale de Sundance conserveront toutes deux leur capacité nominale de production de 395 MW et de 401 MW, respectivement. Ces projets de conversion au gaz naturel permettront de réduire les émissions de CO₂ liées à ces unités de plus de la moitié et font progresser notre plan qui est d'abandonner complètement le charbon en Alberta d'ici la fin de 2021.

Vente du gazoduc Pioneer

Le 30 juin 2021, la Société a clôturé la vente précédemment annoncée du gazoduc Pioneer à ATCO Gas and Pipelines Ltd. («ATCO») pour un prix de vente total de 255 millions de dollars. Le produit en espèces net revenant à TransAlta au titre de la vente de sa participation de 50 % totalisait environ 128 millions de dollars, sous réserve de certains ajustements. Après la clôture de la transaction, le gazoduc Pioneer a été intégré aux systèmes de transport de gaz naturel de NOVA Gas Transmission Ltd. («NGTL») et d'ATCO en Alberta afin d'assurer un approvisionnement fiable en gaz naturel aux centrales électriques de la Société à Sundance et à Keephills. Dans le cadre de la transaction, TransAlta a conclu d'autres contrats de livraison à long terme avec NGTL portant à 400 TJ/jour le volume visé au titre des services de livraison de gaz, nouveaux et existants, d'ici la fin de 2023.

Prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia

Le 12 mai 2021, la Société a conclu un contrat d'approvisionnement en énergie modifié et mis à jour avec l'un de ses grands clients industriels en vue de la fourniture d'électricité et de vapeur produites à la centrale de cogénération de Sarnia. Ce contrat proroge l'échéance du contrat initial, qui passe du 31 décembre 2022 au 31 décembre 2032. Le contrat stipule que si la Société ne parvient pas à conclure un nouveau contrat avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario ou à conclure des contrats avec d'autres clients industriels visant la centrale de cogénération de Sarnia dont la durée s'étend au-delà du 31 décembre 2025, le contrat modifié et mis à jour prendra fin automatiquement le 31 décembre 2025. La Société est en pourparlers avec les trois autres clients industriels existants en vue de la prolongation de leur approvisionnement en électricité et en vapeur produites à la centrale de cogénération de Sarnia selon des modalités comparables. 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.

Projet de parc éolien Garden Plain

Le 3 mai 2021, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un CAÉ à long terme avec Pembina Pipeline Corporation («Pembina») aux termes duquel Pembina s'est engagée à acheter les attributs d'électricité renouvelable et attributs environnementaux associés à 100 MW sur la capacité de production du projet de parc éolien Garden Plain de 130 MW. En vertu d'un contrat distinct, Pembina a l'option d'acquiescer une participation de 37,7 % dans le projet (49 % de la quantité prévue par le CAÉ). L'option doit être exercée au plus tard 30 jours après la date de mise en service. Si Pembina exerçait cette option, TransAlta demeurerait l'exploitant de l'installation et recevrait des frais de gestion. Garden Plain sera situé à environ 30 km au nord de Hanna, en Alberta. Les premières activités de construction ont commencé au troisième trimestre de 2021 et le projet devrait être achevé au deuxième semestre de 2022. Le coût total de la construction du projet est estimé à environ 195 millions de dollars.

TransAlta Renewables figure au classement des 50 meilleures entreprises citoyennes

Au deuxième trimestre de 2021, TransAlta Renewables, une filiale de la Société, a été inscrite au classement des 50 meilleures entreprises citoyennes de Corporate Knights pour 2021. Le classement des 50 meilleures entreprises citoyennes est issu de l'évaluation d'entreprises canadiennes par rapport aux autres entreprises de leur secteur en fonction de 24 indicateurs clés de rendement touchant les ESG et à la lumière des informations publiées. La Société s'engage à assurer l'amélioration continue des enjeux ESG fondamentaux et à veiller à ce que sa création de valeur économique soit équilibrée grâce à une proposition de valeur en faveur de l'environnement et des collectivités.

Équité, diversité et inclusion

Le 3 mai 2021, TransAlta a annoncé qu'elle avait obtenu la certification de Diversio, une entreprise technologique axée sur la diversité et l'inclusion, pour son engagement continu à l'égard de l'équité, de la diversité et de l'inclusion en milieu de travail et sa performance exceptionnelle en cette matière. TransAlta est la première société ouverte du secteur de l'énergie à recevoir cette certification. La certification est reconnue par plusieurs organisations de premier plan et signale aux investisseurs, employés, clients et autres parties prenantes que la Société passe de la parole aux actes pour faire avancer les choses en matière d'équité, de diversité et d'inclusion à TransAlta.

Emprunt lié au développement durable

En mars 2021, TransAlta a prorogé l'échéance de sa facilité de crédit consortiale de 1,25 milliard de dollars jusqu'au 30 juin 2025 et a converti la facilité en emprunt lié au développement durable. Selon les modalités de financement de la facilité, le coût d'emprunt sera lié aux cibles de TransAlta en matière de réduction des émissions de GES et de diversité femmes-hommes, qui font partie de la stratégie globale de la Société sur les questions ESG. L'emprunt lié au développement durable prévoit un ajustement cumulatif des coûts d'emprunt sur les facilités et un ajustement correspondant de la commission d'attente (l'«ajustement lié au développement durable»). L'ajustement lié au développement durable est conçu comme un mécanisme à double sens et peut augmenter, diminuer ou demeurer stable selon la performance obtenue à l'égard de chaque cible de développement durable par rapport aux cibles de performance intermédiaires qui ont été fixées pour chaque année de la durée de la facilité de crédit. L'emprunt lié au développement durable souligne l'engagement de TransAlta à l'égard du développement durable, y compris l'équité, la diversité et l'inclusion ainsi que la réduction des émissions.

Demande de Mangrove

Le 23 avril 2019, The Mangrove Partners Master Fund Ltd. («Mangrove») a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario, dans le cadre de laquelle la Société, tous les membres du conseil d'administration (les «conseil») de la Société alors en fonction et Brookfield BRP Holdings (Canada) ont été désignés à titre de parties défenderesses. Mangrove tentait de faire annuler la transaction de 2019 avec Brookfield. Les parties sont parvenues à une entente de règlement confidentielle et l'action a été abandonnée devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario le 30 avril 2021.

Cas de force majeure lié au surchauffeur de l'unité 1 de la centrale de Keephills

L'unité 1 de Keephills a été mise hors service du 17 mars 2015 au 17 mai 2015 en raison d'une fuite importante dans le surchauffeur secondaire. TransAlta a invoqué un cas de force majeure conformément au CAÉ. ENMAX Energy Corporation, l'acheteur aux termes du CAÉ à ce moment-là, n'a pas contesté le cas de force majeure, mais le Balancing Pool a tenté de le faire dans l'espoir de recouvrer les 12 millions de dollars qu'il a payés à TransAlta pour les frais de paiement de capacité alors que l'unité était hors service. Les parties sont parvenues à une entente de règlement confidentielle le 21 avril 2021 et l'affaire est maintenant réglée.

Acquisitions de TransAlta Renewables

Le 26 février 2021, la Société a vendu sa participation directe de 100 % dans le projet de parc éolien Windrise («Windrise») de 206 MW à TransAlta Renewables pour une contrepartie de 213 millions de dollars. Le solde des coûts de construction de Windrise sera payé par TransAlta Renewables. L'installation des éoliennes est désormais terminée, les dernières activités de mise en service sont en cours et la mise en service est en voie d'être réalisée comme prévu en novembre 2021.

Le 1^{er} avril 2021, la Société a vendu sa participation financière de 100 % dans la centrale de cogénération Ada («Ada») de 29 MW et sa participation financière de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck («Skookumchuck») de 137 MW à TransAlta Renewables pour une contrepartie de respectivement 43 millions de dollars et 103 millions de dollars. Ces deux installations sont entièrement opérationnelles. Par suite de ces transactions, une filiale de TransAlta détient directement Ada et Skookumchuck et a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet qui reflètent sa participation financière dans les installations. La centrale de cogénération Ada est visée par un CAÉ jusqu'en 2026. Le parc éolien Skookumchuck est visé par un CAÉ à long terme en vigueur jusqu'en 2040 conclu avec une contrepartie ayant une notation de qualité investissement.

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

Le 25 mai 2021, 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 18 mai 2021. 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 2021 et se termine le 30 mai 2022 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires aura été racheté en vertu de l'OPRA ou à laquelle l'OPRA prendra fin, au choix de la Société.

Aucune action ordinaire n'a été rachetée par la Société en 2021.

Changements à la direction

Le 31 mars 2021, Dawn Farrell, présidente et chef de la direction, s'est retirée de la Société et du conseil. John Kousinioris a succédé à Mme Farrell à titre de président et chef de la direction et s'est joint au conseil le 1^{er} avril 2021. Avant sa nomination à titre de chef de la direction de TransAlta, M. Kousinioris a occupé le poste de chef de l'exploitation, de chef de la croissance et de chef des services juridiques et de la conformité et de secrétaire de la Société.

Le 30 avril 2021, Brett Gellner, notre chef du développement, a pris sa retraite après près de 13 ans chez TransAlta. M. Gellner demeurera administrateur non indépendant au sein du conseil d'administration de TransAlta Renewables.

Changements au conseil d'administration

Le 4 mai 2021, la Société a annoncé que le conseil d'administration avait nommé quatre nouveaux administrateurs : M^{me} Laura W. Folse, M^{me} Sarah Slusser, M. Thomas O'Flynn et M. Jim Reid, qui feront bénéficier le conseil de leur expérience diversifiée et de leurs points de vue. M^{me} Georgia Nelson, M. Richard Legault et M. Yakout Mansour n'ont pas sollicité le renouvellement de leur mandat et se sont retirés du conseil immédiatement après l'assemblée annuelle des actionnaires qui a été tenue le 4 mai 2021.

COVID-19

L'Organisation mondiale de la Santé a déclaré l'épidémie de COVID-19 urgence de santé publique de portée internationale le 30 janvier 2020 pour ensuite la qualifier de pandémie mondiale le 11 mars 2020.

La Société continue d'exercer ses activités conformément à son plan de continuité des activités, qui préconise ce qui suit : i) veiller à ce que les employés en mesure de travailler à distance le fassent; et ii) s'assurer que les employés chargés de l'exploitation et de la maintenance de ses installations, qui ne sont pas en mesure de travailler à distance, peuvent travailler en toute sécurité et de façon à protéger leur santé. TransAlta s'est conformée aux directives émises par le gouvernement et les autorités régionales de la santé publique dans tous les territoires où elle exerce ses activités afin de protéger la santé et la sécurité de tous les employés et sous-traitants au moyen de protocoles de santé et de sécurité. Tous les bureaux et sites de TransAlta suivent des protocoles en matière de dépistage et de distanciation physique, notamment le port

d'équipement de protection individuelle. À compter du 15 novembre 2021, TransAlta mettra en œuvre un protocole en deux phases visant le dépistage rapide obligatoire pour les employés qui ne sont pas pleinement vaccinés. Dans la première phase, qui se déroulera du 15 novembre 2021 au 31 janvier 2022, des tests sur place seront effectués toutes les 72 heures, aux frais de TransAlta. Vers le 1^{er} février 2022, les employés qui ne seront pas pleinement vaccinés devront continuer de fournir la preuve d'un test négatif toutes les 72 heures, mais à leurs frais. Les employés qui fournissent une preuve de vaccination pourront être dispensés des tests de dépistage rapides. En outre, TransAlta maintient des restrictions de voyage qui sont conformes aux directives des autorités locales, des procédures de nettoyage améliorées, des horaires de travail révisés, des équipes de travail d'appoint, et la réorganisation des processus et des procédures pour réduire au minimum la transmission du virus en milieu de travail.

Malgré les défis liés à la pandémie, toutes nos installations demeurent entièrement opérationnelles et en mesure de répondre aux besoins de nos clients, à l'exception du parc éolien de Kent Hills, dont il a été question précédemment, pour une raison qui n'est pas liée à la COVID-19. La Société poursuit ses activités et continue de servir l'ensemble de ses clients et de ses contreparties conformément aux modalités de leurs contrats. Nous n'avons pas subi d'interruption quant aux exigences de service en raison de la COVID-19. La fourniture d'électricité et de vapeur demeure une exigence de service primordiale pour tous nos clients et a été considérée comme un service essentiel dans nos territoires.

La Société continue à maintenir une situation financière solide, en partie grâce à ses contrats à long terme et aux positions couvertes ainsi qu'à ses vastes liquidités financières.

Le conseil et la direction surveillent l'évolution de la pandémie et évaluent constamment ses répercussions sur la sécurité des employés, des activités d'exploitation, des chaînes d'approvisionnement et des clients de la Société et, de façon plus générale, sur les activités commerciales et les affaires internes de la Société et ses projets en immobilisations en cours. L'incidence que pourrait avoir la pandémie sur les activités commerciales et les affaires internes de la Société comprend notamment : des interruptions potentielles de la production; des perturbations de la chaîne d'approvisionnement; l'indisponibilité d'employés; de possibles retards dans les projets en immobilisations; un risque de crédit accru lié aux contreparties et une hausse de la volatilité des prix des produits de base et de l'évaluation des instruments financiers. En outre, l'ensemble des répercussions sur l'économie mondiale et les marchés des capitaux pourrait se faire sentir négativement sur la disponibilité du capital aux fins d'investissement ainsi que la demande d'électricité et le prix des produits de base.

Se reporter à la note 4 des états financiers consolidés annuels audités de 2020 de notre rapport intégré annuel du même exercice et à la note 3 de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 pour une description des événements importants qui ont eu une incidence sur les résultats de l'exercice précédent et de l'exercice en cours.

Perspectives financières pour 2021

Pour plus de précisions sur nos perspectives financières pour 2021 et les hypothèses qui s'y rapportent, se reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2021» de notre rapport annuel intégré de 2020.

Notre performance globale pour les trois premiers trimestres de 2021 dépasse les attentes. La demande d'électricité s'est redressée après avoir atteint ses plus bas niveaux en 2020 et nous observons un raffermissement des prix de l'électricité sur les marchés en Alberta et dans le Nord-Ouest Pacifique. Au cours des deuxième et troisième trimestres de 2021, la Société a revu à la hausse la fourchette de ses perspectives pour le BAIIA aux fins de comparaison et les flux de trésorerie disponibles, et a annoncé une hausse des taux de dividende.

Compte tenu des résultats obtenus à ce jour et de la performance prévue pour le reste de l'exercice, la Société revoit de nouveau à la hausse la fourchette de ses perspectives pour 2021, comme il est reflété dans le tableau qui suit :

Mesure	Cible initiale	Cible mise à jour
BALIA aux fins de comparaison ¹	De 960 millions de dollars à 1 080 millions de dollars	De 1 200 millions de dollars à 1 300 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles ¹	De 340 millions de dollars à 440 millions de dollars	De 500 millions de dollars à 560 millions de dollars
Dividende	0,18 \$ par action sur une base annualisée	0,20 \$ par action sur une base annualisée

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

Fourchette des principales hypothèses pour 2021

Marché	Attentes initiales Prix de l'électricité (\$/MWh)	Attentes mises à jour Prix de l'électricité (\$/MWh)
Alberta – au comptant	De 58 \$ à 68 \$	De 95 \$ à 105 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US)	De 25 \$ US à 35 \$ US	De 50 \$ US à 60 \$ US

Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2021

Dépenses d'investissement de maintien	De 175 millions de dollars à 210 millions de dollars	De 200 millions de dollars à 225 millions de dollars
---------------------------------------	---	---

Couverture en Alberta

Fourchette des hypothèses	T4 - 2021	Exercice complet 2022
Production visée par des couvertures (GWh)	1 407	4 387
Prix couvert (\$/MWh)	76	71
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	15 millions	49 millions
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	2,77	2,74

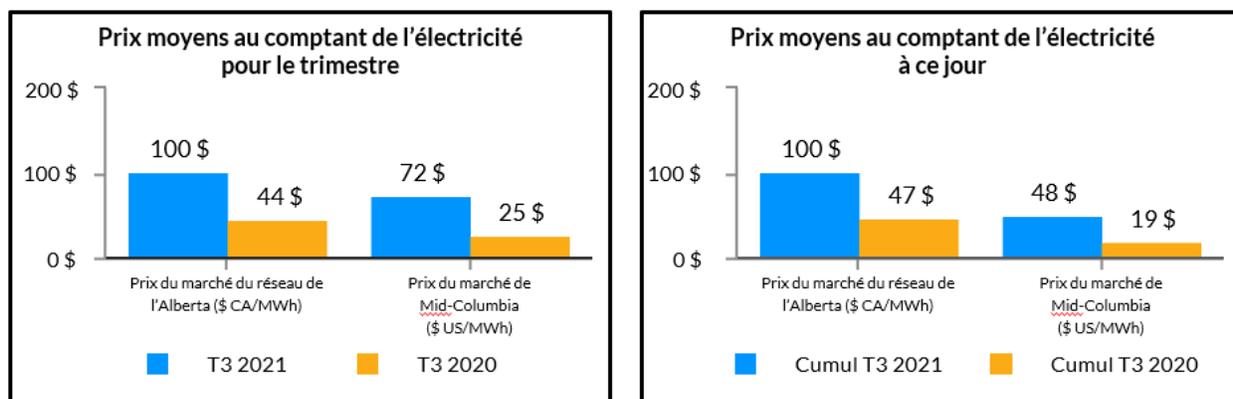
Activités d'exploitation

Ce qui suit est une mise à jour de nos hypothèses initiales figurant dans les perspectives financières pour 2021.

Prix du marché

Les prix de l'électricité ont augmenté en Alberta pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2020. Cette augmentation s'explique par les fluctuations de l'offre commerciale après l'expiration, le 31 décembre 2020, des CAÉ en Alberta conclus avec le Balancing Pool, la hausse des coûts de conformité liés au carbone, la hausse des prix du gaz naturel, la reprise de la demande après 2020 et le resserrement des conditions du marché pendant les périodes marquées par une forte demande liée aux conditions météorologiques, en plus des interruptions planifiées. Les prix de l'électricité en Alberta pour le reste de 2021 devraient continuer d'être plus élevés qu'en 2020 en raison des facteurs susmentionnés.

Les prix de l'électricité ont également été plus élevés dans le Nord-Ouest Pacifique au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020, en raison de la baisse de la production d'énergie hydroélectrique et de la hausse des prix du gaz naturel. Pour le reste de 2021, les prix de l'électricité dans le Nord-Ouest Pacifique devraient être supérieurs à ceux de 2020.



Commercialisation de l'énergie

Le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Commercialisation de l'énergie est touché par les prix et la volatilité du marché, les stratégies globales adoptées, et les modifications apportées aux règlements et aux lois. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Selon notre objectif de 2021 mis à jour, nous visons à ce que la contribution à la marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie se situe entre 195 millions de dollars et 210 millions de dollars pour l'exercice, ce qui représente une augmentation par rapport à l'objectif de 90 millions de dollars à 110 millions de dollars prévu au début de l'exercice.

Dépenses d'investissement de maintien et liées à la productivité

Nos dépenses d'investissement de maintien et nos dépenses d'investissement liées à la productivité estimées sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Engagées à ce jour ¹	Dépenses prévues en 2021	
Dépenses d'investissement courantes ²	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	30	49	59
Entretien d'envergure planifié	Travaux d'entretien d'envergure planifiés	114	150	164
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	—	1	2
Total des dépenses d'investissement de maintien		144	200	225
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à accroître l'efficacité de la production d'électricité et initiatives d'amélioration du siège social	2	3	7
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		146	203	232

1) Au 30 septembre 2021.

2) Comprennent les coûts liés à la prolongation de la durée de vie de centrales hydroélectriques.

Les interruptions importantes planifiées aux unités exploitées par TransAlta pour le reste de 2021 comprennent ce qui suit :

- Des travaux d'entretien d'envergure à l'unité 3 de la centrale de Keephills sont en cours et devraient être achevés au cours du quatrième trimestre.
- Des dépenses d'entretien planifiées réparties à l'échelle de notre portefeuille de centrales hydroélectriques.
- Des dépenses réparties à l'échelle de notre portefeuille de parcs éoliens, notamment pour les remplacements de composantes principales.

La perte de production imputable aux travaux d'entretien d'envergure planifiés, exclusion faite des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans le secteur Centralia, qui sont prévus pendant une période d'optimisation de la répartition, est estimée comme suit pour 2021 :

	Énergie thermique en Alberta	Gaz et énergies renouvelables	Perdus à ce jour ¹
GWh perdus	1 700 - 1 800	500 - 600	1 744

1) Au 30 septembre 2021.

Portefeuille de centrales électriques en Alberta

Le portefeuille de centrales électriques en Alberta comprend des unités hydroélectriques, éoliennes, de stockage d'énergie et thermiques exploitées principalement sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta. La variabilité de la production par centrale s'explique par la diversité de nos types de combustibles, ce qui facilite la gestion du portefeuille et permet de maximiser les marges d'exploitation. Une partie de la capacité de production installée du portefeuille a été couverte de façon à garantir les flux de trésorerie.

Le 31 décembre 2020, les contrats d'achat d'électricité en Alberta («CAÉ en Alberta») de nos actifs hydroélectriques en Alberta, des unités 1 et 2 de la centrale de Sheerness, et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills ont expiré. Le 1^{er} janvier 2021, ces centrales ont commencé à être exploitées sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta et constituent un élément essentiel des activités d'optimisation du portefeuille en Alberta.

Comme il est mentionné à la rubrique «Transition vers l'énergie propre» du présent rapport de gestion, en raison de l'évaluation par la Société des conditions futures du marché, de l'âge et de l'état des unités, et du changement d'orientation stratégique de la Société, l'unité 1 de la centrale de Keephills et l'unité 4 de la centrale de Sundance seront mises hors service respectivement le 31 décembre 2021 et le 1^{er} avril 2022. Ces unités continueront d'être exploitées au sein de notre portefeuille jusqu'à la date prévue de leur mise hors service. Au 30 septembre 2021, la production de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance était de respectivement 1 170 GWh et 246 GWh, et la capacité installée brute de respectivement 395 MW et 406 MW.

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Production (GWh)				
Hydroélectricité	513	589	1 263	1 434
Énergie éolienne	237	211	744	811
Gaz	117	131	367	413
Énergie thermique	2 508	2 257	7 002	7 382
Total de la production du portefeuille de centrales électriques en Alberta (GWh)	3 375	3 188	9 376	10 040
Produits des activités ordinaires du portefeuille de centrales électriques en Alberta aux fins de comparaison ¹	381 \$	208 \$	1 033 \$	654 \$
Position de couverture économique (pourcentage) – Énergie thermique en Alberta ²	74	100	74	100
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	100 \$	44 \$	100 \$	47 \$
Prix de l'électricité réalisés par MWh ^{1,3}	113 \$	65 \$	110 \$	65 \$

1) Comprennent des ajustements aux produits des activités ordinaires aux fins de comparaison. Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures établies selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» dans le présent rapport de gestion pour plus de précisions.

2) Correspond au pourcentage de la production vendue à terme à la fin de la période de présentation de l'information financière pour les actifs du secteur Énergie thermique en Alberta seulement. Le programme de couverture est axé principalement sur la production des actifs du secteur Énergie thermique en Alberta.

3) Le prix de l'électricité réalisé par le portefeuille de centrales électriques en Alberta correspond au prix moyen réalisé de l'électricité vendue aux termes des contrats commerciaux de la Société et dans le cadre des activités d'optimisation du portefeuille, divisé par le total de la production en GWh.

Plan accéléré de croissance de l'électricité propre

Le 28 septembre 2021, TransAlta a annoncé ses objectifs de croissance stratégique et son plan accéléré de croissance de l'électricité propre. Notre objectif est d'être un chef de file dans la production d'électricité centré sur le client, soucieux d'assurer un avenir durable. 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. Nous avons pour objectif d'augmenter la valeur pour les actionnaires en développant notre portefeuille de centrales électriques de grande qualité ayant des flux de trésorerie stables et prévisibles.

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 ESG. Pour en savoir plus sur l'évolution de la réglementation, se reporter à la rubrique «Nouveautés en matière de réglementation» du présent rapport de gestion.

Dans notre plan de croissance de l'électricité propre, nous avons établi les priorités et les objectifs stratégiques suivants pour nous guider au cours de la période 2021-2025 :

- Fournir une capacité supplémentaire de 2 GW provenant d'énergies renouvelables au moyen d'un investissement ciblé de 3 milliards de dollars en vue d'atteindre un BAIIA annuel supplémentaire provenant de nouveaux projets de croissance de 250 millions de dollars d'ici la fin de 2025.
- Accélérer la croissance dans les énergies renouvelables et le stockage centrés sur le client grâce au déploiement d'une filière de développement de 3 GW.
- 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 d'ici 2030.
- Réaliser une diversification et une création de valeur ciblées en nous concentrant sur l'expansion de notre plateforme dans chacune de nos principales zones géographiques (Canada, États-Unis et Australie).
- Piloter l'élaboration de politiques ESG pour permettre aux marchés dans lesquels nous menons nos activités et où nous livrons concurrence de bien évoluer.

- Définir la prochaine génération de solutions et de technologies de production d'énergie et le potentiel d'investissements parallèles dans de nouveaux secteurs complémentaires d'ici la fin de 2025.

Nous prévoyons que le BAIIA provenant de sources renouvelables, y compris les énergies hydroélectrique, éolienne et solaire, passera de 35 % à 70 % d'ici la fin de 2025.

Le plan de croissance de l'électricité propre sera en grande partie financé par les soldes de trésorerie actuels, les fonds provenant des activités d'exploitation et le financement des actifs.

Croissance

En 2021, la Société a annoncé de nouveaux projets de construction et l'acquisition d'actifs d'une capacité 385 MW, ainsi que des projets à un stade de développement avancé d'une capacité de 500 MW. En outre, le portefeuille de croissance actuel offre une capacité potentielle de 2 425 MW à 3 025 MW liée à des projets aux premiers stades de développement.

Acquisition annoncée

Centrales solaires en Caroline du Nord

Le 5 novembre 2021, la Société a réalisé l'acquisition annoncée précédemment d'un portefeuille de centrales solaires en exploitation de 122 MW situées en Caroline du Nord (collectivement, les «centrales solaires en Caroline du Nord»). Ce portefeuille est constitué de 20 centrales solaires photovoltaïques situées en Caroline du Nord. Les centrales sont entrées en service entre novembre 2019 et mai 2021 et sont toutes opérationnelles. Les centrales sont garanties par des CAÉ à long terme conclus avec deux filiales de Duke Energy, dont la durée résiduelle moyenne est de 12 ans. Aux termes des CAÉ, Duke Energy reçoit l'électricité renouvelable, la capacité et les attributs environnementaux de chaque centrale. Les centrales solaires en Caroline du Nord devraient générer un BAIIA annuel moyen d'environ 9 millions de dollars américains et des liquidités disponibles à des fins de distribution annuelles moyennes d'environ 7 millions de dollars américains.

Projets de construction annoncés

Projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields

La Société a conclu un contrat en vue de fournir à BHP Nickel West Pty Ltd. («BHP») de l'électricité renouvelable pour ses activités dans la région de Goldfields grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields. Le projet comprend la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale solaire de Leinster de 11 MW, le système de stockage d'énergie à batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui seront tous intégrés à notre réseau éloigné existant de la centrale de Southern Cross Energy de 169 MW dans le nord de l'Australie-Occidentale. Au troisième trimestre de 2021, nous avons donné l'ordre de démarrage des travaux à l'entrepreneur en ingénierie, en approvisionnement et en construction; les activités de construction débuteront au premier trimestre de 2022 et les projets devraient être achevés au deuxième semestre de 2022. Le coût total de la construction du projet est estimé entre environ 69 millions de dollars australiens et 73 millions de dollars australiens, ce qui devrait générer un BAIIA annuel moyen d'environ 9 millions de dollars australiens à 10 millions de dollars australiens. Il s'agit du premier projet de croissance important approuvé dans le cadre du CAÉ prolongé conclu avec BHP qui a été signé en octobre 2020. La Société continue d'explorer activement d'autres occasions de croissance avec BHP.

Parc éolien Garden Plain

La Société a conclu un CAÉ à long terme avec Pembina aux termes duquel Pembina s'engage à acheter les attributs d'électricité renouvelable et attributs environnementaux associés à 100 MW sur la capacité de production du projet de parc éolien Garden Plain («Garden Plain») de 130 MW. En vertu d'un contrat distinct, Pembina a l'option d'acquiescer une participation de 37,7 % dans le projet (49 % de la quantité prévue par le CAÉ). L'option doit être exercée au plus tard 30 jours après la date de mise en service. Si Pembina exerçait cette option, TransAlta demeurerait l'exploitant de l'installation et recevrait des frais de gestion. Le projet de parc éolien Garden Plain sera situé à environ 30 km au nord de Hanna, en Alberta. Les premières activités de construction ont commencé au troisième trimestre de 2021 et le projet devrait être achevé au deuxième semestre de 2022. Le coût total de la construction du projet est estimé à environ 195 millions de dollars.

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 comme solution de financement à long terme pour chacun des actifs.

Projet	Type	Région	MW	Total du projet		Durée du CAÉ	BAIIA annuel prévu ²	État
				Dépenses estimées	Date d'achèvement prévue ¹			
Projets en construction								
Canada								
Windrise ³	Énergie éolienne	AB	206	270 \$ - 285 \$	T4 2021	20	20 \$ - 22 \$	<ul style="list-style-type: none"> - Mise sous tension de la ligne de transport le 10 juin - Installation des éoliennes terminée - Dernières activités de mise en service en cours - Mise en service prévue en novembre 2021
Garden Plain ⁴	Énergie éolienne	AB	130	190 \$ - 200 \$	S2 2022	18	14 \$ - 18 \$	<ul style="list-style-type: none"> - Progression dans le processus d'approvisionnement - Début des premières activités de construction au troisième trimestre de 2021 - Obtention des principaux permis et approbations réglementaires - Projet en voie d'être achevé dans les délais
Australie								
Nord de la région de Goldfields ⁵	Énergie solaire hybride	WA	48	64 \$ - 68 \$	S2 2022	16	8 \$ - 9 \$	<ul style="list-style-type: none"> - Émission de l'ordre de démarrage des travaux final le 28 septembre 2021 - Projet en voie d'être achevé dans les délais
Total			384	524 \$ - 553 \$			42 \$ - 49 \$	

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

2) BAIIA annuel moyen prévu qui devrait être généré par le projet.

3) Le projet de parc éolien Windrise a été vendu à TransAlta Renewables le 26 février 2021.

4) Le CAÉ de Garden Plain vise 100 MW sur la capacité totale de 130 MW de la centrale.

5) Les montants figurant ci-dessus sont en dollars canadiens, mais les dépenses réelles en trésorerie de ce projet sont en dollars australiens et, par conséquent, ces montants fluctueront en fonction des variations des taux de change. Les dépenses estimées sont d'environ 69 millions de dollars australiens à 73 millions de dollars australiens, et le BAIIA annuel prévu est d'environ 9 millions de dollars australiens à 10 millions de dollars australiens.

Projets à un stade de développement avancé

Ces projets ont fait l'objet d'une étude détaillée et sont à une position avancée de la file d'attente aux fins d'interconnexion, et la Société est en pourparlers avec des parties en vue de poursuivre 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 prévu ¹
Projets à un stade de développement avancé					
États-Unis					
Horizon Hill	Énergie éolienne	Oklahoma	200	275 \$ US - 290 \$ US	20 \$ US - 30 \$ US
White Rock East	Énergie éolienne	Oklahoma	200	275 \$ US - 290 \$ US	20 \$ US - 30 \$ US
White Rock West	Énergie éolienne	Oklahoma	100	135 \$ US - 145 \$ US	10 \$ US - 15 \$ US
Total			500	685 \$ US - 725 \$ US	50 \$ US - 75 \$ US

1) BAIIA annuel moyen prévu qui devrait être généré par le projet.

Projets aux premiers stades de développement

Ces projets en sont aux premiers stades de développement et peuvent ou non se concrétiser. De façon générale, pour ces projets, on aura recueilli des données météorologiques; commencé à obtenir le contrôle des terrains; entrepris des études environnementales; confirmé l'accès approprié au transport; et entamé 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			
Riplinger Wind	Énergie éolienne	Alberta	300
Unités 1 et 2 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	140
Tempest	Énergie éolienne	Alberta	90
Possibilités de stockage en Alberta	Stockage à batteries	Alberta	100
Possibilités de cogénération	Gaz	Alberta et Ontario	30
Possibilités d'exploitation de sources d'énergie solaire en Alberta	Énergie solaire	Alberta	170
Possibilités d'exploitation de sources d'énergie éolienne au Canada	Énergie éolienne	Alberta et Saskatchewan	250
Projet de pompage hydraulique de Brazeau	Hydroélectricité	Alberta	300 - 900
Total			1 380 - 1 980
États-Unis			
Prairie Violet ¹	Énergie éolienne	Illinois	315
Big Timber	Énergie éolienne	Pennsylvanie	50
Wild Waters	Énergie éolienne	Minnesota	40
Projets éoliens potentiels en Pennsylvanie/ Virginie-Occidentale	Énergie éolienne	Pennsylvanie/Wyoming	220
Projets solaires potentiels aux États-Unis	Énergie solaire	Texas/Indiana	200
Total			825
Australie			
Expansion dans le nord de la région de Goldfields	Gaz, énergie solaire et énergie éolienne	Australie-Occidentale	85
Centrale solaire de South Hedland	Énergie solaire	Australie-Occidentale	50
Exploitation minière sur place en région éloignée	Gaz	Australie-Occidentale	85
Total			220
Canada, États-Unis et Australie			Total 2 425 - 3 025

1) La capacité installée brute a augmenté de 130 MW, car la double interconnexion permettra de réaliser un projet plus important.

Transition vers l'énergie propre

Nous sommes en voie de mener à bien notre plan de transition vers l'énergie propre, initialement annoncé en 2019. Nous avons réduit de 33 % le nombre d'unités alimentées au charbon dans nos centrales thermiques en Alberta depuis 2019 et nous nous affairons à terminer la transition au gaz naturel de notre dernière unité alimentée au charbon en Alberta d'ici la fin de l'exercice.

La conversion au gaz naturel de l'unité 3 de la centrale de Keephills a commencé au troisième trimestre de 2021 et devrait se terminer en novembre. Au début de 2021, nous avons achevé la conversion au gaz naturel 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 qui n'est pas en exploitation, les trois unités étant maintenant alimentées uniquement au gaz naturel.

Le tableau ci-dessous présente les projets de conversion au gaz naturel achevés et ceux qui sont en voie de l'être :

Projet	MW	Dépenses liées aux projets de conversion ¹	Date d'achèvement du projet
Unité 3 de la centrale de Keephills ²	463	31 \$ - 35 \$	En cours
Unité 2 de la centrale de Keephills	395	35 \$	T2 2021
Unité 6 de la centrale de Sundance	401	39 \$	T1 2021
Unité 1 de la centrale de Sheerness	200	7 \$	T1 2021
Unité 2 de la centrale de Sheerness	200	14 \$	T1 2020

1) Les dépenses liées aux projets de conversion comprennent les coûts associés à la transition vers les technologies d'alimentation au gaz. Les autres travaux d'entretien d'envergure planifiés ont été inclus dans les dépenses d'investissement de maintien.

2) Représente le total des dépenses prévues pour la conversion au gaz naturel puisque le projet sera terminé au quatrième trimestre de 2021. Au 30 septembre 2021, les dépenses réelles étaient de 20 millions de dollars.

La Société a annoncé sa décision de mettre hors service l'unité 1 de la centrale de Keephills le 31 décembre 2021 et l'unité 4 de la centrale de Sundance le 1^{er} avril 2022, et a donné avis à l'Alberta Electric System Operator de son intention de mettre hors service ces unités. Les décisions de mise hors service ont été prises essentiellement en fonction de l'évaluation par TransAlta des conditions futures du marché, de l'âge et de l'état des unités, et de l'orientation stratégique de la Société vers des solutions d'énergie renouvelable centrées sur le client. Par suite de sa décision de mettre ces unités hors service, la Société a comptabilisé des imputations pour dépréciation de respectivement 78 millions de dollars et 56 millions de dollars sur ces unités d'après leur valeur de récupération estimative.

En outre, après une évaluation en profondeur du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, la Société a interrompu le projet. Cette décision a été prise en raison d'une augmentation des coûts, de la dynamique changeante de l'offre et de la demande dans le marché de l'Alberta, ainsi que des risques liés à la tarification du carbone et de l'évolution du contexte réglementaire. Compte tenu de l'interruption du projet, la Société compte redéployer les capitaux initialement alloués au projet de rééquipement de l'unité 5 de Sundance vers des projets de croissance liés aux énergies renouvelables. La Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 190 millions de dollars au cours du troisième trimestre de 2021 d'après une valeur de récupération estimative de 33 millions de dollars. L'imputation pour dépréciation comprend un montant de 141 millions de dollars lié aux actifs en construction et un montant de 49 millions de dollars pour le reste de l'équipement à vapeur de la centrale. Un montant additionnel de 27 millions de dollars a été passé en charges pour des montants dus à des sous-traitants découlant de l'interruption du projet.

Compte tenu de l'interruption du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et du changement de stratégie de la Société, nous avons également déprécié un actif reporté comptabilisé antérieurement puisqu'il n'est plus probable que nous engagions suffisamment de capitaux ou de dépenses d'exploitation pour utiliser le montant restant. La Société a déprécié le solde résiduel de l'actif reporté de 10 millions de dollars (8 millions de dollars américains) au troisième trimestre de 2021.

Les unités restantes ayant toutes été converties au gaz naturel ou étant en voie de l'être, la mine de Highvale n'est plus considérée comme procurant un avantage économique important à l'unité génératrice de trésorerie («UGT») marchande de l'Alberta et a été retirée de l'UGT, ce qui a entraîné la comptabilisation d'une imputation pour dépréciation de 185 millions de dollars au troisième trimestre de 2021. Une provision pour contrat déficitaire de 14 millions de dollars se rapportant à des paiements de redevances futurs (2022 et 2023) liés à la mine de Highvale a également été comptabilisée en charges au troisième trimestre de 2021.

Les imputations pour dépréciation d'actifs, les charges additionnelles découlant de l'interruption du projet de rééquipement à l'unité 5 de la centrale de Sundance et la provision pour contrat déficitaire liée à la mine de Highvale sont toutes exclues de la rubrique «Résultats sectoriels aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion.

Avec la dernière conversion au gaz naturel de l'unité 3 de Keephills, nos unités thermiques au charbon en Alberta cesseront de produire de l'électricité à partir du charbon, éliminant ainsi le charbon comme source de combustible en Alberta d'ici la fin de l'exercice.

L'abandon du charbon réduira considérablement les coûts de conformité liés au carbone dans l'avenir. En 2021, les coûts de conformité liés au carbone des centrales alimentées au charbon sont d'environ 29 \$ par MWh, tandis que ceux des centrales alimentées au gaz sont d'environ 9 \$ par MWh. Au troisième trimestre de 2021, les coûts de conformité liés au carbone se sont élevés à 41 millions de dollars. Si l'ensemble du portefeuille en Alberta avait été entièrement converti au gaz, ces coûts auraient été inférieurs de 15 millions de dollars à 20 millions de dollars.

Dans le cadre de ce processus et de la réalisation de notre plan de transition vers l'énergie propre, nous avons réduit nos émissions de CO₂ de 61 % par rapport aux niveaux de 2005.

Notre centrale alimentée au charbon de Centralia dans l'État de Washington s'est engagée à cesser ses activités dans le cadre du projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill*. Conformément à notre engagement en vertu de ce projet de loi, l'unité 1 de Centralia a cessé ses activités le 31 décembre 2020 et l'unité restante devrait en faire autant le 31 décembre 2025.

Résultats sectoriels aux fins de comparaison

Les flux de trésorerie sectoriels générés par nos activités mesurent la trésorerie nette provenant de chacun de nos secteurs, déduction faite des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité, des frais de restauration des lieux, des paiements sur les obligations locatives et des provisions. Il s'agit des flux de trésorerie disponibles pour payer nos intérêts et impôts au comptant, verser des distributions à nos partenaires sans contrôle et verser des dividendes à nos porteurs d'actions privilégiées, faire croître nos activités, rembourser la dette et distribuer des capitaux à nos actionnaires.

Les flux de trésorerie sectoriels générés par chacun de nos secteurs sont présentés dans le tableau ci-dessous :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Flux de trésorerie sectoriels¹				
Hydroélectricité	76	22	238	72
Énergie éolienne et énergie solaire	51	32	170	161
Gaz - Amérique du Nord	21	27	80	81
Gaz - Australie	21	33	79	90
Énergie thermique en Alberta	88	14	131	57
Centralia	28	46	41	94
Génération de flux de trésorerie sectoriels	285	174	739	555
Commercialisation de l'énergie	52	51	132	99
Siège social ²	(28)	(21)	(68)	(72)
Total des flux de trésorerie sectoriels	309	204	803	582

1) Les flux de trésorerie sectoriels sont une mesure non conforme aux IFRS et n'ont pas de signification normalisée en vertu des IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» pour plus de précisions.

2) Comprend les profits et pertes sur le swap sur rendement total.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, les flux de trésorerie sectoriels générés par nos activités ont augmenté de respectivement 105 millions de dollars et 221 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020. L'augmentation découle surtout des résultats solides de notre portefeuille de centrales électriques en Alberta grâce à l'optimisation des actifs pendant les périodes où les prix réalisés étaient plus élevés et des positions de négociation à court terme favorables dans le secteur Commercialisation de l'énergie. Le tout a été en partie contrebalancé par les coûts des travaux d'entretien d'envergure liés aux interruptions pour la conversion au gaz naturel dans le secteur Énergie thermique en Alberta et la hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité

des secteurs Centralia et Énergie thermique en Alberta. Les coûts du combustible et des achats d'électricité ont été plus élevés dans le secteur Centralia en raison de l'augmentation des coûts de transport du combustible et de l'achat d'électricité à des prix plus élevés au cours de périodes de hausse des prix marchands pour satisfaire à nos obligations contractuelles pendant les interruptions planifiées et non planifiées depuis le début de l'exercice, tandis que le secteur Énergie thermique en Alberta a connu une hausse des prix du gaz naturel et des coûts du réseau. Dans le secteur Siège social, pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, nous avons enregistré respectivement une perte nette de 1 million de dollars et un profit net de 4 millions de dollars sur le swap sur rendement total dans le cadre de nos régimes de paiements fondés sur des actions, alors qu'aux périodes correspondantes de l'exercice précédent, nous avons réalisé une perte nette de respectivement néant et 8 millions de dollars. En outre, les coûts du secteur Siège social pour la période écoulée depuis le début de l'exercice ont reculé en regard de ceux de la période correspondante de 2020 du fait des fonds de 8 millions de dollars reçus au titre de la SSUC.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, une part respectivement d'environ 45 % et 55 % de nos flux de trésorerie sectoriels a été générée à partir de ressources renouvelables contre 31 % et 42 % pour les périodes correspondantes de 2020.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Capacité installée brute (MW)	926	926	926	926
Disponibilité (%)	90,3	97,3	91,8	96,1
Actifs hydroélectriques en Alberta (GWh) ¹	475	553	1 187	1 367
Autres actifs hydroélectriques (GWh) ¹	136	148	338	346
Total de la production d'énergie (GWh)	611	701	1 525	1 713
Volumes des services auxiliaires (GWh) ²	657	642	2 155	2 231
Produits des activités ordinaires				
Actifs hydroélectriques en Alberta ¹	54	31	145	76
Autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires ^{1,2}	12	11	32	28
Paiements de capacité ³	—	15	—	45
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires ⁴	30	11	125	55
Crédits environnementaux	—	—	1	1
Total des produits des activités ordinaires bruts	96	68	303	205
Paiement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net ⁵	—	(27)	(4)	(84)
Total des produits	96	41	299	121
Coûts du combustible et des achats d'électricité	3	5	7	9
Marge brute aux fins de comparaison	93	36	292	112
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	11	9	35	28
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	(1)	2	1
BAIIA aux fins de comparaison	82	28	255	83
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	3	4	7	6
Entretien d'envergure planifié	3	1	11	4
Total des dépenses d'investissement de maintien	6	5	18	10
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	—	1	—
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	7	5	19	10
Provisions	—	—	(2)	—
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(1)	1	—	1
Flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité	76	22	238	72

1) Les actifs hydroélectriques en Alberta comprennent 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River en Alberta qui ne sont pas détenues par TransAlta Renewables. Les autres actifs hydroélectriques comprennent nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, en Ontario et les centrales hydroélectriques en Alberta qui sont détenues par TransAlta Renewables.

2) Les autres actifs hydroélectriques comprennent les produits des activités ordinaires tirés du transport.

3) Les paiements de capacité tiennent compte de la charge au titre de la capacité annuelle, telle qu'elle est décrite dans le règlement Power Purchase Arrangements Determination Regulation AR 175/2000. Les CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta sont venus à échéance le 31 décembre 2020.

4) Les services auxiliaires tels qu'ils sont décrits dans le document Consolidated Authoritative Document Glossary de l'AESO.

5) Le montant net du paiement lié aux CAÉ se rapportant aux actifs 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 présenté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 a trait à des ajustements aux paiements finaux aux termes des CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta comptabilisés aux premier et deuxième trimestres de 2021.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 a diminué en regard de celle des périodes correspondantes de 2020, en raison surtout d'une hausse du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, la production a diminué de respectivement 90 GWh et 188 GWh en regard des périodes correspondantes de 2020 sous l'effet notamment d'une hausse du nombre d'interruptions planifiées et de précipitations moins abondantes.

Les volumes des services auxiliaires pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021 ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2020, tandis que pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, ils ont diminué de 76 GWh par rapport à ceux de la période correspondante de 2020 en raison surtout d'une baisse de la disponibilité et du fait que l'AESO a obtenu des volumes moins élevés.

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Produits des activités ordinaires bruts par MWh				
Actifs hydroélectriques en Alberta (\$/MWh)	114 \$	56 \$	122 \$	56 \$
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh)	46 \$	17 \$	58 \$	25 \$

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, les produits tirés des actifs hydroélectriques en Alberta par MWh de production ont augmenté respectivement d'environ 58 \$ par MWh et 66 \$ par MWh en comparaison de ceux des périodes correspondantes de 2020 du fait de la hausse des prix marchands en Alberta. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, les produits des services auxiliaires par MWh de production tirés des actifs hydroélectriques en Alberta ont augmenté respectivement d'environ 29 \$ par MWh et 33 \$ par MWh en comparaison de ceux des périodes correspondantes de 2020 du fait de la hausse des prix marchands en Alberta. Pour plus de précisions sur les conditions du marché et les prix, se reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2021» et à la rubrique «Portefeuille de centrales électriques en Alberta» du présent rapport de gestion.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 a augmenté de respectivement 54 millions de dollars et 172 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020. Le 31 décembre 2020, le CAÉ de nos actifs hydroélectriques en Alberta a expiré et, depuis le 1^{er} janvier 2021, ces centrales sont exploitées sur une base commerciale dans le marché de l'électricité de l'Alberta. Grâce à une forte disponibilité pendant les périodes de volatilité du marché, la Société a obtenu des produits de l'énergie et des produits des services auxiliaires plus élevés et a tiré parti de l'élimination des obligations de paiement, montant net, aux termes du CAÉ en Alberta qui a expiré le 1^{er} janvier 2021. Le BAIIA aux fins de comparaison a également bénéficié d'une variation favorable liée aux pertes de réseau attribuées par l'AESO enregistrées en 2020, contrebalancée par une hausse des coûts d'entretien, une augmentation des services de gestion de portefeuille et un accroissement des coûts de dotation en personnel pour la sécurité des barrages. Les services de gestion de portefeuille s'inscrivent dans notre stratégie de maximiser le rendement global de nos actifs dans le marché de la production marchande d'électricité en Alberta.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 ont augmenté de respectivement 1 million de dollars et 8 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2020 en raison du nombre accru d'interruptions.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, les flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité ont augmenté de respectivement 54 millions de dollars et 166 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020 en raison surtout de l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison, contrebalancée en partie par l'augmentation des dépenses d'investissement.

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Capacité installée brute (MW)¹	1 682	1 495	1 682	1 495
Disponibilité (%)	94,0	93,2	94,8	94,9
Production visée par des contrats (GWh)	514	504	1 964	1 976
Production marchande (GWh)	204	213	711	814
Total de la production (GWh)	718	717	2 675	2 790
Produits des activités ordinaires	76	58	247	232
Coûts du combustible et des achats d'électricité	4	5	11	14
Marge brute aux fins de comparaison	72	53	236	218
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	14	42	40
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	8	7
BAIIA aux fins de comparaison	55	36	186	171
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Entretien d'envergure planifié	4	4	8	9
Total des dépenses d'investissement de maintien	4	4	8	9
Provisions	—	—	7	—
Paiements de principal sur les obligations locatives	—	—	1	1
Flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire	51	32	170	161

1) La capacité installée brute de 2021 comprend 106 MW pour le projet de parc éolien Windrise et 4 MW pour le parc éolien Old Man qui ont été ajoutés au troisième trimestre de 2021. La centrale de stockage à batteries WindCharger et notre quote-part du parc éolien Skookumchuck ont été ajoutées au quatrième trimestre de 2020.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 a été comparable à celle des périodes correspondantes de 2020.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, la production a été comparable à celle de la période correspondante de 2020, tandis que pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, la production a diminué de 115 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2020. La production a subi l'incidence de la baisse des ressources éoliennes dans l'ensemble de notre portefeuille de centrales, en partie contrebalancée par la production supplémentaire du nouveau parc éolien Skookumchuck.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 a augmenté de respectivement 19 millions de dollars et 15 millions de dollars en regard des périodes correspondantes de 2020. Les augmentations sont surtout attribuables à la hausse des prix en Alberta, à la production supplémentaire du nouveau parc éolien Skookumchuck, à la vente d'attributs environnementaux et à une variation favorable liée aux pertes de réseau attribuées par l'AESO enregistrées en 2020, le tout contrebalancé en partie par une baisse de la production et l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 ont été comparables à celles des périodes correspondantes de 2020.

Les flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 ont augmenté de respectivement 19 millions de dollars et 9 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020 en raison surtout d'une hausse du BAIIA aux fins de comparaison. De plus, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, les flux de trésorerie ont diminué en raison du règlement des provisions pour la procédure visant une règle relative aux pertes de réseau.

Gaz – Amérique du Nord

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Capacité installée brute (MW)	974	974	974	974
Disponibilité (%)	95,1	92,2	95,4	96,4
Production visée par des contrats (GWh)	505	482	1 448	1 391
Production marchande (GWh) ¹	118	54	221	89
Achats d'électricité (GWh) ¹	(25)	(42)	(129)	(128)
Total de la production (GWh)	598	494	1 540	1 352
Produits des activités ordinaires	86	59	219	168
Coûts du combustible et des achats d'électricité	32	17	74	44
Coûts de conformité liés au carbone	6	—	18	1
Marge brute aux fins de comparaison	48	42	127	123
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	13	38	37
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	—	1	1
BAIIA aux fins de comparaison	35	29	88	85
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	2	1	4	3
Entretien d'envergure planifié	—	1	3	1
Total des dépenses d'investissement de maintien	2	2	7	4
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	—	1	—
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	3	2	8	4
Provisions et autres	11	—	—	—
Flux de trésorerie du secteur Gaz – Amérique du Nord	21	27	80	81

1) Les achats d'électricité utilisés pour l'optimisation de la répartition ont été séparés de la production marchande pour l'exercice considéré. Les montants des périodes de comparaison ont été ajustés afin de refléter ce changement.

La disponibilité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021 a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2020 en raison surtout de la diminution du nombre d'interruptions non planifiées à la centrale de Sarnia au troisième trimestre de 2021. La disponibilité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2020 sous l'effet principalement des interruptions non planifiées à la centrale de Sarnia et d'un nombre accru d'interruptions planifiées à d'autres centrales.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, la production a augmenté de respectivement 104 GWh et 188 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2020 du fait surtout d'une hausse de la production marchande à la centrale de Sarnia et d'une production accrue à la centrale Ada. Depuis le début de l'exercice 2021, une production supplémentaire provient de la centrale Ada, acquise en mai 2020.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 a augmenté de respectivement 6 millions de dollars et 3 millions de dollars en regard des périodes correspondantes de 2020 en raison principalement d'une hausse de la production à la centrale Ada et d'une augmentation des prix réalisés en Alberta, contrebalancées en partie par des interruptions à court terme non planifiées de l'approvisionnement en vapeur à la centrale de Sarnia.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, les dépenses d'investissement de maintien ont été comparables à celles de la période correspondante de 2020. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de 3 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2020 en raison surtout du nombre accru d'interruptions planifiées.

Les flux de trésorerie du secteur Gaz en Amérique du Nord pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021 ont diminué de 6 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020 en raison de variations dans les provisions et autres, contrebalancées en partie par une hausse du BAIIA aux fins de comparaison. Les flux de trésorerie du secteur Gaz en Amérique du Nord pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2020, la hausse du BAIIA aux fins de comparaison ayant été contrebalancée par une augmentation des dépenses d'investissement.

Gaz – Australie

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Capacité installée brute (MW)	450	450	450	450
Disponibilité (%)	95,5	96,5	93,1	94,2
Production visée par des contrats (GWh)	405	425	1 244	1 344
Produits des activités ordinaires	46	43	130	121
Coûts du combustible et des achats d'électricité	1	2	4	5
Marge brute aux fins de comparaison	45	41	126	116
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	7	27	23
BAIIA aux fins de comparaison	36	34	99	93
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	–	2	–
Entretien d'envergure planifié	14	1	18	3
Total des dépenses d'investissement de maintien	15	1	20	3
Flux de trésorerie du secteur Gaz – Australie	21	33	79	90

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 a légèrement diminué par rapport à celle des périodes correspondantes de 2020 du fait surtout des interruptions non planifiées aux sites de Southern Cross Energy dans le nord de l'Australie-Occidentale.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, la production a diminué par rapport à celle des périodes correspondantes de 2020 du fait surtout de la variation des charges des clients. Les variations de la production n'ont pas d'incidence importante sur nos résultats, nos contrats prévoyant des paiements de capacité et la fourniture du combustible par le client ou un transfert des coûts au titre du combustible.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 a augmenté de respectivement 2 millions de dollars et 6 millions de dollars en regard de celui des périodes correspondantes de 2020. L'augmentation est surtout attribuable au raffermissement du dollar australien par rapport au dollar canadien et aux produits des activités ordinaires liés à la mise à niveau de la station de comptage de la centrale de Solomon comptabilisés en 2021.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 ont augmenté de respectivement 14 millions de dollars et 17 millions de dollars en regard de celles des périodes correspondantes de 2020. L'augmentation est surtout attribuable à des travaux d'entretien d'envergure planifiés et à l'achat d'un moteur additionnel à la centrale de South Hedland.

Les flux de trésorerie du secteur Gaz en Australie pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 ont reculé de respectivement 12 millions de dollars et 11 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020 en raison principalement d'une hausse des dépenses d'investissement de maintien, contrebalancée en partie par une augmentation du BAIIA aux fins de comparaison.

Énergie thermique en Alberta

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Capacité installée brute (MW)¹	2 460	2 861	2 460	2 861
Disponibilité (%)	82,2	86,3	81,4	88,8
Production visée par des contrats (GWh)	—	1 385	—	4 225
Production marchande (GWh)	2 508	873	7 002	3 157
Total de la production (GWh)²	2 508	2 258	7 002	7 382
Produits des activités ordinaires	254	157	661	490
Coûts du combustible et des achats d'électricité	86	46	235	173
Coûts de conformité liés au carbone	41	38	121	117
Marge brute aux fins de comparaison	127	73	305	200
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	29	31	92	97
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	5	5	13	12
Autres résultats d'exploitation, montant net	(11)	(10)	(32)	(30)
BAIIA aux fins de comparaison	104	47	232	121
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	3	3	9	7
Dépenses d'investissement liées aux mines	—	5	—	7
Entretien d'envergure planifié	11	19	61	39
Total des dépenses d'investissement de maintien	14	27	70	53
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	—	—	1
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	14	27	70	54
Provisions	—	—	25	(8)
Paiements de principal sur les obligations locatives	—	4	1	11
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	2	2	5	7
Flux de trésorerie du secteur Énergie thermique en Alberta	88	14	131	57

1) La capacité installée brute de 2021 exclut la capacité de 406 MW de l'unité 5 de la centrale de Sundance, le projet de rééquipement ayant été interrompu au cours du troisième trimestre de 2021. La capacité de l'unité 2 de la centrale Sheerness a augmenté en 2020 par suite du rembobinage du générateur et d'un test final.

2) La production estimée générée par le gaz naturel comme source de combustible pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 a été de respectivement 1 625 GWh et 4 097 GWh (1 442 GWh et 4 808 GWh en 2020).

La disponibilité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2020 en raison du nombre accru d'interruptions non planifiées. La disponibilité pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 a diminué en regard de celle de la période correspondante de 2020 en raison des conversions aux unités 2 et 3 de la centrale de Keephills. De plus, l'ensemble du portefeuille a subi une hausse du nombre de réductions de la capacité nominale et d'interruptions non planifiées au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 par rapport à la période correspondante de 2020.

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021 a augmenté de 250 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2020 principalement en raison de la hausse de la répartition de nos centrales. La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 a diminué de 380 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2020 du fait des activités d'optimisation du portefeuille.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, les produits des activités ordinaires ont augmenté de respectivement 97 millions de dollars et 171 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020 du fait surtout de la hausse des prix réalisés sur le marché de l'Alberta.

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Position de couverture économique (en pourcentage) ¹	74	100	74	100
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	100 \$	44 \$	100 \$	47 \$
Prix de l'électricité réalisés par MWh ²	101 \$	70 \$	94 \$	66 \$
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	3,29 \$	2,14 \$	3,04 \$	1,99 \$
Coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh	34 \$	20 \$	34 \$	23 \$
Coûts de conformité liés au carbone par MWh	16 \$	17 \$	17 \$	16 \$

1) Correspond au pourcentage de la production vendue à terme à la fin de la période de présentation de l'information financière pour les actifs du secteur Énergie thermique en Alberta.

2) Les prix de l'électricité réalisés correspondent au prix moyen réalisé de l'électricité vendue aux termes des contrats commerciaux de la Société et dans le cadre des activités d'optimisation du portefeuille, divisé par le total de la production en GWh.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, les prix de l'électricité réalisés par MWh de production ont augmenté de respectivement 31 \$ par MWh et 28 \$ par MWh en regard de ceux des périodes correspondantes de 2020 en raison surtout de l'optimisation de la production au cours des périodes où les prix du marché ont été favorables. Les prix réalisés comprennent les profits ou les pertes découlant des positions de couverture conclues pour atténuer l'incidence des prix du marché défavorables.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh de production ont augmenté de respectivement 14 \$ par MWh et 11 \$ par MWh comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2020, ce qui s'explique par la hausse des prix du gaz naturel et les coûts du réseau plus élevés.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production ont été comparables à ceux des périodes correspondantes de 2020. Les coûts de conformité liés au carbone ont augmenté en 2021 en raison surtout d'une hausse des coûts liés au carbone qui sont passés de 30 \$ la tonne à 40 \$ la tonne, hausse contrebalancée en grande partie par les variations des ratios de combustible étant donné que nous avons consommé plus de gaz naturel que de charbon. Les variations des ratios de combustible ont permis de réduire efficacement les coûts de conformité liés aux GES, car la combustion du gaz naturel produit moins d'émissions de GES que la combustion du charbon.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 ont diminué de respectivement 2 millions de dollars et 5 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2020 du fait des réductions prévues découlant de notre plan de transition vers l'énergie propre et de notre stratégie de conversion au gaz naturel.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 a augmenté de respectivement 57 millions de dollars et 111 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020. L'augmentation de la disponibilité pendant les périodes de resserrement des conditions du marché et la hausse des prix en Alberta ont été en partie contrebalancées par l'augmentation des coûts du combustible et des coûts de conformité liés au carbone.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité ont diminué de 13 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2020. En 2021, nous avons engagé des dépenses d'investissement pour l'interruption aux fins de la conversion au gaz naturel de l'unité 3 de la centrale de Keephills, tandis qu'en 2020, nous avons engagé des dépenses

d'investissement notamment pour la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance et la pelle à benne traînante à la mine. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité ont augmenté de 16 millions de dollars en regard de celles de la période correspondante de 2020 du fait essentiellement des coûts liés aux travaux d'entretien d'envergure ayant trait aux interruptions pour la conversion au gaz naturel à nos centrales alimentées au charbon.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, les flux de trésorerie ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, ce qui s'explique par une hausse du BAIIA aux fins de comparaison, une baisse des dépenses d'investissement de maintien et une diminution des paiements sur les obligations locatives. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, les flux de trésorerie ont été plus élevés qu'à la période correspondante de 2020, l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison et la diminution des paiements de loyers ayant été en partie contrebalancées par le règlement de provisions et l'augmentation depuis le début de l'exercice des dépenses d'investissement de maintien.

Centralia

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Capacité installée brute (MW)¹	670	1 340	670	1 340
Disponibilité (%)	91,2	88,4	64,5	69,8
Disponibilité ajustée (%)²	91,2	92,9	74,7	88,4
Volume des ventes contractuelles (GWh)	839	840	2 489	2 499
Volume des ventes marchandes (GWh)	1 298	1 705	2 544	2 976
Achats d'électricité (GWh)	(924)	(956)	(2 737)	(2 780)
Total de la production (GWh)	1 213	1 589	2 296	2 695
Produits des activités ordinaires	168	147	348	326
Coûts du combustible et des achats d'électricité	120	82	247	167
Marge brute aux fins de comparaison	48	65	101	159
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	15	38	46
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	1	2	4
BAIIA aux fins de comparaison	35	49	61	109
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	—	1	—	3
Entretien d'envergure planifié	—	—	13	7
Total des dépenses d'investissement de maintien	—	1	13	10
Provisions	3	—	(1)	—
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	4	2	8	5
Flux de trésorerie du secteur Centralia	28	46	41	94

1) L'unité 1 de la centrale de Centralia a été mise hors service le 31 décembre 2020.

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

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021 a été comparable à celle de la période correspondante de 2020, la baisse des interruptions planifiées ayant en grande partie compensé la hausse des interruptions non planifiées. La disponibilité ajustée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2020 en raison du nombre accru d'interruptions planifiées et non planifiées et de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia le 31 décembre 2020.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, la production a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2020 en raison de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, la production a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2020 en raison surtout de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia et d'une baisse de la disponibilité.

La marge brute aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021 a diminué de 17 millions de dollars du fait surtout d'une baisse de la production découlant de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia et d'une hausse des coûts de transport du combustible. La marge brute aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 a reculé de 58 millions de dollars en raison notamment des interruptions planifiées et non planifiées qui ont nécessité des achats d'électricité pendant des périodes où les prix marchands étaient élevés pour nous acquitter de nos obligations contractuelles, de la baisse de la production découlant de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia et d'une baisse de la disponibilité.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 ont diminué de respectivement 2 millions de dollars et 8 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2020 en raison de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia et d'une amélioration des mesures de contrôle des coûts.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 a diminué de respectivement 14 millions de dollars et 48 millions de dollars en regard de celui des périodes correspondantes de 2020. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, la diminution s'explique principalement par la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia et la hausse des coûts de transport du combustible, contrebalancées en partie par une baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, la diminution est attribuable aux interruptions planifiées et non planifiées pendant une période où les prix marchands étaient élevés et à la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia, le tout contrebalancé en partie par une baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2020. Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 ont augmenté de 3 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2020 du fait essentiellement d'une augmentation des travaux d'entretien d'envergure planifiés.

Les flux de trésorerie du secteur Centralia pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 ont diminué de respectivement 18 millions de dollars et 53 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2020 en raison principalement d'une baisse du BAIIA aux fins de comparaison, d'une hausse des frais de démantèlement et de remise en état, et d'une augmentation depuis le début de l'exercice des dépenses d'investissement de maintien.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	72	58	159	114
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	9	31	24
BAIIA aux fins de comparaison	58	49	128	90
Déduire :				
Provisions et autres	6	(2)	(4)	(9)
Flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie	52	51	132	99

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 a augmenté de respectivement 9 millions de dollars et 38 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020 du fait des positions de négociation à court terme favorables sur l'électricité et le gaz naturel dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés nord-américains, le tout annulé en partie par une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à l'augmentation des incitatifs liés à l'amélioration du rendement. L'équipe du secteur Commercialisation de l'énergie a été en mesure de tirer parti des possibilités d'arbitrage à court terme dans les marchés où nous négocions, sans modifier de manière significative le profil de risque de l'unité fonctionnelle.

Les flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 ont augmenté de respectivement 1 million de dollars et 33 millions de dollars en regard de ceux des périodes correspondantes de 2020 du fait surtout de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison, contrebalancée en partie par les variations des obligations en matière d'émissions et des soldes payés d'avance au titre des droits de transport.

Siège social

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	23	16	55	59
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	—	1	—
BAIIA aux fins de comparaison	(24)	(16)	(56)	(59)
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	3	4	8	10
Total des dépenses d'investissement de maintien	3	4	8	10
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	—	—	—
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	2	4	8	10
Paiements de principal sur les obligations locatives	2	1	4	3
Flux de trésorerie du secteur Siège social	(28)	(21)	(68)	(72)

Les frais généraux du secteur Siège social pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021 ont augmenté de 8 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020 en raison surtout d'une hausse des paiements incitatifs, d'une augmentation des coûts liés au personnel, des coûts d'assurance accrus et des pertes réalisées sur le swap sur rendement total. Les frais généraux du secteur Siège social pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 ont diminué de 3 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2020 en raison surtout des fonds reçus au titre de la SSUC et des profits réalisés sur le swap sur rendement total, en partie contrebalancés par une hausse des paiements incitatifs et les coûts de règlement des litiges. Une partie du montant du règlement de nos régimes de paiements fondés sur des actions à l'intention du personnel est couverte en concluant des swaps sur rendement total, qui sont réglés au comptant tous les trimestres.

Informations complémentaires	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Flux de trésorerie du secteur Siège social	(28)	(21)	(68)	(72)
(Profits) pertes réalisés sur le swap sur rendement total	1	—	(4)	8
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	—	2	—
Flux de trésorerie du secteur Siège social ajustés	(25)	(21)	(78)	(64)

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, les frais généraux du secteur Siège social ajustés ont augmenté de 4 millions de dollars en regard de ceux de la période correspondante de 2020 du fait des paiements incitatifs et de la hausse des coûts liés au personnel. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, les frais généraux du secteur Siège social ajustés ont augmenté de 14 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020 du fait de la hausse des coûts liés aux incitatifs, des frais juridiques plus élevés engagés pour régler les affaires juridiques en cours et de l'augmentation des coûts liés au personnel. Les coûts liés au personnel ont augmenté en raison de l'ajout de personnel à l'appui des initiatives de croissance. Conformément à l'engagement pris, les fonds reçus au titre de la SSUC sont utilisés pour soutenir la création d'emplois supplémentaires au sein de la Société.

Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers consolidés, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers consolidés, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2021 et 2020. 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 évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures afin d'aider la direction et les investisseurs à comprendre notre situation financière et nos résultats financiers. Certaines des mesures financières qui sont analysées dans le présent rapport de gestion ne sont pas définies ni reconnues selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme une mesure de remplacement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation établis selon les IFRS, ou encore comme une mesure plus significative de ceux-ci, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs et ne doivent pas être utilisées isolément ou en remplacement de mesures établies selon les IFRS. Le BAIIA aux fins de comparaison, le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé, le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé par secteur, les fonds provenant des activités d'exploitation, les fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés, les flux de trésorerie disponibles, le total de la dette nette, le total de la dette nette consolidée, la dette nette ajustée, la dette nette déconsolidée et les flux de trésorerie sectoriels provenant des activités, tels qu'ils sont tous définis ci-après, présentés dans le présent rapport de gestion, sont des mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS», «Résultats sectoriels aux fins de comparaison», «Principales informations trimestrielles», «Principaux ratios financiers» et «Capital financier» 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.

Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS

Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon le BAIIA aux fins de comparaison et les flux de trésorerie générés par les activités. La marge brute est également une mesure utile puisqu'elle fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

BAIIA aux fins de comparaison

Le BAIIA est une mesure d'évaluation adoptée par un grand nombre d'entreprises et une mesure importante, pour la direction, qui correspond à la rentabilité de nos principales activités. 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. De plus, selon le BAIIA aux fins de comparaison, nous reclassons certaines transactions pour faciliter l'analyse du rendement de nos activités :

- Le BAIIA aux fins de comparaison est ajusté pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché.
- 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.
- 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.
- Nous reclassons également l'amortissement de notre matériel minier inscrit au poste Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité pour tenir compte des coûts au comptant réels de nos activités dans le calcul de notre BAIIA aux fins de comparaison.
- Certaines dépréciations et certaines charges ont été comptabilisées au troisième trimestre de 2021 par suite du changement de stratégie récemment annoncé, qui a entraîné la fermeture accélérée de la mine de Highvale et l'interruption du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance. Ces dépréciations et charges comprennent des réductions de valeur du charbon et de stocks, qui ne reflètent pas les résultats de nos principales activités lors de la conversion au gaz naturel, des paiements associés à l'interruption du projet à l'unité 5 de la centrale de Sundance et des contrats déficitaires découlant de ces décisions, qui ne représentent pas nos activités régulières, si bien qu'elles ont été exclues du BAIIA aux fins de comparaison.
- 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 dans les coûts de transport et de distribution passés en charges à chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise.
- Les dépréciations d'actifs (reprises) sont retirées du calcul du BAIIA aux fins de comparaison puisqu'il s'agit d'ajustements comptables qui ont une incidence sur l'amortissement et ne reflètent pas le rendement de l'entreprise.
- 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 aux fins de comparaison de Skookumchuck dans notre BAIIA aux fins de comparaison total. En outre, nous avons inclus notre quote-part des produits des activités ordinaires et des charges dans les résultats comparables du secteur Énergie éolienne et énergie solaire afin de refléter la totalité des résultats opérationnels de ce placement. Nous n'avons pas inclus le BAIIA aux fins de comparaison d'EMG International, LLC dans notre BAIIA aux fins de comparaison total, étant donné qu'il ne représente pas nos activités régulières de production d'électricité.

Le tableau suivant présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du BAIIA aux fins de comparaison :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(456)	(136)	(498)	(169)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	27	7	88	29
Dividendes sur actions privilégiées	10	10	20	30
Résultat net	(419)	(119)	(390)	(110)
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>				
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(22)	(10)	42	(25)
Profit à la vente d'actifs et autres	(23)	(2)	(56)	(2)
Profit de change	(1)	(11)	(22)	(15)
Charge d'intérêts nette	63	56	186	175
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(1)	—	(5)	—
Amortissement	123	162	395	481
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>				
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	10	3	30	11
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	74	33	179	87
Produits d'intérêts australiens	1	1	3	3
(Profits latents) pertes latentes liés à la réévaluation à la valeur de marché et au change	(70)	45	(103)	(1)
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec le BAIIA aux fins de comparaison</i>				
Dépréciation d'actifs ¹	575	76	620	67
Provisions et ajustement liés à la transition vers l'énergie propre ^{2,3}	69	22	105	22
Quote-part du BAIIA ajusté d'une coentreprise ⁴	2	—	9	—
BAIIA aux fins de comparaison	381	256	993	693

1) La dépréciation d'actifs pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021 de 575 millions de dollars est principalement attribuable à l'incidence du plan de transition vers l'énergie propre et aux changements dans le passif lié au démantèlement et à la remise en état de la mine de Centralia, de l'unité 1 de la centrale de Keephills et des unités 1, 2, 3, 4 et 5 de la centrale de Sundance. La dépréciation d'actifs pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 comprend une dépréciation de 45 millions de dollars liée essentiellement au projet Kaybob, à l'incidence du plan de transition vers l'énergie propre et aux changements dans le passif lié au démantèlement et à la remise en état de la mine de Centralia, de l'unité 1 de la centrale de Keephills et des unités 1, 2, 3, 4 et 5 de la centrale de Sundance. La dépréciation d'actifs pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020 de respectivement 76 millions de dollars et 67 millions de dollars est liée principalement à la mise hors service de l'unité 3 de la centrale de Sundance, à la dépréciation d'une centrale hydroélectrique, et aux changements dans le passif lié au démantèlement et à la remise en état d'actifs mis hors service.

2) Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, la décision stratégique de la Société de faire la transition vers l'énergie propre a entraîné la comptabilisation de réductions de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés à ses activités de combustion du charbon de respectivement 5 millions de dollars et 30 millions de dollars, et des réductions de valeur des stocks de charbon de respectivement 5 millions de dollars et 16 millions de dollars (22 millions de dollars et 22 millions de dollars en 2020) pour les ramener à leur valeur nette de réalisation. En outre, la Société a comptabilisé des paiements liés à l'interruption du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance au troisième trimestre de 2021. La provision incluait des montants dus à des sous-traitants s'élevant à 27 millions de dollars en raison de la non-réalisation du projet, la dépréciation d'un actif reporté de 10 millions de dollars (8 millions de dollars américains) comptabilisé antérieurement puisqu'il n'est plus probable que nous engagions suffisamment de capitaux ou de dépenses d'exploitation pour utiliser le montant restant, et un montant de 6 millions de dollars passé en charges au titre des montants dus à des sous-traitants puisque nous n'avons pas procédé à la construction de matériel à l'unité 1 de la centrale de Keephills.

3) Ce montant inclut une provision pour contrat déficitaire de 14 millions de dollars, comptabilisée au troisième trimestre de 2021 à la suite de la décision d'accélérer les plans visant la fermeture de la mine de Highvale.

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

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

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 flux de trésorerie disponibles sont une mesure clé, car ils représentent le montant des flux de trésorerie pouvant servir à 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 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 tableau ci-dessous présente un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	610	257	947	592
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(378)	(94)	(322)	(114)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	232	163	625	478
Ajustements :				
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	3	—	7	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	10	3	30	11
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ²	49	22	85	22
Divers	3	5	11	13
Fonds provenant des activités d'exploitation	297	193	758	524
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(44)	(44)	(144)	(99)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	—	(2)	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(9)	(10)	(29)	(30)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(52)	(28)	(121)	(73)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(2)	(5)	(6)	(15)
Flux de trésorerie disponibles	189	106	456	306
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	271	274	271	276
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	1,10	0,70	2,80	1,90
Flux de trésorerie disponibles par action	0,70	0,39	1,68	1,11

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

2) Comprend des réductions de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés à nos activités de combustion du charbon, des réductions de valeur des stocks de charbon ramenés à leur valeur nette de réalisation, des montants dus à des sous-traitants puisque nous n'avons pas réalisé le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, et la dépréciation d'un actif reporté comptabilisé antérieurement puisqu'il n'est plus probable que nous engagions suffisamment de capitaux ou de dépenses d'exploitation pour utiliser le montant restant.

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
BAIIA aux fins de comparaison ¹	381	256	993	693
Provisions et autres	(20)	2	(25)	17
Charge d'intérêts	(50)	(44)	(149)	(136)
Charge d'impôt exigible	(23)	(19)	(58)	(40)
Profit de change réalisé	5	—	2	9
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(5)	(5)	(13)	(13)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	9	3	8	(6)
Fonds provenant des activités d'exploitation	297	193	758	524
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(44)	(44)	(144)	(99)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	—	(2)	(1)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(9)	(10)	(29)	(30)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(52)	(28)	(121)	(73)
Paielements de principal sur les obligations locatives	(2)	(5)	(6)	(15)
Flux de trésorerie disponibles	189	106	456	306

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

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du BAIIA présenté de nos actifs détenus et du BAIIA aux fins de comparaison :

	Trois mois clos le 30 sept. 2021				Neuf mois clos le 30 sept. 2021			
	Présentés	Ajustements ¹	Placement dans une coentreprise ²	Total aux fins de comparaison	Présentés	Ajustements ¹	Placement dans une coentreprise ²	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	850	(54)	3	799	2 111	(54)	12	2 069
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	327	(80)	—	247	782	(198)	—	584
Coûts de conformité liés au carbone	47	—	—	47	139	—	—	139
Marge brute	476	26	3	505	1 190	144	12	1 346
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	131	(6)	1	126	387	(31)	2	358
Dépréciation d'actifs	575	(575)	—	—	620	(620)	—	—
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	9	—	—	9	26	—	1	27
Autres résultats d'exploitation, montant net	47	(58)	—	(11)	26	(58)	—	(32)
BAIIA aux fins de comparaison	(286)	665	2	381	131	853	9	993

1) Pour plus de précisions sur les ajustements, se reporter au tableau plus haut présentant un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du BAIIA aux fins de comparaison.

2) Comprend notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence acquise au quatrième trimestre de 2020.

Produits des activités ordinaires comparables du portefeuille de centrales électriques en Alberta

Le tableau suivant présente un rapprochement des produits des activités ordinaires et des produits des activités ordinaires comparables du portefeuille de centrales électriques en Alberta :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Produits des activités ordinaires	850	514	2 111	1 557
<i>Déduire : secteurs non applicables au portefeuille de centrales électriques en Alberta</i>				
Gaz - Australie	(46)	(43)	(130)	(121)
Centralia	(168)	(147)	(348)	(326)
Commercialisation de l'énergie	(72)	(58)	(159)	(114)
Siège social	(1)	(1)	(6)	1
Produits des activités ordinaires sectoriels ajustés	563	265	1 468	997
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>				
Produits tirés des contrats de location-financement	6	2	19	4
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	10	3	30	11
(Profits latents) pertes latentes liés à la réévaluation à la valeur de marché et profit (perte) de change sur les produits de base	(70)	45	(103)	(1)
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec les produits des activités ordinaires comparables du portefeuille de centrales électriques en Alberta</i>				
Produits des activités ordinaires tirés des actifs éoliens à l'extérieur de l'Alberta	(44)	(49)	(171)	(192)
Produits des activités ordinaires tirés des actifs hydroélectriques à l'extérieur de l'Alberta	(7)	(7)	(20)	(20)
Produits des activités ordinaires tirés des actifs au gaz à l'extérieur de l'Alberta	(77)	(51)	(190)	(145)
Produits des activités ordinaires comparables du portefeuille de centrales électriques en Alberta	381	208	1 033	654

Principales informations trimestrielles

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

	T4 2020	T1 2021	T2 2021	T3 2021
Produits des activités ordinaires	544	642	619	850
BAIIA aux fins de comparaison	234	310	302	381
Fonds provenant des activités d'exploitation	161	211	250	297
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(167)	(30)	(12)	(456)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	(0,61)	(0,11)	(0,04)	(1,68)
	T4 2019	T1 2020	T2 2020	T3 2020
Produits des activités ordinaires	609	606	437	514
BAIIA aux fins de comparaison	243	220	217	256
Fonds provenant des activités d'exploitation	189	172	159	193
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	66	27	(60)	(136)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	0,24	0,10	(0,22)	(0,50)

1) Le résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat par action aux fins de comparaison sont calculés 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.

Le résultat net, le BAIIA aux fins de comparaison et les fonds provenant des activités d'exploitation présentés sont généralement plus élevés aux premier et quatrième trimestres du fait de la forte demande associée au froid hivernal sur les marchés où nous exerçons nos activités et de la diminution des interruptions planifiées.

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

- Début, le 1^{er} janvier 2021, de l'exploitation de bon nombre de nos 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
- Baisse des produits des activités ordinaires sous l'effet d'une détérioration des conditions de marché au cours des trois derniers trimestres de 2020 attribuable à la pandémie de COVID-19 et à la faiblesse des prix du pétrole
- Interruption du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, ce qui a entraîné une provision pour des montants dus à des sous-traitants étant donné que nous n'avons pas réalisé le projet et la dépréciation d'un actif reporté comptabilisé antérieurement puisqu'il n'est plus probable que nous engagions suffisamment de capitaux ou de dépenses d'exploitation pour utiliser le montant restant au troisième trimestre de 2021
- Fermeture accélérée de la mine de Highvale, qui a entraîné la comptabilisation des paiements de redevances futurs restants à titre de contrat déficitaire au troisième trimestre de 2021
- 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
- Réductions de valeur des stocks de charbon aux trois premiers trimestres de 2021 et aux troisième et quatrième trimestres de 2020
- Réductions 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 au cours du premier trimestre de 2021 et des trois derniers trimestres de 2020

- Interruptions non planifiées à la centrale de Sarnia au deuxième trimestre de 2021
- Profits de change importants au cours des trois derniers trimestres de 2020, qui ont plus que compensé les pertes de change subies au cours du premier trimestre de 2020
- Profits à la vente du gazoduc Pioneer au deuxième trimestre de 2021 et à la vente de matériel dans le secteur Énergie thermique en Alberta au troisième trimestre de 2021
- Profits liés à l'échange visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee au quatrième trimestre de 2019
- Répercussions des dépréciations et des reprises de dépréciations 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
- Augmentations de la charge d'impôt exigible depuis le quatrième trimestre de 2020, surtout du fait que le secteur Commercialisation de l'énergie et certaines activités hydroélectriques ont commencé à être imposables et de l'augmentation des provisions pour moins-value établies à l'égard des actifs d'impôt différé aux États-Unis, ainsi que d'un recouvrement d'impôt différé moins élevé attribuable à l'augmentation des produits aux premier, deuxième et troisième trimestres de 2021

Principaux ratios financiers

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.

Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté

Aux	30 sept. 2021	31 déc. 2020
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 090	3 361
Débiteures échangeables	333	330
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(1 080)	(703)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ²	671	671
Divers ³	(17)	(13)
Dette nette ajustée^{4,5}	2 997	3 646
BAIIA aux fins de comparaison ^{5,6}	1 227	927
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté (multiple)	2,4	3,9

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) Les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. Aux fins comptables, elles sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés.

3) Comprend la juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque et le principal des liquidités soumises à restrictions d'OCP compris dans les liquidités soumises à restrictions des états financiers consolidés au 30 septembre 2021 et au 31 décembre 2020.

4) Les montants ne tiennent pas compte de l'intérêt sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux pour Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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

6) Douze derniers mois.

Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté a diminué par rapport à celui de 2020 en raison de la solidité du BAIIA aux fins de comparaison aux trois premiers trimestres de 2021, des remboursements de la dette et de l'affaiblissement du dollar américain par rapport au dollar canadien en 2021.

Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé

En plus d'examiner les résultats et les ratios entièrement consolidés, la direction examine la dette nette sur le BAIIA aux fins de comparaison de manière déconsolidée afin de mettre en évidence la souplesse financière de TransAlta, la solidité de son bilan et son levier financier en excluant la partie de TransAlta Renewables et de TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen») que TransAlta ne détient pas en propriété exclusive. Ces mesures et ces ratios ne sont pas définis selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Aux	30 sept. 2021	31 déc. 2020
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 090	3 361
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(1 080)	(703)
Ajouter : trésorerie et équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables	240	582
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ²	671	671
Divers ³	(17)	(13)
Déduire : dette à long terme de TransAlta Renewables	(665)	(692)
Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis et dette de South Hedland ⁴	(859)	(905)
Dette nette déconsolidée	1 713	2 631
BAIIA aux fins de comparaison ^{5,6}	1 227	927
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta Renewables ⁵	(455)	(462)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen ⁵	(119)	(54)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ^{5,6}	(12)	(3)
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables ⁵	151	151
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen ⁵	30	17
BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé⁵	822	576
Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé⁵ (multiple)	2,1	4,6

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) Les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. Aux fins comptables, elles sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés.

3) Comprend la juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque et le principal des liquidités soumises à restrictions d'OCP compris dans les liquidités soumises à restrictions des états financiers consolidés au 30 septembre 2021 et au 31 décembre 2020.

4) Concernent des actifs dans lesquels TransAlta Renewables détient des participations financières.

5) Douze derniers mois.

6) Le BAIIA aux fins de comparaison comprend notre quote-part des montants relatifs à Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Nous continuons à réduire activement le montant net des dettes non garanties de premier rang afin d'obtenir un ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé plus faible. Le ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé a diminué par rapport à celui de 2020 du fait notamment de la diminution du solde de la dette et de l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison au cours de la période.

BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé par secteur

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

Le tableau suivant présente un rapprochement du BAIIA aux fins de comparaison et du BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé par secteur :

	Trois mois clos le 30 sept. 2021			Trois mois clos le 30 sept. 2020		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Hydroélectricité	82	6		28	5	
Énergie éolienne et énergie solaire	55	40		36	44	
Gaz – Amérique du Nord	35	24		29	20	
Gaz – Australie	36	36		34	33	
Énergie thermique en Alberta	104	–		47	–	
Centralia	35	–		49	–	
Commercialisation de l'énergie	58	–		49	–	
Siège social	(24)	(4)		(16)	(6)	
BAIIA aux fins de comparaison	381	102	279	256	96	160
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen			(41)			(17)
Déduire : BAIIA de placements dans des coentreprises ¹			(2)			–
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables			38			38
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen			22			8
BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé			296			189

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

	Neuf mois clos le 30 sept. 2021			Neuf mois clos le 30 sept. 2020		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Hydroélectricité	255	14		83	14	
Énergie éolienne et énergie solaire	186	172		171	179	
Gaz – Amérique du Nord	88	52		85	58	
Gaz – Australie	99	99		93	94	
Énergie thermique en Alberta	232	–		121	–	
Centralia	61	–		109	–	
Commercialisation de l'énergie	128	–		90	–	
Siège social	(56)	(15)		(59)	(16)	
BAIIA aux fins de comparaison	993	322	671	693	329	364
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen			(104)			(39)
Déduire : BAIIA de placements dans des coentreprises ¹			(9)			–
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables			113			113
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen			25			12
BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta déconsolidé			696			450

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

Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés

La Société s'est fixé pour objectif de retourner aux actionnaires de 10 % à 15 % des fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés de TransAlta en harmonisant les rendements aux actionnaires avec les actifs détenus directement par TransAlta. Cette mesure 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 à la rubrique

«Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

	Trois mois clos le 30 sept. 2021			Trois mois clos le 30 sept. 2020		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	610	83		257	65	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(378)	(23)		(94)	(7)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	232	60		163	58	
<i>Ajustements :</i>						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	10	–		3	–	
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ¹	49			–		
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise ²	3	–		22	–	
Produits financiers et produits d'intérêts – participations financières	–	(19)		–	(13)	
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés – participations financières	–	23		–	38	
Dépenses d'investissement de maintien – participations financières ³	–	16		–	–	
Distributions donnant droit à des avantages fiscaux – participations financières ³	–	7		–	4	
Divers	3	–		5	–	
Fonds provenant des activités d'exploitation	297	87	210	193	87	106
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			38			38
Distributions au partenaire de TA Cogen			(25)			(8)
Déduire : Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise			(3)			–
Fonds provenant des activités d'exploitation de TransAlta déconsolidés			220			136

1) Comprendent des réductions de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés à nos activités de combustion du charbon, des réductions de valeur des stocks de charbon ramenés à leur valeur nette de réalisation, des montants dus à des sous-traitants puisque nous n'avons pas réalisé le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, et la dépréciation d'un actif reporté comptabilisé antérieurement puisqu'il n'est plus probable que nous engagions suffisamment de capitaux ou de dépenses d'exploitation pour utiliser le montant restant.

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

3) Au cours du premier trimestre de 2021, les dépenses d'investissement de maintien et les distributions donnant droit à des avantages fiscaux au titre des participations financières de TransAlta Renewables ont été ajoutées aux fonds provenant des activités d'exploitation ajustés pour rendre leur calcul conforme à celui des fonds provenant des activités d'exploitation de la Société. Les périodes antérieures aux fins de comparaison ont été ajustées.

	Neuf mois clos le 30 sept. 2021			Neuf mois clos le 30 sept. 2020		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	947	265		592	218	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(322)	(57)		(114)	(30)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	625	208		478	188	
<i>Ajustements :</i>						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	30	–		11	–	
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ¹	85			22		
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise ²	7	–		–	–	
Produits financiers et produits d'intérêts – participations financières	–	(68)		–	(31)	
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés – participations financières	–	88		–	120	
Dépenses d'investissement de maintien – participations financières ³	–	22		–	3	
Distributions donnant droit à des avantages fiscaux – participations financières ³	–	21		–	16	
Divers	11	–		13	–	
Fonds provenant des activités d'exploitation	758	271	487	524	296	228
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			113			113
Distributions au partenaire de TA Cogen			(42)			(12)
Déduire : Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise			(7)			–
Fonds provenant des activités d'exploitation de TransAlta déconsolidés			551			329

1) Comprennent des réductions de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés à nos activités de combustion du charbon, des réductions de valeur des stocks de charbon ramenés à leur valeur nette de réalisation, des montants dus à des sous-traitants puisque nous n'avons pas réalisé le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, et la dépréciation d'un actif reporté comptabilisé antérieurement puisqu'il n'est plus probable que nous engagions suffisamment de capitaux ou de dépenses d'exploitation pour utiliser le montant restant.

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

3) Au cours du premier trimestre de 2021, les dépenses d'investissement de maintien et les distributions donnant droit à des avantages fiscaux au titre des participations financières de TransAlta Renewables ont été ajoutées aux fonds provenant des activités d'exploitation ajustés pour rendre leur calcul conforme à celui des fonds provenant des activités d'exploitation de la Société. Les périodes antérieures aux fins de comparaison ont été ajustées.

Situation financière

Le tableau suivant présente le sommaire des soldes de compte tirés des états de la situation financière consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2021 et au 31 décembre 2020 :

Aux	30 sept. 2021	31 déc. 2020	Augmentation (diminution)
Actif			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 080	703	377
Créances clients et autres débiteurs	516	583	(67)
Stocks	186	238	(52)
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	856	692	164
Actifs détenus en vue de la vente	—	105	(105)
Créances au titre des contrats de location-financement	192	228	(36)
Immobilisations corporelles, montant net	5 210	5 822	(612)
Actifs au titre de droits d'utilisation	80	141	(61)
Immobilisations incorporelles	259	313	(54)
Divers ¹	941	922	19
Total de l'actif	9 320	9 747	(427)
Passif et capitaux propres			
Dettes fournisseurs et charges à payer	774	599	175
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (courantes et non courantes)	3 090	3 361	(271)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	842	673	169
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	531	162	369
Passifs d'impôt différé	339	396	(57)
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	253	298	(45)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 629	2 352	(723)
Participations ne donnant pas le contrôle	1 024	1 084	(60)
Divers ²	838	822	16
Total du passif et des capitaux propres	9 320	9 747	(427)

1) Comprend les liquidités soumises à restrictions, les charges payées d'avance, les placements, le goodwill, les actifs d'impôt différé et d'autres actifs.

2) Comprend les impôts sur le résultat à payer, les dividendes à payer, les titres échangeables 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 :

- Se reporter à la rubrique «Flux de trésorerie» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la variation de la trésorerie au cours de la période.
- La diminution des créances clients et autres débiteurs est surtout attribuable au calendrier des encaissements, en partie contrebalancé par une hausse des produits des activités ordinaires.
- Dans le secteur Énergie thermique en Alberta, les stocks de charbon s'établissaient à 138 253 tonnes au 30 septembre 2021, une diminution par rapport aux 973 298 tonnes au 31 décembre 2020; par conséquent, 39 millions de dollars ont été puisés à même le fonds de roulement, y compris les réductions de valeur des stocks de charbon. De plus, une réduction de valeur de 30 millions de dollars a été comptabilisée au titre des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel.
- Les actifs détenus en vue de la vente ont diminué en raison de la vente du gazoduc Pioneer. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion.
- La diminution des créances au titre des contrats de location-financement s'explique principalement par des encaissements prévus du principal.

- La diminution des immobilisations corporelles s'explique par l'amortissement (498 millions de dollars), les variations des taux de change (27 millions de dollars) et la dépréciation d'actifs (558 millions de dollars), le tout contrebalancé en partie par des ajouts (344 millions de dollars) liés à l'entretien d'envergure planifié, aux actifs en construction pour la conversion des chaudières, le projet de parc éolien Windrise, le projet de parc éolien Garden Plain et le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance. Pour en savoir plus sur l'état d'avancement du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, se reporter à la rubrique «Stratégie d'entreprise» du présent rapport de gestion. En outre, les immobilisations corporelles ont augmenté de 134 millions de dollars en raison de la hausse de la provision pour frais de démantèlement des actifs éoliens. Se reporter à la rubrique «Méthodes et estimations comptables critiques» du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état.
- La diminution des actifs au titre de droits d'utilisation est attribuable à la résiliation du contrat de 15 ans lié au transport de gaz naturel conclu avec Pioneer Pipeline LP par suite de la clôture de la vente du gazoduc Pioneer, qui était comptabilisé à titre de contrat de location (41 millions de dollars) et d'amortissement (10 millions de dollars).
- La diminution des immobilisations incorporelles est attribuable à la dépréciation de 17 millions de dollars des droits relatifs aux mines de charbon et à la dotation aux amortissements de 40 millions de dollars.
- L'augmentation des dettes fournisseurs et charges à payer s'explique par le calendrier des paiements au comptant et une provision supplémentaire pour des montants dus à des sous-traitants puisque nous n'avons pas réalisé le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance.
- La diminution des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives découle de la baisse des emprunts sur les facilités de crédit (114 millions de dollars) et des remboursements de la dette (63 millions de dollars), de la résiliation de l'obligation locative se rapportant au gazoduc (43 millions de dollars) et des variations des soldes impayés résultant de l'affaiblissement du dollar américain (7 millions de dollars) et de la baisse des cours de clôture en Australie (41 millions de dollars).
- L'augmentation de la provision pour frais de démantèlement et des autres provisions s'explique surtout par la révision des flux de trésorerie pour tenir compte de la mise à jour des estimations liées aux actifs éoliens par suite de la revue d'une étude technique réalisée récemment et par l'ajustement de la durée d'utilité de l'unité 6 de la centrale de Sundance et de l'unité 2 de la centrale de Keephills, la désactualisation des provisions et la révision des taux d'actualisation, le tout contrebalancé en partie par le règlement de provisions.
- La diminution des actifs et des passifs nets de gestion du risque découle essentiellement de la volatilité des prix du marché pour les contrats existants et les nouveaux contrats, ainsi que des règlements de contrats.
- La diminution des passifs d'impôt différé s'explique surtout par une hausse des charges de dépréciation comptabilisées au troisième trimestre de 2021 et une augmentation de la perte avant impôts sur le résultat au Canada.
- La baisse des obligations au titre des prestations définies et des autres passifs non courants est attribuable aux gains actuariels nets découlant de l'augmentation des taux d'actualisation actuariels.
- La diminution des capitaux propres attribuables aux actionnaires découle essentiellement des pertes nettes pour la période (478 millions de dollars), des pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger (17 millions de dollars) et des pertes nettes sur les couvertures de flux de trésorerie (247 millions de dollars), le tout contrebalancé en partie par les variations des placements à la juste valeur (32 millions de dollars) et les gains actuariels sur les régimes à prestations définies (40 millions de dollars).
- La diminution des participations ne donnant pas le contrôle découle surtout des distributions (117 millions de dollars) et des pertes sur les placements intersociétés à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global (32 millions de dollars), le tout contrebalancé en partie par le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle (88 millions de dollars).

Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente le rapprochement de la trésorerie et des équivalents de trésorerie au début de la période à ceux de la fin de la période :

	Neuf mois clos les 30 sept.		Augmentation (diminution)
	2021	2020	
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	703	411	292
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	947	592	355
Activités d'investissement	(202)	(368)	166
Activités de financement	(364)	(369)	5
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(4)	4	(8)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	1 080	270	810

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2020 en raison surtout de la hausse des produits des activités ordinaires tirés des actifs marchands en Alberta, contrebalancée en partie par une hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité, ainsi que des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration à mesure que la Société abandonne le charbon.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2020 en raison surtout de ce qui suit :

- Le produit de la vente du gazoduc Pioneer (128 millions de dollars) et de la vente de matériel dans les secteurs Énergie thermique en Alberta et Centralia (37 millions de dollars)
- Le fait qu'aucune acquisition n'a été faite en 2021, alors que la centrale Ada a été acquise en 2020 (37 millions de dollars)
- Le tout contrebalancé en partie par l'augmentation de la trésorerie utilisée pour les activités de construction (68 millions de dollars)

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2020 en raison surtout de ce qui suit :

- Une diminution des rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (17 millions de dollars)
- Le produit tiré de l'émission d'actions ordinaires à l'exercice d'options d'achat d'actions (8 millions de dollars)
- Une diminution des pertes réalisées (7 millions de dollars) sur les instruments financiers
- Les variations du fonds de roulement liées aux activités de financement (14 millions de dollars)
- Le tout contrebalancé en partie par une augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (48 millions de dollars)

Capital financier

Structure du capital

La structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux	30 sept. 2021		31 déc. 2020	
	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation				
Montant net des dettes non garanties de premier rang				
Dette avec recours – débiteures en dollars canadiens	251	5	249	3
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	881	16	886	13
Facilités de crédit	–	–	114	2
Divers	4	–	7	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(840)	(16)	(121)	(2)
Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides ¹	(18)	–	(13)	–
Montant net des dettes non garanties de premier rang	278	5	1 122	16
Autres passifs				
Débiteures échangeables	333	6	330	5
Dette sans recours	367	7	385	6
Obligations locatives	62	1	112	2
Total de la dette nette – TransAlta Corporation	1 040	19	1 949	29
TransAlta Renewables				
Dette nette présentée de TransAlta Renewables				
Dette sans recours	643	12	670	10
Obligations locatives	22	–	22	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(240)	(4)	(582)	(9)
Dette au titre des placements dans des participations financières de TransAlta Renewables				
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis ²	128	2	134	2
Dette sans recours ³	732	14	782	11
Total de la dette nette – TransAlta Renewables	1 285	24	1 026	14
Total de la dette nette consolidée⁴	2 325	43	2 975	43
Participations ne donnant pas le contrôle	1 024	19	1 084	16
Actions privilégiées échangeables ⁵	400	7	400	6
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	2 901	54	2 896	43
Actions privilégiées	942	18	942	14
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(2 214)	(41)	(1 486)	(22)
Total du capital	5 378	100	6 811	100

1) Comprend le principal des liquidités soumises à restrictions d'OCP et la juste valeur positive 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 800 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 Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

5) Les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. Aux fins comptables, elles sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés.

La Société continue à maintenir une situation financière solide, en partie grâce aux contrats à long terme et aux positions couvertes. À la fin du trimestre, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 2,3 milliards de dollars, dont 1 080 millions de dollars en trésorerie et en équivalents de trésorerie.

Nous avons accès à des capitaux supplémentaires grâce au financement possible de projets d'actifs existants qui sont actuellement non grevés. Entre 2021 et 2023, un montant de 813 millions de dollars de la dette contractée par la Société viendra à échéance, qui comprend un montant de 512 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.

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

Au 30 septembre 2021	Montant total	Crédit utilisé		Capacité disponible	Date d'échéance
		Lettres de crédit en cours ¹	Emprunts réels		
TransAlta Corporation					
Facilité bancaire consortiale consentie ²	1 250	566	—	684	T2 2025
Facilités de crédit bilatérales consenties – Canada	240	211	—	29	T2 2023
TransAlta Renewables					
Facilité de crédit consentie ²	700	94	—	606	T2 2025
Total	2 190	871	—	1 319	

1) TransAlta est tenue d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque et de couverture liées aux produits de base, aux obligations au titre du régime de retraite, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 30 septembre 2021, nous avons consenti des garanties au comptant de 25 millions de dollars.

2) TransAlta avait des lettres de crédit de 97 millions de dollars et TransAlta Renewables avait des lettres de crédit de 94 millions de dollars qui avaient 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.

Capital social

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

Aux	8 nov. 2021	30 sept. 2021	31 déc. 2020
Nombre d'actions (en millions)			
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	271,0	271,0	269,8
Actions privilégiées			
Série A ¹	9,6	9,6	10,2
Série B ¹	2,4	2,4	1,8
Série C	11,0	11,0	11,0
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 ²	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) Le 18 mars 2021, la Société a annoncé que 1 417 338 des 10,2 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A (les «actions de série A») et 871 871 des 1,8 million d'actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les «actions de série B») avaient été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, respectivement en actions de série B et en actions de série A, compte tenu de tous les avis de choix reçus.

2) Le 30 octobre 2020, Brookfield a investi 400 millions de dollars en contrepartie d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur. Aux fins comptables, ces actions privilégiées sont considérées comme une dette et sont présentées comme telles dans les états financiers consolidés.

Participations ne donnant pas le contrôle

Au 30 septembre 2021, nous détenons une participation de 60,1 % (60,1 % au 30 septembre 2020) dans TransAlta Renewables. Notre pourcentage de participation est demeuré comparable en raison de la suspension par TransAlta Renewables de son régime de réinvestissement des dividendes au quatrième trimestre de 2020. Nous n'avons pas participé à ce régime. Les dividendes postérieurs à la suspension du régime de réinvestissement des dividendes sont versés en espèces.

Nous détenons également une participation de 50,01 % dans TA Cogen (50,01 % au 30 septembre 2020), qui détient et exploite trois centrales alimentées au gaz naturel (Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan) et une centrale alimentée au bicarburant (Sheerness), ou qui possède une participation dans ces centrales.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 s'est élevé à respectivement 27 millions de dollars et 88 millions de dollars, une augmentation de 20 millions de dollars et de 59 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, le résultat de TA Cogen a augmenté par rapport à celui des périodes correspondantes de 2020 en raison de la hausse des prix sur le marché de l'Alberta.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, le résultat net de TransAlta Renewables a augmenté principalement en raison de l'acquisition d'Ada et de Skookumchuck, de la hausse des produits financiers tirés des placements dans les filiales de TransAlta et du fait qu'aucune perte de réévaluation à la juste valeur n'a été comptabilisée pour la période considérée, le tout partiellement contrebalancé par une baisse de la production des centrales éoliennes et solaires au Canada et aux États-Unis. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, le résultat net de TransAlta Renewables a également été contrebalancé en partie par les dommages-intérêts prédéterminés comptabilisés relativement à des interruptions non planifiées ainsi que par un ajustement défavorable du rapprochement des frais liés à la vapeur dans le secteur Gaz au Canada et une diminution des profits de change.

Rendements aux fournisseurs de capitaux

Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Intérêt sur la dette	41	39	121	121
Intérêt sur les débiteurs échangeables	8	7	22	22
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	7	—	21	—
Produits d'intérêts	(2)	(2)	(8)	(7)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(5)	(2)	(13)	(4)
Intérêts sur les obligations locatives	1	2	5	6
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	5	4	13	13
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	—	—	1	—
Divers	(1)	—	1	1
Désactualisation des provisions	9	8	23	23
Charge d'intérêts nette	63	56	186	175

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, la charge d'intérêts nette a augmenté par rapport à celle des périodes correspondantes de 2020. L'augmentation de la charge d'intérêts en 2021 est essentiellement attribuable à l'émission d'actions privilégiées échangeables en 2020 et à l'obtention d'un financement pour le projet lié à la centrale de South Hedland au quatrième trimestre de 2020, le tout contrebalancé en partie par une hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif sur les projets de mise en valeur, le rachat de billets à moyen terme d'un capital de 400 millions de dollars au quatrième trimestre de 2020 et une baisse des intérêts sur les autres soldes de la dette en raison des remboursements prévus.

Nouveautés en matière de réglementation

Se reporter à la rubrique «Risques politiques et juridiques» de notre rapport de gestion annuel de 2020 de même qu'à la rubrique «Stratégie d'entreprise» du présent rapport de gestion pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

Canada

Plan climatique fédéral

Le 11 décembre 2020, le gouvernement du Canada a publié son plan climatique intitulé «Un environnement sain et une économie saine» qui énonce la façon dont le gouvernement fédéral prévoit utiliser des politiques, des règlements et du financement pour réaliser la cible de réduction des émissions de GES du Canada aux termes de l'Accord de Paris. Le plan repose sur trois aspects principaux : l'augmentation des prix du carbone et des obligations relatives au carbone, l'accroissement du financement pour les technologies propres et la mise en œuvre de la Norme sur les combustibles propres. Le budget fédéral de 2021 propose d'injecter des sommes importantes pour la mise en œuvre des composantes du plan climatique et d'autres mesures, notamment un possible crédit d'impôt pour les projets de captage, d'utilisation et de stockage du carbone. En avril 2021, le gouvernement fédéral a revu à la hausse la cible du Canada en matière de réduction des GES aux termes de l'Accord de Paris dans le cadre de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, et vise dorénavant une réduction de 40 % à 45 % d'ici 2030 par rapport au niveau de 2005. Le gouvernement a indiqué qu'il consultera les provinces et les acteurs du secteur concernant de nombreuses composantes du plan, ce qui fait perdurer d'importantes incertitudes quant à la forme finale de la réglementation et des autres initiatives connexes. Cette politique permettra à TransAlta de fournir des solutions d'électricité propre aux industries qui cherchent à réduire leur exposition au risque lié à la réglementation, à obtenir du financement du gouvernement fédéral pour des projets d'électricité propre et, dans certaines circonstances, à augmenter la valeur des crédits compensatoires de carbone pour les nouveaux projets d'énergies renouvelables. TransAlta poursuit son dialogue avec les autorités gouvernementales en vue de cerner les possibilités et d'atténuer les risques associés au nouveau plan climatique fédéral.

Lors de la campagne électorale fédérale de 2021, le gouvernement s'est engagé à rendre le réseau électrique carboneutre d'ici 2035 en adoptant une norme nationale d'électricité propre. Il n'a cependant pas rendu publique la façon dont une telle norme pourrait être structurée. TransAlta interviendra activement auprès du gouvernement fédéral lors de l'élaboration de la nouvelle norme. Cette politique pourrait créer de nouvelles possibilités de mise en valeur de projets d'énergies renouvelables et de stockage d'énergie d'ici 2035.

Tarification fédérale du carbone relativement aux émissions de GES

Le 21 juin 2018, la loi fédérale canadienne intitulée *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* («LTPGES») est entrée en vigueur. En vertu de cette loi, le gouvernement fédéral a instauré un prix national sur les émissions de GES. Le 1^{er} janvier 2019, le mécanisme de «filet de sécurité» de la LTPGES est entré en vigueur pour les grands émetteurs dans les provinces et territoires qui n'avaient pas de programme indépendant de tarification du carbone ou dont le programme existant n'était pas jugé équivalent au système fédéral. Ce mécanisme comporte deux volets : une taxe carbone (la «taxe carbone») pour les petits émetteurs et une réglementation pour les grands émetteurs appelée le système de tarification fondé sur le rendement («STFR»). La taxe carbone fixe un prix du carbone par tonne d'émissions de GES liées aux carburants de transport, aux combustibles de chauffage et aux autres petites sources d'émissions. La tarification du carbone correspond également au prix du carbone lié aux obligations de conformité conformément au STFR.

Le 12 février 2021, le gouvernement fédéral a commencé à planifier une révision du STFR et d'autres aspects de la LTPGES pour 2022. Le 5 juin 2021, le gouvernement fédéral a publié un projet de modifications au règlement de la LTPGES visant à apporter des précisions quant au traitement des chaudières. Si le projet de modifications du règlement est adopté, la précision fournira davantage de certitude en ce qui concerne le traitement touchant les centrales alimentées au gaz au titre du STFR. Le 5 août 2021, le gouvernement fédéral canadien a publié les critères du modèle mis à jour pour les systèmes provinciaux de tarification du carbone, qui entreront en vigueur pour l'année de conformité 2023. TransAlta collaborera étroitement avec les autorités gouvernementales concernant la révision, les modifications et les précisions réglementaires.

Adoption par l'Ontario du programme des normes de rendement à l'égard des émissions («NRE»)

À l'automne 2020, le gouvernement fédéral a confirmé que les NRE respectaient les exigences de la LTPGES et a permis à la province de les substituer au STFR. L'Ontario appliquera les NRE à compter du 1^{er} janvier 2022.

La norme de rendement visant les centrales autonomes de production d'électricité proposée par l'Ontario diffère de la norme de rendement visant les centrales de cogénération. Les centrales de cogénération pourraient ainsi être désavantagées par rapport aux centrales électriques autonomes en ce qui concerne la tarification du carbone, car les avantages liés à l'efficacité de la cogénération n'ont pas été entièrement réalisés. Toutefois, étant donné que les coûts liés au carbone sont transférés aux termes des contrats actuels, les risques associés aux changements apportés aux termes des NRE de l'Ontario sont réduits.

Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité

Le gouvernement fédéral s'est engagé à atteindre une cible de zéro émission nette d'ici 2050. La *Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité* du Canada, laquelle a reçu la sanction royale le 30 juin 2021, oblige le gouvernement fédéral à établir une cible provisoire pour 2026 et à établir une cible en matière d'émissions pour les années 2030, 2035, 2040 et 2045 au moins cinq ans avant la date cible. Pour chaque cible établie, le gouvernement devra également publier un plan d'action décrivant les mesures qu'il déploiera pour appuyer la réalisation de la cible. Le ministère des Finances fédéral devra préparer un rapport annuel présentant les coûts des mesures entreprises et les progrès réalisés.

États-Unis

Le plan américain pour l'emploi du président Biden

Le 31 mars 2021, le président Biden a présenté l'American Jobs Plan (le «plan américain pour l'emploi») axé principalement sur la lutte contre les changements climatiques. Le plan américain pour l'emploi propose d'investir 2 billions de dollars au cours de la prochaine décennie afin de rebâtir l'infrastructure des transports, de rendre les infrastructures existantes et nouvelles plus résistantes aux changements climatiques, de créer des systèmes énergétiques plus propres, de soutenir le déploiement des véhicules électriques et d'assurer une croissance de l'emploi, particulièrement pour les personnes à faible revenu et les communautés de couleur. Ce plan entraînera une augmentation de la demande d'électricité sur le marché américain. Cette politique permet à TransAlta de bénéficier d'autres incitatifs gouvernementaux pour la mise en valeur des énergies renouvelables ainsi que d'une augmentation globale de la demande en raison de l'électrification accrue de l'économie et des efforts de décarbonisation continus des entreprises afin d'atteindre les objectifs réglementaires et ESG.

Le gouvernement fédéral américain continue d'envisager l'adoption de projets de loi en faveur d'une énergie propre et de programmes incitatifs de crédits d'impôt pour soutenir le déploiement de solutions d'énergie renouvelable et de stockage à batteries, de même que le financement de l'infrastructure de réseau. TransAlta continuera à suivre la situation de près et à tirer parti des possibilités qui s'alignent sur sa stratégie de croissance.

Engagement révisé du président Biden visant la réduction des émissions d'ici 2030

Le 22 avril 2021, pendant le sommet sur le climat qu'il a tenu, le président Biden s'est engagé à réduire les émissions de GES aux États-Unis de 50 % à 52 % en deçà de leur niveau de 2005 d'ici 2030.

Ordonnance du président Biden concernant les risques financiers liés au climat

Le 25 mai 2021, l'administration du président Biden a émis une ordonnance qui confie à la secrétaire au Trésor américain la responsabilité de déterminer l'exposition aux risques financiers du gouvernement fédéral et de l'économie liés aux répercussions des changements climatiques de même que l'élaboration de documents stratégiques présentant des méthodes pour composer avec les répercussions des changements climatiques. Ces travaux devraient mener à une présentation plus formelle et plus uniforme des risques liés aux changements climatiques par les entités du secteur public et du secteur privé.

Australie

La transition de l'Australie vers les énergies renouvelables a été historiquement facilitée par une combinaison d'initiatives des gouvernements fédéral et étatiques en ce sens. À l'heure actuelle, tous les États de l'Australie ont établi des cibles en matière d'énergies renouvelables, et beaucoup d'entre eux se sont dotés de cibles ambitieuses à court terme. Les deux États les plus peuplés, soit la Nouvelle-Galles du Sud et Victoria, ont établi des cibles réglementées visant l'atteinte

d'une part d'énergie renouvelable de respectivement 60 % et 50 % d'ici 2030. Le besoin d'un approvisionnement et d'un stockage garantis pour assurer une transition rapide vers les énergies renouvelables a également été reconnu et certains États, comme la Nouvelle-Galles du Sud et le Queensland, ont inclus des cibles sur ces aspects dans leurs programmes de transition vers les énergies renouvelables respectifs. Au sein du National Electricity Market («NEM»), des zones d'énergies renouvelables sont établies afin de réduire certains risques liés à l'accès au réseau et à la performance du réseau pour les nouveaux projets d'énergies renouvelables et de stockage. Le cadre réglementaire appuyant la transition vers les énergies renouvelables continue d'évoluer et la transformation rapide du système d'approvisionnement, qui sera le résultat des initiatives susmentionnées, permettra l'entrée d'un volume considérable de nouvelles capacités de production et de stockage d'énergies renouvelables au sein du NEM, créant des possibilités auxquelles TransAlta pourrait participer.

En Australie, les entreprises sont réceptives aux initiatives du gouvernement, ainsi qu'aux commentaires des actionnaires et des clients, et nombre d'entre elles s'engagent à atteindre des cibles de réduction des émissions de CO₂ supérieures aux cibles réglementées, ce qui crée un contexte favorable aux investissements supplémentaires dans des projets d'énergies renouvelables comme la centrale solaire récemment annoncée qui sera construite par TransAlta pour son client, BHP Nickel West, à Mount Keith et à Leinster, en Australie-Occidentale.

Il n'y a pas de risques politiques immédiats pour nos actifs australiens visés par des contrats. Notre équipe chargée de la croissance continue de suivre l'évolution de la politique étatique alors que les gouvernements des États australiens cherchent à gérer la fiabilité de leurs réseaux électriques dans le contexte actuel de la mise hors service des centrales au charbon et de la croissance de la production d'énergie renouvelable.

Autre analyse consolidée

Engagements

Certains engagements présentés à la rubrique «Autre analyse consolidée» du rapport intégré annuel de 2020 sont basés sur des prix variables. Les mises à jour importantes des contrats comportant des prix variables sont présentées ci-après. Veuillez également vous reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du rapport intégré annuel de 2020 pour obtenir la liste complète des engagements que nous avons conclus directement ou au moyen de nos participations dans des entreprises communes.

Contrats d'achat et de livraison de gaz naturel

Dans le cadre de la vente du gazoduc Pioneer, la Société a conclu un contrat de 15 ans pour la livraison de 275 TJ/jour de gaz naturel supplémentaire sur une base ferme d'ici 2023, ce qui représente un nouvel engagement de 439 millions de dollars pour les 15 prochaines années. Ce contrat remplace, en partie, l'engagement actuel de la Société visant la livraison de 139 TJ/jour de gaz naturel provenant du gazoduc Pioneer sur une période de 15 ans, qui a pris fin le 30 juin 2021 et était comptabilisé à titre de contrat de location. Par conséquent, la Société dispose maintenant de contrats de livraison fermes de 400 TJ/jour de gaz d'ici 2023. En outre, le 30 juin 2021, l'engagement de la Société visant l'achat de 139 TJ/jour de gaz naturel de Tidewater a pris fin, ce qui a diminué de 1,7 milliard de dollars les engagements présentés au 31 décembre 2020.

Croissance

Dans le cadre du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction ont été conclus pour la construction du projet. De nouveaux engagements de 13 millions de dollars pour le reste de 2021 et de 44 millions de dollars pour 2022 ont été conclus au troisième trimestre de 2021. Le projet comprend la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale solaire de Leinster de 11 MW, le système de stockage d'énergie à batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh et l'infrastructure de transport d'interconnexion. Les activités de construction débuteront au premier trimestre de 2022 et le projet devrait être achevé au deuxième semestre de 2022.

Éventualités

Pour plus de détails sur les éventualités importantes en cours, se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du rapport de gestion de 2020 contenu dans le rapport intégré annuel de 2020. Les changements à ces éventualités au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 sont présentés à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion ainsi que ci-après :

I. 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 l'approvisionnement en vapeur pour ses clients industriels. Par conséquent, les clients ont présenté des réclamations en dommages-intérêts prédéterminés. De telles interruptions de l'approvisionnement en vapeur sont inhabituelles et peu fréquentes à la centrale de cogénération de Sarnia. La Société a lancé une enquête pour déterminer la source de chacun des trois incidents, laquelle devrait se terminer vers la fin de l'exercice ou au premier trimestre de 2022. Les résultats de l'enquête permettront de déterminer si des dommages-intérêts prédéterminés sont dus et, le cas échéant, leur montant.

II. Procédure visant une règle relative aux pertes de réseau

La Société prend part à une procédure visant une règle relative aux pertes de réseau devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la faculté d'ajuster rétroactivement à 2006 les charges liées aux pertes de réseau, et a demandé à l'AESO de recalculer les facteurs de perte pour la période de 2006 à 2016. Les deux premières factures représentant un montant cumulatif de 17 millions de dollars ont été reçues en 2020 et la troisième et dernière facture de 11 millions de dollars a été reçue au premier trimestre de 2021. Au deuxième trimestre de 2021, toutes les factures avaient été réglées. Des factures ajustées ont été émises par l'AESO en octobre 2021 et devront être réglées en décembre 2021. L'incidence des factures ajustées devrait s'élever à 1 million de dollars.

III. Litige lié à l'unité 3 de la centrale de cogénération de Kaybob

La Société est partie à un litige avec Energy Transfer Canada ULC, auparavant SemCAMS Midstream ULC («ET Canada»), en raison de la résiliation alléguée par ET Canada d'ententes intervenues entre les parties pour la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à la centrale de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South. TransAlta a entamé une procédure d'arbitrage visant à obtenir un dédommagement complet pour la résiliation injustifiée des ententes par ET Canada. ET Canada demande au tribunal de déclarer que les ententes ont été résiliées légalement. Une audience de deux semaines aura lieu à compter du 9 janvier 2023.

IV. Litige avec Fortescue Metals Group Ltd.

La Société est partie à un litige avec FMG. Le litige découle de la résiliation alléguée par FMG du CAÉ de South Hedland. TransAlta poursuit FMG pour obtenir le paiement des montants facturés et impayés aux termes du CAÉ de la centrale de South Hedland et demande au tribunal de déclarer que le CAÉ est valide et exécutoire. Pour sa part, FMG demande au tribunal de déclarer que le CAÉ a été résilié légalement. Le début du procès était prévu le 3 mai 2021, mais le 2 mai 2021, la Société a conclu un règlement conditionnel avec FMG. Le procès a été reporté jusqu'à la satisfaction des conditions de règlement. La Société prévoit que les conditions seront respectées avant le 31 décembre 2021.

V. Appel de la dispense pour cause de force majeure lié au stator de l'unité 1 de la centrale de Keephills

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 ont toutefois demandé à la Cour d'appel la permission d'en appeler de la décision de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta, permission qui leur a été accordée le 13 février 2020. L'appel a été entendu le 8 juillet 2021. Par la suite, le conseiller juridique représentant ENMAX a insisté sur le fait que l'un des trois juges qui entendaient l'appel était distrait pendant l'audience. La juge en question s'est depuis abstenue de participer à la décision d'appel et les parties ont présenté leurs observations quant à savoir si les deux autres juges peuvent continuer de prendre part à la décision ou si une nouvelle audience est requise. Le 8 novembre 2021, la Cour d'appel de l'Alberta a rendu sa décision ordonnant que l'appel soit entendu de nouveau par une nouvelle formation de trois juges de la Cour d'appel à une date qui n'a pas encore été fixée.

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. Aucun changement important n'a été apporté aux estimations au cours du trimestre, à l'exception de ceux qui suivent :

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 des obligations au titre des prestations définies qui se sont établies à 230 millions de dollars au 30 septembre 2021 comparativement à 282 millions de dollars au 31 décembre 2020.

Frais de démantèlement

Au troisième trimestre de 2021, la Société a ajusté la provision au titre du démantèlement et de la remise en état des actifs éoliens pour tenir compte de la mise à jour des estimations par suite de la revue d'une étude technique réalisée récemment. La meilleure estimation que la Société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 120 millions de dollars. La Société a également augmenté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'environ 39 millions de dollars pour la centrale de Sundance et les unités de la centrale de Keephills au sein du secteur Énergie thermique en Alberta afin de tenir compte du changement dans le calendrier des travaux de remise en état prévus découlant de la mise hors service d'actifs et des changements dans la durée d'utilité de certains actifs.

Modifications comptables

Modifications comptables 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 2020, à l'exception de l'adoption de nouvelles normes en vigueur au 1^{er} janvier 2021 et de l'adoption anticipée de normes, d'interprétations ou de modifications qui ont été publiées mais qui ne sont pas encore en vigueur.

Modifications à l'IAS 16, Immobilisations corporelles – Produit antérieur à l'utilisation prévue

Le 1^{er} janvier 2021, la Société a adopté par anticipation les modifications apportées à l'IAS 16, *Immobilisations corporelles* (les «modifications à l'IAS 16»), avant leur date d'entrée en vigueur obligatoire du 1^{er} janvier 2022. La Société a adopté les modifications à l'IAS 16 de façon rétrospective. Aucun effet cumulatif de l'application initiale des dispositions n'est survenu. Les modifications à l'IAS 16 interdisent de déduire du coût d'une immobilisation corporelle le produit de la vente des éléments produits pendant le transfert de l'actif jusqu'à son lieu d'exploitation et sa mise en état pour permettre son exploitation de la manière prévue par la direction. L'entité doit plutôt comptabiliser en résultat net le produit de la vente de tels éléments, ainsi que le coût de production de ceux-ci. L'adoption par anticipation des modifications n'a entraîné aucun ajustement.

IFRS 7, Instruments financiers : Informations à fournir – réforme des taux d'intérêt de référence

Il est prévu que le taux interbancaire offert à Londres («LIBOR») soit abandonné progressivement d'ici la fin 2021 en tant qu'indice de taux d'intérêt facilement utilisé par les sociétés pour les instruments financiers. En août 2020, l'IASB a publié la *Réforme des taux d'intérêt de référence – Phase 2*, qui modifie l'IFRS 9, *Instruments financiers*, l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, l'IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir*, et l'IFRS 16, *Contrats de location*. Les modifications ont pris effet le 1^{er} janvier 2021 et ont été adoptées par la Société le 1^{er} janvier 2021.

Les facilités de crédit de la Société utilisent comme taux de référence le LIBOR en dollars américains pour les emprunts en dollars américains et le taux offert en dollars canadiens pour les emprunts en dollars canadiens, et incluent des libellés de remplacement appropriés pour ces taux de référence en cas de changement de taux de référence. Aucune incidence financière n'a découlé de l'application des modifications. Au 30 septembre 2021, aucun emprunt n'avait été effectué sur les facilités de crédit. La Société suit la réforme et ne s'attend pas à ce qu'elle ait une incidence importante.

Changements futurs aux méthodes comptables et aux règlements

Modifications à l'IAS 1, Présentation des états financiers – méthodes comptables significatives

Le 12 février 2021, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, obligeant les entités à fournir des informations sur leurs méthodes comptables significatives plutôt que sur leurs principales méthodes comptables. Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023, mais la Société prévoit les adopter par anticipation pour les états financiers annuels de 2021. La Société évalue actuellement l'incidence possible de ces modifications sur les états financiers.

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

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

Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023, et l'application anticipée est permise. La Société évalue actuellement l'incidence possible de ces modifications sur les états financiers.

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 entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2022 et seront adoptées par la Société en 2022. 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. Aucune incidence financière ne devrait découler de l'application des modifications.

Règlement 52-112 sur l'information concernant les mesures financières non conformes aux PCGR et d'autres mesures financières

Le 27 mai 2021, les Autorités canadiennes en valeurs mobilières ont publié dans sa forme définitive le *Règlement 52-112 sur l'information concernant les mesures financières non conformes aux PCGR et d'autres mesures financières* (le «règlement»), qui est entré en vigueur le 25 août 2021 et s'appliquera aux émetteurs assujettis à l'égard des documents déposés pour les exercices se terminant le 15 octobre 2021 ou ultérieurement. Le règlement traite de la présentation des mesures financières non conformes aux PCGR, des ratios non conformes aux PCGR et d'autres mesures financières afin d'offrir précision et uniformité à l'égard des obligations d'information d'un émetteur. La Société prévoit d'appliquer le règlement à l'égard de l'information déposée pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Pour plus de précisions et pour prendre connaissance des changements apportés aux estimations au cours des exercices précédents, se reporter à la note 3 des états financiers consolidés annuels audités de 2020 et à la note 2 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités.

Instrument financiers

Se reporter à la note 15 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport intégré annuel de 2020 et aux notes 11 et 12 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2021 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers.

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

Au 30 septembre 2021, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments de niveau III était de 13 millions de dollars (actif net de 582 millions de dollars au 31 décembre 2020). La diminution pour la période découle essentiellement de la volatilité des prix du marché pour les contrats existants et les nouveaux contrats, ainsi que des règlements de contrats. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2020.

Gouvernance et gestion du risque

Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» de notre rapport annuel intégré de 2020 et à la note 12 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour des précisions sur nos 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 2020. Les facteurs ci-après peuvent contribuer à ces risques et incertitudes :

Pandémie mondiale de COVID-19

Au cours de la période, TransAlta a maintenu un certain nombre de mesures d'atténuation du risque mises en place en 2020 en réponse à la pandémie de COVID-19 afin d'assurer la sécurité de son personnel et de veiller à ce que ses installations demeurent entièrement opérationnelles et en mesure de répondre aux besoins de ses clients.

De façon générale, nous restons au fait de la situation et des conseils des responsables de la santé publique afin de nous adapter aux nouvelles recommandations et de modifier notre réponse et notre approche, au besoin.

Contrôles et procédures de communication de l'information

La direction est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière («CIIF») pertinent et de contrôles et procédures de communication de l'information («CPCI»). Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, la majorité de l'effectif qui assure la réalisation du CIIF et des CPCI travaillait à distance. L'incidence sur la conception et le fonctionnement des contrôles internes est minimale. La direction a examiné les changements résultant des mesures prises en réponse à la COVID-19 et a l'assurance raisonnable que les modifications apportées aux processus n'ont pas eu, ou ne sont pas raisonnablement susceptibles d'avoir, une incidence importante sur le CIIF ou les CPCI.

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

Les CPCI désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits dans les lois sur les valeurs mobilières applicables. Les CPCI comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour nous assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à notre 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 notre CIIF et nos CPCI, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir une assurance raisonnable pour ce qui est d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle et, par conséquent, ne permettent pas nécessairement de prévenir ou de détecter toutes les anomalies, et la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre d'éventuels contrôles et procédures. De plus, l'efficacité du CIIF est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures varie.

La direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef de la direction des finances, l'efficacité de notre CIIF et de nos CPCI à la fin de la période visée par le présent rapport de gestion. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu qu'au 30 septembre 2021, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, notre CIIF et nos 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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Produits des activités ordinaires (note 4)	850	514	2 111	1 557
Coûts du combustible et des achats d'électricité (note 5)	327	214	782	523
Coûts de conformité liés au carbone	47	38	139	118
Marge brute	476	262	1 190	916
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 5)	131	114	387	354
Amortissement	123	162	395	481
Dépréciation d'actifs (note 6)	575	76	620	67
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	9	8	26	25
Autres résultats d'exploitation, montant net (note 7)	47	(10)	26	(30)
Résultats d'exploitation	(409)	(88)	(264)	19
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	1	–	5	–
Produits tirés des contrats de location-financement	6	2	19	4
Charge d'intérêts nette (note 8)	(63)	(56)	(186)	(175)
Profit de change	1	11	22	15
Profit à la vente d'actifs et autres (notes 3 et 14)	23	2	56	2
Résultat avant impôts sur le résultat	(441)	(129)	(348)	(135)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 9)	(22)	(10)	42	(25)
Résultat net	(419)	(119)	(390)	(110)
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(446)	(126)	(478)	(139)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 10)	27	7	88	29
	(419)	(119)	(390)	(110)
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(446)	(126)	(478)	(139)
Dividendes sur actions privilégiées (note 19)	10	10	20	30
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(456)	(136)	(498)	(169)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	271	274	271	276
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(1,68)	(0,50)	(1,84)	(0,61)

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Résultat net	(419)	(119)	(390)	(110)
Autres éléments du résultat global				
Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts (note 1 B)) ¹	2	3	40	(12)
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ²	–	(2)	(1)	3
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	2	1	39	(9)
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	17	(27)	(20)	40
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ³	(11)	12	3	(11)
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁴	(107)	(7)	(238)	48
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁵	19	(35)	(7)	(84)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	(82)	(57)	(262)	(7)
Autres éléments du résultat global	(80)	(56)	(223)	(16)
Total du résultat global	(499)	(175)	(613)	(126)
Total du résultat global attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(533)	(243)	(670)	(206)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 10)	34	68	57	80
	(499)	(175)	(613)	(126)

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de respectivement 1 million de dollars et 12 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 (charge de 1 million de dollars et recouvrement de 4 millions de dollars en 2020).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 (charge de néant et de 1 million de dollars en 2020).

3) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 (recouvrement de 1 million de dollars et de 1 million de dollars en 2020).

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de respectivement 29 millions de dollars et 65 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 (recouvrement de 1 million de dollars et charge de 15 millions de dollars en 2020).

5) Déduction faite du reclassement du recouvrement d'impôts sur le résultat de 5 millions de dollars et de la charge de 2 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 (charge de 9 millions de dollars et de 22 millions de dollars en 2020).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	30 sept. 2021	31 déc. 2020
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 080	703
Liquidités soumises à restrictions	74	71
Créances clients et autres débiteurs	516	583
Charges payées d'avance	45	31
Actifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	410	171
Stocks (note 13)	186	238
Actifs détenus en vue de la vente (note 3)	—	105
	2 311	1 902
Placements	102	100
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	192	228
Actifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	446	521
Immobilisations corporelles (notes 6 et 14)		
Coût	13 217	13 398
Amortissement cumulé	(8 007)	(7 576)
	5 210	5 822
Actif au titre du droit d'utilisation (note 3)	80	141
Immobilisations incorporelles	259	313
Goodwill	463	463
Actifs d'impôt différé	67	51
Autres actifs	190	206
Total de l'actif	9 320	9 747
Dettes fournisseurs et charges à payer	774	599
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 15)	60	59
Passifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	428	94
Partie courante des passifs sur contrat	13	1
Impôts sur le résultat à payer	28	18
Dividendes à verser (notes 18 et 19)	51	59
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 16)	119	105
	1 473	935
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 16)	2 971	3 256
Titres échangeables (note 17)	733	730
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 15)	782	614
Passifs d'impôt différé	339	396
Passifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	103	68
Passifs sur contrat	13	14
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants (note 1 B))	253	298
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 18)	2 901	2 896
Actions privilégiées (note 19)	942	942
Surplus d'apport	37	38
Déficit	(2 361)	(1 826)
Cumul des autres éléments du résultat global	110	302
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 629	2 352
Participations ne donnant pas le contrôle (note 10)	1 024	1 084
Total des capitaux propres	2 653	3 436
Total du passif et des capitaux propres	9 320	9 747
Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture (note 3)		
Engagements et éventualités (note 20)		

Voir les notes jointes.

États des variations des capitaux propres consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)

Neuf mois clos le 30 septembre 2021	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuables aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2020	2 896	942	38	(1 826)	302	2 352	1 084	3 436
Résultat net	—	—	—	(478)	—	(478)	88	(390)
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	(17)	(17)	—	(17)
Profits nets (pertes nettes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(247)	(247)	1	(246)
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	40	40	—	40
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	32	32	(32)	—
Total du résultat global	—	—	—	(478)	(192)	(670)	57	(613)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(37)	—	(37)	—	(37)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(20)	—	(20)	—	(20)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	5	—	(1)	—	—	4	—	4
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 10)	—	—	—	—	—	—	(117)	(117)
Solde au 30 septembre 2021	2 901	942	37	(2 361)	110	1 629	1 024	2 653

Neuf mois clos le 30 septembre 2020	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuables aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2019	2 978	942	42	(1 455)	454	2 961	1 101	4 062
Résultat net	—	—	—	(139)	—	(139)	29	(110)
Autres éléments du résultat global :								
Profits nets à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	29	29	—	29
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(33)	(33)	—	(33)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(12)	(12)	—	(12)
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	(51)	(51)	51	—
Total du résultat global	—	—	—	(139)	(67)	(206)	80	(126)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(35)	—	(35)	—	(35)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(30)	—	(30)	—	(30)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA	(30)	—	—	9	—	(21)	—	(21)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 10)	—	—	—	5	—	5	13	18
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	(4)	—	(7)	—	—	(11)	—	(11)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 10)	—	—	—	—	—	—	(87)	(87)
Solde au 30 septembre 2020	2 944	942	35	(1 645)	387	2 663	1 107	3 770

Voir les notes jointes.

Tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Activités d'exploitation				
Résultat net	(419)	(119)	(390)	(110)
Amortissement (note 21)	197	195	574	567
Profit à la vente d'actifs (note 3)	(23)	(2)	(56)	(2)
Désactualisation des provisions (note 8)	9	8	23	23
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 15)	(5)	(5)	(13)	(13)
Recouvrement d'impôt différé (note 9)	(46)	(29)	(17)	(65)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	(67)	44	(100)	(2)
(Profits latents) pertes latentes de change	1	(13)	(24)	(11)
Variation des provisions et du passif sur contrat	3	1	(19)	10
Dépréciation d'actifs (note 6)	575	76	620	67
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des coentreprises	(2)	—	(3)	—
Autres éléments sans effet de trésorerie	9	7	30	14
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	232	163	625	478
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	378	94	322	114
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	610	257	947	592
Activités d'investissement				
Ajouts d'immobilisations corporelles (note 14)	(127)	(129)	(344)	(276)
Ajouts d'immobilisations incorporelles	(1)	(3)	(4)	(8)
Liquidités soumises à restrictions	(20)	(16)	(5)	—
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	—	(37)
Produit de la vente du gazoduc Pioneer (note 3)	—	—	128	—
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	33	1	37	2
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	(1)	(3)	(4)	3
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	10	3	30	11
Divers	6	(5)	(14)	(4)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	19	(12)	(26)	(59)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(81)	(164)	(202)	(368)
Activités de financement				
Diminution nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 16)	—	(8)	(114)	(117)
Remboursement de la dette à long terme (note 16)	(18)	(17)	(63)	(61)
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 18)	(13)	(12)	(37)	(35)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 19)	(9)	(10)	(29)	(30)
Produit net tiré de l'émission d'actions ordinaires (note 18)	—	—	8	—
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 18)	—	(2)	(4)	(21)
Pertes réalisées sur les instruments financiers	(1)	—	—	(7)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 10)	(50)	(27)	(117)	(69)
Remboursement des obligations locatives (note 16)	(2)	(5)	(6)	(15)
Divers	1	—	(2)	—
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	1	2	—	(14)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(91)	(79)	(364)	(369)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	438	14	381	(145)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	—	(1)	(4)	4
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	438	13	377	(141)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	642	257	703	411
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	1 080	270	1 080	270
Impôts sur le résultat au comptant payés	13	9	40	29
Intérêts au comptant payés	49	35	161	134

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. Méthodes comptables

A. 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 TransAlta Corporation («TransAlta» ou 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 de TransAlta sont en partie à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes. Les coûts d'entretien sont habituellement plus élevés au cours des deuxième et troisième trimestres, périodes durant lesquelles les prix de l'électricité sont censés être inférieurs étant donné qu'ils augmentent généralement durant les mois d'hiver sur le marché canadien.

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 le 8 novembre 2021.

B. 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. Se reporter à la note 2 Z) des états financiers consolidés annuels audités les plus récents de la Société pour plus de précisions. 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.

Changements dans les estimations

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 en 2021, attribuable principalement à la hausse des taux de référence du marché, les obligations au titre des prestations définies avaient diminué de 52 millions de dollars pour s'établir à 230 millions de dollars au 30 septembre 2021 (282 millions de dollars au 31 décembre 2020).

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

TransAlta comptabilise des provisions au titre des obligations de démantèlement et de remise en état. 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. Au troisième trimestre de 2021, les flux de trésorerie estimés des actifs éoliens ont augmenté de 120 millions de dollars pour tenir compte de la mise à jour des estimations par suite de la revue d'une étude technique réalisée récemment. La Société a également augmenté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'environ 39 millions de dollars pour la centrale de Sundance et les unités de la centrale de Keephills au sein du secteur Énergie thermique en Alberta afin de tenir compte du changement dans le calendrier des travaux de remise en état prévus découlant de la mise hors service d'actifs et des changements dans la durée d'utilité de certains actifs. Ces changements ont entraîné une augmentation des actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles. Se reporter à la note 15 pour en savoir plus sur les variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état.

2. Principales méthodes comptables

A. Modifications comptables 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 2020, à l'exception de l'adoption de nouvelles normes en vigueur au 1^{er} janvier 2021 et de l'adoption anticipée de normes, d'interprétations ou de modifications qui ont été publiées mais qui ne sont pas encore en vigueur.

I. Modifications à l'IAS 16, *Immobilisations corporelles – Produit antérieur à l'utilisation prévue*

Le 1^{er} janvier 2021, la Société a adopté par anticipation les modifications apportées à l'IAS 16, *Immobilisations corporelles* (les «modifications à l'IAS 16»), avant leur date d'entrée en vigueur obligatoire du 1^{er} janvier 2022. La Société a adopté les modifications à l'IAS 16 de façon rétrospective. Aucun effet cumulatif de l'application initiale des dispositions n'est survenu. Les modifications à l'IAS 16 interdisent de déduire du coût d'une immobilisation corporelle le produit de la vente des éléments produits pendant le transfert de l'actif jusqu'à son lieu d'exploitation et sa mise en état pour permettre son exploitation de la manière prévue par la direction. L'entité doit plutôt comptabiliser en résultat net le produit de la vente de tels éléments, ainsi que le coût de production de ceux-ci. L'adoption par anticipation des modifications n'a entraîné aucun ajustement.

II. IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir – réforme des taux d'intérêt de référence*

Il est prévu que le taux interbancaire offert à Londres («LIBOR») soit abandonné progressivement d'ici la fin 2021 en tant qu'indice de taux d'intérêt facilement utilisé par les sociétés pour les instruments financiers. En août 2020, l'International Accounting Standards Board («IASB») a publié la *Réforme des taux d'intérêt de référence – Phase 2*, qui modifie l'IFRS 9, *Instruments financiers*, l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, l'IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir*, et l'IFRS 16, *Contrats de location*. Les modifications ont pris effet le 1^{er} janvier 2021 et ont été adoptées par la Société le 1^{er} janvier 2021.

Les facilités de crédit de la Société utilisent comme taux de référence le LIBOR en dollars américains pour les emprunts en dollars américains et le taux offert en dollars canadiens pour les emprunts en dollars canadiens, et incluent des libellés de remplacement appropriés pour ces taux de référence en cas de changement de taux de référence. Aucune incidence financière n'a découlé de l'application des modifications. Au 30 septembre 2021, aucun emprunt n'avait été effectué sur les facilités de crédit. La Société suit la réforme et ne s'attend pas à ce qu'elle ait une incidence importante.

B. Changements de méthodes comptables futurs

I. 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 entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2022 et seront adoptées par la Société en 2022. 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. Aucune incidence financière ne devrait découler de l'application des modifications.

II. Modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers – méthodes comptables significatives*

Le 12 février 2021, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, obligeant les entités à fournir des informations sur leurs méthodes comptables significatives plutôt que sur leurs principales méthodes comptables. Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023, mais la Société prévoit les adopter par anticipation pour les états financiers annuels de 2021. La Société évalue actuellement l'incidence possible de ces modifications sur les états financiers.

III. Modifications à l'IAS 12, *Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction*

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

Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023, et l'application anticipée est permise. La Société évalue actuellement l'incidence possible de ces modifications sur les états financiers.

C. Chiffres comparatifs

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

3. Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

A. Acquisition de centrales solaires en Caroline du Nord

Le 5 novembre 2021, la Société a acquis une participation financière de 100 % dans CI-II Mitchell Holding LLC, qui détient un portefeuille de centrales solaires photovoltaïques en exploitation de 122 MW situées en Caroline du Nord (collectivement, les «centrales solaires en Caroline du Nord»), pour une contrepartie en trésorerie de 99 millions de dollars américains (y compris les ajustements liés au fonds de roulement) et la prise en charge des obligations de financement donnant droit à des avantages fiscaux existantes. L'acquisition a été financée au moyen de liquidités existantes. Le portefeuille de centrales solaires en Caroline du Nord se compose de 20 centrales solaires photovoltaïques situées en Caroline du Nord. Les centrales sont entrées en service entre novembre 2019 et mai 2021 et sont toutes opérationnelles. Les centrales sont garanties par des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») à long terme conclus avec deux filiales de Duke Energy («Duke Energy»), dont la durée résiduelle moyenne est de 12 ans. Aux termes des CAÉ, Duke Energy reçoit l'électricité renouvelable, la capacité et les attributs environnementaux de chaque centrale.

Selon IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, la nature de cette transaction constituait un regroupement d'entreprises pour TransAlta. Par conséquent, la direction est en train de rassembler les informations pertinentes qui existaient à la date d'acquisition pour déterminer la juste valeur des actifs nets identifiables acquis. Comme l'acquisition s'est faite peu de temps avant la publication des présents états financiers, la direction n'a pas encore déterminé la répartition provisoire de la juste valeur des actifs nets identifiables acquis.

À la clôture de l'acquisition, TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»), une filiale de la Société, a acquis une participation financière de 100 % dans les centrales solaires en Caroline du Nord auprès d'une filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation au moyen d'une structure d'actions reflet pour une contrepartie de 102 millions de dollars américains. Par suite de cette transaction, une filiale de TransAlta détient indirectement les centrales solaires en Caroline du Nord et a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet qui reflètent sa participation financière dans les centrales.

B. Interruption au parc éolien de Kent Hills

Le 27 septembre 2021, Kent Hills Wind LP, une filiale de la Société, a déclaré que l'une des tours du parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 167 MW, situé à Kent Hills, au Nouveau-Brunswick, avait subi une défaillance. La défaillance est liée à l'effondrement d'une tour située dans l'unité 2 du parc éolien de Kent Hills. Il n'y a eu aucun blessé par suite de l'effondrement. Se reporter à la note 6 pour plus de précisions sur la dépréciation.

Le parc éolien de Kent Hills se compose de 50 éoliennes aux unités 1 et 2 et de 5 éoliennes à l'unité 3. Les éoliennes des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills ont été mises hors service en attendant la réalisation d'une évaluation technique et de sécurité indépendante satisfaisante. L'évaluation technique, qui est en cours, a permis de relever la propagation de fissures souterraines dans les fondations de plusieurs éoliennes situées aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. En conséquence, des inspections et des tests supplémentaires devront être réalisés sur toutes les éoliennes des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills afin de déterminer le plan de restauration de chaque éolienne. On s'attend actuellement à ce que l'interruption aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills demande la réparation ou le remplacement d'une grande partie des fondations existantes. Le remplacement des fondations nécessiterait des dépenses d'environ 1,5 million de dollars à 2,0 millions de dollars par fondation. La mise en œuvre du plan de restauration est prévue en 2022. L'interruption devrait entraîner un manque à gagner d'environ 3,4 millions de dollars par mois sur une base annualisée tant que les 50 éoliennes 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. Les problèmes de fondations aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills sont particuliers à la conception de ces unités, et rien n'indique que de tels problèmes existent à l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills ni à d'autres installations éoliennes du portefeuille. La Société maintient la communication avec les principales parties prenantes et les tient au courant de la situation. La Société a soumis à ses assureurs une déclaration de sinistre pour perte matérielle et perte d'exploitation.

C. Mise hors service de l'unité 4 de la centrale de Sundance et de l'unité 1 de la centrale de Keephills et interruption du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance

TransAlta a décidé de mettre hors service l'unité 1 de la centrale de Keephills à compter du 31 décembre 2021 et l'unité 4 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} avril 2022 et d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance. Par suite de l'évaluation de ces centrales et de ce projet, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs de 324 millions de dollars (245 millions de dollars après impôts) pour le troisième trimestre de 2021. Se reporter à la note 6 pour plus de précisions sur les imputations pour dépréciation.

D. Dépréciation de la mine de Highvale

Comme toutes les unités restantes alimentées au charbon de TransAlta ont été converties au gaz naturel ou sont en voie de l'être, la mine de Highvale n'est plus considérée comme procurant un avantage économique important à l'unité génératrice de trésorerie («UGT») marchande de l'Alberta et a été retirée de l'UGT, ce qui a entraîné la comptabilisation d'une imputation pour dépréciation de 185 millions de dollars au troisième trimestre de 2021. Se reporter à la note 6 pour plus de détails sur l'imputation pour dépréciation.

E. Annonce d'une augmentation du dividende sur les actions ordinaires

Le 28 septembre 2021, la Société a annoncé que le conseil d'administration avait approuvé une augmentation de 11 % du dividende sur les actions ordinaires et a déclaré un dividende de 0,05 \$ par action ordinaire payable le 1^{er} janvier 2022 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 1^{er} décembre 2021. Le dividende trimestriel de 0,05 \$ par action ordinaire représente un dividende annualisé de 0,20 \$ par action ordinaire.

F. Projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields

Le 29 juillet 2021, TransAlta Renewables a annoncé que Southern Cross Energy, une filiale de la Société et une entité dans laquelle TransAlta Renewables détient une participation financière indirecte, avait conclu un contrat en vue de fournir à BHP Nickel West Pty Ltd. («BHP») de l'électricité renouvelable pour ses activités dans la région de Goldfields grâce à la construction du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields. Le projet comprend la centrale solaire de Mount Keith de 27 MW, la centrale solaire de Leinster de 11 MW, le système de stockage d'énergie à batteries de Leinster de 10 MW/5 MWh et l'infrastructure de transport d'interconnexion, qui seront tous intégrés à notre réseau éloigné existant de la centrale de Southern Cross Energy de 169 MW dans le nord de l'Australie-Occidentale.

G. Mise hors service de l'unité 5 de la centrale de Sundance en tant qu'unité alimentée au charbon

Le 29 juillet 2021, conformément aux exigences réglementaires applicables, la Société a donné avis à l'Alberta Electric System Operator («AESO») de son intention de mettre hors service à compter du 1^{er} novembre 2021 l'unité 5 de la centrale de Sundance alimentée au charbon mise temporairement à l'arrêt et de résilier le contrat de service de transport qui s'y rapporte.

Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation relativement à l'unité 5 de la centrale de Sundance. Se reporter à la note 6 pour plus de détails.

H. Achèvement de la conversion au gaz de l'unité 2 de la centrale de Keephills et de l'unité 6 de la centrale de Sundance

Le 19 juillet 2021, la Société a annoncé l'achèvement de la conversion de l'unité 2 de la centrale de Keephills, qui est passée du charbon thermique au gaz naturel. En février 2021, la Société a également achevé la conversion au gaz naturel de l'unité 6 de la centrale de Sundance. L'unité 2 de la centrale de Keephills et l'unité 6 de la centrale de Sundance conserveront toutes deux leur capacité nominale de production de 395 MW et de 401 MW, respectivement.

I. Vente du gazoduc Pioneer

Le 30 juin 2021, la Société a clôturé la vente précédemment annoncée du gazoduc Pioneer à ATCO Gas and Pipelines Ltd. («ATCO») pour un prix de vente total de 255 millions de dollars. Le produit en espèces net revenant à TransAlta au titre de la vente de sa participation de 50 % totalisait environ 128 millions de dollars, sous réserve de certains ajustements. Après la clôture de la transaction, le gazoduc Pioneer a été intégré aux systèmes de transport de gaz naturel de NOVA Gas Transmission Ltd. («NGTL») et d'ATCO en Alberta afin d'assurer un approvisionnement fiable en gaz naturel aux centrales électriques de la Société à Sundance et à Keephills. Dans le cadre de la transaction, TransAlta a conclu d'autres contrats de livraison à long terme avec NGTL portant à 400 TJ/jour le volume visé au titre des services de livraison de gaz, nouveaux et existants, d'ici la fin de 2023. Se reporter à la note 20 pour plus de détails.

Par suite de la vente, la Société a décomptabilisé les actifs connexes du gazoduc Pioneer qui étaient classés comme étant détenus en vue de la vente (97 millions de dollars) et 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 entraîné la décomptabilisation de l'actif au titre du droit d'utilisation (41 millions de dollars) et de l'obligation locative (43 millions de dollars) se rapportant au gazoduc, donnant lieu à un profit de 2 millions de dollars.

J. Prolongation du contrat de la centrale de cogénération de Sarnia

Le 12 mai 2021, la Société a conclu un contrat d'approvisionnement en énergie modifié et mis à jour avec l'un de ses grands clients industriels en vue de la fourniture d'électricité et de vapeur produites à la centrale de cogénération de Sarnia. Ce contrat proroge l'échéance du contrat initial, qui passe du 31 décembre 2022 au 31 décembre 2032. Le contrat stipule que si la Société ne parvient pas à conclure un nouveau contrat avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario ou à conclure des contrats avec d'autres clients industriels visant la centrale de cogénération de Sarnia dont la durée s'étend au-delà du 31 décembre 2025, le contrat modifié et mis à jour prendra fin automatiquement le 31 décembre 2025.

K. Projet de parc éolien Garden Plain

Le 3 mai 2021, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un CAÉ à long terme avec Pembina Pipeline Corporation («Pembina») aux termes duquel Pembina s'est engagée à acheter les crédits d'électricité renouvelable et crédits environnementaux associés à 100 MW sur la capacité de production du projet de parc éolien Garden Plain («Garden Plain») de 130 MW en Alberta. En vertu d'un contrat distinct, Pembina a l'option d'acquérir une participation de 37,7 % dans le projet (49 % de la quantité prévue par le CAÉ). L'option doit être exercée au plus tard 30 jours après la date de mise en service. Si Pembina exerçait cette option, TransAlta demeurerait l'exploitant de l'installation et recevrait des frais de service. Les premières activités de construction ont commencé au troisième trimestre de 2021 et le projet devrait être achevé au deuxième semestre de 2022.

L. Demande de Mangrove

Le 23 avril 2019, The Mangrove Partners Master Fund Ltd. («Mangrove») a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario, dans le cadre de laquelle TransAlta Corporation, tous les membres du conseil de TransAlta Corporation alors en fonction et Brookfield BRP Holdings (Canada) ont été désignés à titre de parties défenderesses. Mangrove tentait de faire annuler la transaction de 2019 avec Brookfield. Les parties sont parvenues à une entente de règlement confidentielle et l'action a été abandonnée devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario le 30 avril 2021.

M. Cas de force majeure lié au surchauffeur de l'unité 1 de la centrale de Keephills

L'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service du 17 mars 2015 au 17 mai 2015 en raison d'une fuite importante dans le surchauffeur secondaire. TransAlta a invoqué un cas de force majeure conformément au CAÉ en Alberta. ENMAX Energy Corporation, l'acheteur aux termes du CAÉ à ce moment-là, n'a pas contesté le cas de force majeure, mais le Balancing Pool a tenté de le faire dans l'espoir de recouvrer les 12 millions de dollars qu'il a payés à TransAlta pour les frais de paiement de capacité alors que l'unité était hors service. Les parties sont parvenues à une entente de règlement confidentielle le 21 avril 2021 et l'affaire est maintenant réglée.

N. Acquisitions de TransAlta Renewables

Le 26 février 2021, la Société a vendu sa participation directe de 100 % dans le projet de parc éolien Windrise («Windrise») de 206 MW à TransAlta Renewables pour une contrepartie de 213 millions de dollars. Le solde des coûts de construction de Windrise est payé par TransAlta Renewables. L'installation des éoliennes est désormais terminée, les dernières activités de mise en service sont en cours et la mise en service est en voie d'être réalisée comme prévu en novembre 2021.

Le 1^{er} avril 2021, la Société a également vendu sa participation financière de 100 % dans la centrale de cogénération Ada («Ada») de 29 MW et sa participation financière de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck («Skookumchuck») de 137 MW à TransAlta Renewables pour une contrepartie de respectivement 43 millions de dollars et 103 millions de dollars. Ces deux installations sont entièrement opérationnelles. Par suite de ces transactions, une filiale de TransAlta détient directement Ada et Skookumchuck et a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées reflet qui reflètent sa participation financière dans les installations. La centrale de cogénération Ada est visée par un CAÉ jusqu'en 2026. Le parc éolien Skookumchuck est visé par un CAÉ à long terme en vigueur jusqu'en 2040 conclu avec une contrepartie ayant une notation de qualité investissement.

0. Pandémie mondiale

L'Organisation mondiale de la Santé a déclaré l'épidémie de COVID-19 urgence de santé publique de portée internationale le 30 janvier 2020, pour ensuite la qualifier de pandémie mondiale le 11 mars 2020.

Malgré les défis liés à la pandémie, toutes les installations de la Société demeurent entièrement opérationnelles et en mesure de répondre aux besoins de ses clients, à l'exception du parc éolien de Kent Hills, dont il a été question précédemment, pour une raison qui n'est pas liée à la COVID-19. La Société poursuit ses activités et continue de servir l'ensemble de ses clients et de ses contreparties conformément aux modalités de leurs contrats. La Société n'a pas subi d'interruption quant aux exigences de service en raison de la pandémie de COVID-19. La fourniture d'électricité et de vapeur demeure une exigence de service primordiale pour tous nos clients et a été considérée comme un service essentiel dans les territoires de la Société.

4. Produits des activités ordinaires

A. Ventilation des produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires 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 septembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta	Centralia	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Électricité et autres ¹	8	37	68	33	9	3	—	—	158
Crédits environnementaux ²	—	14	—	—	—	—	—	—	14
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Produits des activités ordinaires tirés de contrats de location ³	—	—	4	—	—	—	—	—	4
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ⁴	—	(20)	7	—	15	52	86	1	141
Produits tirés des activités de détail et autres ¹	88	21	9	2	297	116	—	—	533
Total des produits des activités ordinaires	96	52	88	35	321	171	86	1	850
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	—	14	—	—	6	3	—	—	23
Au fil du temps	8	37	68	33	3	—	—	—	149
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	8	51	68	33	9	3	—	—	172

1) Les CAÉ en Alberta pour les secteurs Hydroélectricité et Énergie thermique en Alberta conclus avec le Balancing Pool ont expiré le 31 décembre 2020. Ces centrales ont commencé à être exploitées sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta.

2) Les produits des activités ordinaires tirés des crédits environnementaux comprennent les produits intersectoriels générés par les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité. Ils sont comptabilisés comme crédits d'émission et sont utilisés pour contrebalancer les obligations environnementales. Le secteur Siège social tient compte de l'élimination de ces produits des activités ordinaires.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et 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.

Trois mois clos le 30 septembre 2020	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta	Centralia	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Électricité et autres ¹	37	29	51	24	81	3	–	–	225
Crédits environnementaux ²	–	18	–	–	–	–	–	–	18
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	37	47	51	24	81	3	–	–	243
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³									
	–	–	–	16	14	–	–	–	30
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ⁴									
	–	3	3	–	(5)	45	50	1	97
Produits tirés des activités de détail et autres									
	4	11	3	3	52	71	–	–	144
Total des produits des activités ordinaires	41	61	57	43	142	119	50	1	514
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	–	7	–	–	6	3	–	–	16
Au fil du temps	37	40	51	24	75	–	–	–	227
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	37	47	51	24	81	3	–	–	243

1) Certains soldes des contrats du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont été reclassés des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients aux produits tirés des activités de détail et autres ou aux produits des activités ordinaires tirés des contrats de location.

2) Les produits des activités ordinaires tirés des crédits environnementaux comprennent les produits intersectoriels générés par les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité. Ils sont comptabilisés comme crédits d'émission et sont utilisés pour contrebalancer les obligations environnementales. Le secteur Siège social tient compte de l'élimination de ces produits des activités ordinaires.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et 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.

Neuf mois clos le 30 septembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta	Centralia	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Électricité et autres ¹	21	149	176	90	23	6	—	—	465
Crédits environnementaux ²	—	23	—	—	—	—	—	—	23
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
	21	172	176	90	23	6	—	—	488
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³									
	—	—	14	—	—	—	—	—	14
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ⁴									
	—	(21)	11	—	(81)	150	185	6	250
Produits tirés des activités de détail et autres ¹									
	278	62	14	6	833	166	—	—	1 359
Total des produits des activités ordinaires									
	299	213	215	96	775	322	185	6	2 111
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	—	—	14	6	—	—	43
Au fil du temps									
	21	149	176	90	9	—	—	—	445
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
	21	172	176	90	23	6	—	—	488

1) Les CAÉ en Alberta pour les secteurs Hydroélectricité et Énergie thermique en Alberta conclus avec le Balancing Pool ont expiré le 31 décembre 2020. Ces centrales ont commencé à être exploitées sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta.

2) Les produits des activités ordinaires tirés des crédits environnementaux comprennent les produits intersectoriels générés par les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité. Ils sont comptabilisés comme crédits d'émission et sont utilisés pour contrebalancer les obligations environnementales. Le secteur Siège social tient compte de l'élimination de ces produits des activités ordinaires.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et 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.

Neuf mois clos le 30 septembre 2020	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta	Centralia	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Électricité et autres ¹	112	160	146	67	236	8	–	–	729
Crédits environnementaux ²	–	18	–	–	–	–	–	(5)	13
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	112	178	146	67	236	8	–	(5)	742
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³									
	–	–	–	47	41	–	–	–	88
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation ⁴									
	–	8	4	–	17	211	103	4	347
Produits tirés des activités de détail et autres									
	9	54	6	7	194	110	–	–	380
Total des produits des activités ordinaires	121	240	156	121	488	329	103	(1)	1 557
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	–	18	–	–	17	8	–	–	43
Au fil du temps	112	160	146	67	219	–	–	(5)	699
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	112	178	146	67	236	8	–	(5)	742

1) Certains soldes des contrats du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont été reclassés des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients aux produits tirés des activités de détail et autres ou aux produits des activités ordinaires tirés des contrats de location.

2) Les produits des activités ordinaires tirés des crédits environnementaux comprennent les produits intersectoriels générés par les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité. Ils sont comptabilisés comme crédits d'émission et sont utilisés pour contrebalancer les obligations environnementales. Le secteur Siège social tient compte de l'élimination de ces produits des activités ordinaires.

3) Total des produits locatifs, y compris les loyers conditionnels liés à certains CAÉ et 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.

5. Charges selon leur nature

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

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2021		2020		2021		2020	
	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 ¹	80	–	30	–	200	–	101	–
Coûts du combustible – charbon ^{1,2}	53	–	86	–	123	–	171	–
Redevances, coûts de location des terrains et autres coûts directs	4	–	5	–	14	–	16	–
Achats d'électricité	107	–	46	–	240	–	110	–
Amortissement minier ³	74	–	33	–	179	–	86	–
Salaires et avantages sociaux	9	67	14	60	26	174	39	181
Autres charges d'exploitation ⁴	–	64	–	54	–	213	–	173
Total	327	131	214	114	782	387	523	354

1) Au premier trimestre de 2021, les coûts du combustible ont été divisés pour présenter séparément les coûts du gaz naturel et ceux du charbon dans le tableau ci-dessus, et les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés du poste Coûts du combustible et des achats d'électricité au poste Coûts de conformité liés au carbone dans les comptes de résultat consolidés résumés. Les montants des périodes antérieures ont été ajustés afin de refléter ces reclassements.

2) Le poste Coûts du combustible – charbon pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 comprenait des montants de respectivement 5 millions de dollars et 16 millions de dollars liés à la dépréciation des stocks de charbon comptabilisée en 2021 (30 septembre 2020 – 22 millions de dollars et 22 millions de dollars). Se reporter à la note 13 pour plus de détails.

3) Le poste Amortissement minier pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021 comprenait des montants de respectivement 19 millions de dollars et 48 millions de dollars liés à l'amortissement minier qui avait été initialement comptabilisé comme composante du coût standard des stocks de charbon et qui avait ensuite subi une dépréciation en 2021. Se reporter à la note 13 pour plus de détails.

4) Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration comprenaient des montants de respectivement 5 millions de dollars et 30 millions de dollars liés à la réduction de valeur des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel. Se reporter à la note 13 pour plus de détails.

6. Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
<i>Dépréciation des immobilisations corporelles :</i>				
Centrales et projets du secteur Énergie thermique en Alberta	324	70	324	70
Mine de Highvale	185	—	185	—
Projet de centrale de cogénération de Kaybob	—	—	27	—
Énergie thermique en Alberta – autres ¹	—	—	10	—
Centrales éoliennes	10	—	10	—
Centrales hydroélectriques	9	2	9	2
Dépréciation des immobilisations incorporelles – droits relatifs aux mines de charbon ²	3	—	17	—
Variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service ³	44	4	38	(5)
Dépréciation d'actifs	575	76	620	67

1) 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. Les montants ont été ajustés en fonction de la valeur recouvrable prévue diminuée des coûts de sortie.

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

3) La variation s'explique principalement par les variations des taux d'actualisation des actifs mis hors service.

A. 2021

Projets du secteur Énergie thermique en Alberta

Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs dans le secteur Énergie thermique en Alberta en raison de la décision d'interrompre le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance (190 millions de dollars) et de la mise hors service prévue de l'unité 1 de la centrale de Keephills, le 31 décembre 2021 (78 millions de dollars), et de l'unité 4 de la centrale de Sundance, le 1^{er} avril 2022 (56 millions de dollars). Les tests de dépréciation de l'unité 1 de la centrale de Keephills et de l'unité 4 de la centrale de Sundance étaient fondés sur les valeurs de récupération estimatives de ces unités qui étaient supérieures aux avantages économiques attendus de celles-ci. En ce qui a trait au projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, le test de dépréciation était fondé sur la valeur recouvrable estimée d'après la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie à la revente du matériel pour ce qui est des actifs en construction et d'après la valeur de récupération estimative pour ce qui est du reste des coûts. L'évaluation de la juste valeur des actifs en construction est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Au 30 septembre 2021, le total de la valeur recouvrable estimée et de la valeur de récupération estimative restantes du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance s'établissait à 33 millions de dollars. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante sur ces dépréciations d'actifs. La Société a décidé de mettre hors service les actifs et d'interrompre le projet après avoir évalué les conditions futures du marché, l'âge et l'état des unités en service et en tenant compte de l'orientation stratégique de TransAlta vers des solutions d'énergie renouvelable centrées sur le client.

Mine de Highvale

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

Centrales éoliennes

Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une dépréciation de 8 millions de dollars à l'égard d'un actif éolien pour tenir compte d'une augmentation des frais de démantèlement estimés par suite de la revue d'une étude technique réalisée récemment. Se reporter à la note 15 pour en savoir plus sur les variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état. L'évaluation de la juste valeur diminuée des coûts de sortie qui en découle est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs et la Société a ajusté à la baisse la valeur attendue, la ramenant à 65 millions de dollars au 30 septembre 2021 au moyen de taux d'actualisation de 5,0 % (5,3 % au 31 décembre 2020). Les principales hypothèses ayant une incidence sur le calcul de la juste valeur portent sur la production d'électricité, les prix de vente et les coûts, lesquels sont assujettis à une incertitude relative à la mesure.

Au 30 septembre 2021, la Société a comptabilisé une dépréciation de 2 millions de dollars attribuable à la défaillance de la tour de Kent Hills Wind LP. Se reporter à la note 3 B) pour plus de détails.

Centrales hydroélectriques

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

Projet de centrale de cogénération de Kaybob

Energy Transfer Canada, auparavant SemCAMS Midstream ULC («ET Canada»), a prétendument résilié les ententes liées à la mise en valeur, à la construction et à l'exploitation 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. Se reporter à la note 20 pour plus de détails.

B. 2020

Unité 3 de la centrale de Sundance

Au troisième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 70 millions de dollars sur l'unité 3 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de mettre cette unité hors service le 31 juillet 2020. Le test de dépréciation était fondé sur la valeur d'utilité et comprenait les flux de trésorerie futurs estimatifs devant être générés par l'unité jusqu'à sa mise hors service le 31 juillet 2020. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante.

Centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique

Au troisième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 2 millions de dollars attribuable à un examen des ressources hydriques mené après la construction, ce qui a entraîné une révision de la production prévue à une centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique.

Les dépréciations susmentionnées pour 2020 ont été contrebalancées par une reprise de dépréciation d'actifs liée à des changements dans le passif lié au démantèlement de la mine de Centralia et de l'unité 1 de la centrale de Sundance, qui ne sont plus en exploitation et qui ont atteint la fin de leur durée d'utilité.

7. Autres résultats d'exploitation, montant net

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Entente sur l'élimination du charbon en Alberta	(10)	(10)	(30)	(30)
Règlements avec des fournisseurs	43	—	43	—
Provision pour contrat déficitaire de la mine de Highvale	14	—	14	—
Recouvrements d'assurance	—	—	(1)	—
Autres résultats d'exploitation, montant net	47	(10)	26	(30)

A. Entente sur l'élimination du charbon en Alberta

La Société reçoit des paiements du gouvernement de l'Alberta pour l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions de ses centrales alimentées au charbon, notamment l'unité 3 de la centrale de Keephills, l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness.

Aux termes de l'entente, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 et jusqu'à la fin de 2030. La Société comptabilise uniformément les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon tout au long de l'exercice. La réception des paiements est sous réserve du respect de certaines modalités et conditions. La principale condition de l'entente sur l'élimination du charbon est l'élimination de toutes les émissions des centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Toutefois, les centrales touchées pourront en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant une autre méthode que la production d'électricité à partir du charbon qui entraîne des émissions après le 31 décembre 2030. En juillet 2018, la Société a obtenu du financement fondé sur les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Se reporter aux notes 4 X) et 24 de nos états financiers consolidés annuels audités de 2020 pour plus de précisions.

B. Règlements avec des fournisseurs

Au troisième trimestre de 2021, un montant de 27 millions de dollars a été passé en charges au titre des montants dus à des sous-traitants puisque nous n'avons pas réalisé le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance. Compte tenu de l'interruption du projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et du changement de stratégie de la Société, nous avons également déprécié un actif reporté comptabilisé antérieurement puisqu'il n'est plus probable que nous engagions suffisamment de capitaux ou de dépenses d'exploitation pour utiliser le montant restant. La Société a déprécié le solde résiduel de l'actif reporté de 10 millions de dollars (8 millions de dollars américains) au troisième trimestre de 2021. Un montant additionnel de 6 millions de dollars a été passé en charges au titre des montants dus à des sous-traitants puisque nous n'avons pas procédé à la construction de matériel à l'unité 1 de la centrale de Keephills au troisième trimestre de 2021.

C. Provision pour contrat déficitaire pour le contrat de redevances sur le charbon

Au troisième trimestre de 2021, une provision pour contrat déficitaire concernant les paiements de redevances futurs de 14 millions de dollars a été comptabilisée à la suite de la décision d'accélérer la fermeture de la mine de Highvale. La mine de Highvale a maintenant été retirée de l'UGT marchande de l'Alberta. Les paiements de redevances futurs restants liés à l'extraction du charbon n'ont aucun avantage économique futur et représentent donc un contrat déficitaire qui exige la comptabilisation de la totalité de la charge au 30 septembre 2021.

8. Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Intérêt sur la dette	41	39	121	121
Intérêt sur les débentures échangeables	8	7	22	22
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	7	—	21	—
Produits d'intérêts	(2)	(2)	(8)	(7)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(5)	(2)	(13)	(4)
Intérêts sur les obligations locatives	1	2	5	6
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	5	4	13	13
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	—	—	1	—
Divers	(1)	—	1	1
Désactualisation des provisions	9	8	23	23
Charge d'intérêts nette	63	56	186	175

9. Impôts sur le résultat

Les composantes de la charge (du recouvrement) d'impôts sur le résultat sont comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Charge d'impôt exigible	24	19	59	40
Recouvrement d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(125)	(38)	(144)	(62)
Charge d'impôt différé liée aux différences temporaires relatives au placement dans une filiale	2	—	2	—
Charge d'impôt différé découlant de la réduction (reprise de réductions antérieures) de valeur des actifs d'impôt différé ¹	77	9	125	(3)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(22)	(10)	42	(25)

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Charge d'impôt exigible	24	19	59	40
Recouvrement d'impôt différé	(46)	(29)	(17)	(65)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(22)	(10)	42	(25)

1) Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, la Société a comptabilisé une réduction de valeur des actifs d'impôt différé de respectivement 77 millions de dollars et 125 millions de dollars (30 septembre 2020 - réduction de valeur de 9 millions de dollars et reprise d'une réduction antérieure de 3 millions de dollars). 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 détenues directement. La Société évalue à la fin de chaque période s'il est probable que ses activités aux États-Unis détenues directement puissent générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. La Société a sorti ces actifs du bilan, puisqu'il n'est pas considéré comme probable que ses activités aux États-Unis détenues directement pourront générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes.

10. Participations ne donnant pas le contrôle

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Résultat net				
TransAlta Cogeneration L.P.	17	5	48	10
TransAlta Renewables	10	2	40	19
	27	7	88	29
Total du résultat global				
TransAlta Cogeneration L.P.	17	5	48	10
TransAlta Renewables	17	63	9	70
	34	68	57	80
Distributions en espèces versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.	25	8	42	12
TransAlta Renewables	25	19	75	57
	50	27	117	69

Aux	30 sept. 2021	31 déc. 2020
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		
TransAlta Cogeneration L.P.	142	136
TransAlta Renewables	882	948
	1 024	1 084
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)		
TransAlta Cogeneration L.P.	49,99	49,99
TransAlta Renewables	39,9	39,9

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-dessous. 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.

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 2020.

Les informations sur les contrats ou les groupes de contrats au titre des activités de gestion du risque qui sont inclus dans les évaluations de niveau III et les données d'entrée non observables et les sensibilités qui s'y rattachent sont comme suit, compte non tenu de l'incidence sur la juste valeur de certaines données d'entrée non observables comme les liquidités et les escomptes de crédit («justes valeurs de base») ainsi que les profits et les pertes initiaux ou l'incidence compensatoire des positions de niveau II. 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 et les corrélations des produits de base, le volume des livraisons, les taux d'indexation et le coût de l'approvisionnement.

Au		30 septembre 2021				
Description	Juste valeur de base	Sensibilité	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Fourchette	Variation possible raisonnable
Ventes d'électricité à long terme - États-Unis	252	+25 -152	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	27 \$ US à 48 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 18 \$ US
				Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	27 \$ US à 48 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 18 \$ US
				Volatilité	33 % à 65 %	80 % à 120 %
Livraison de charbon - États-Unis	(41)	+2 -12	Évaluation numérique des instruments dérivés	Augmentation du tarif ferroviaire	22 \$ à 24 \$	Zéro à 4 %
Contrats d'approvisionnement exclusif - est des États-Unis	(156)	+6 -5	Statistiques historiques («bootstrap»)	Coût de l'approvisionnement	Volume	95 % à 105 %
				Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	34 \$ US à 48 \$ US	Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme - est des États-Unis	(33)	+23 -22	Prévisions de prix à long terme	Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité)	2 \$ US à 16 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 2 \$ US
				Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	65 \$ à 100 \$	Baisse du prix de 27 \$ ou hausse de 5 \$
Ventes d'énergie éolienne à long terme - Canada	(10)	+41 -17	Prévisions de prix à long terme	Escomptes mensuels sur l'énergie éolienne	38 % à 54 %	Baisse de 5 % ou hausse de 5 %
Autres	(8)	+7 -5				

Au	31 décembre 2020					
Description	Juste valeur de base	Sensibilité	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Fourchette	Variation possible raisonnable
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	598	+35 -59	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	24 \$ US à 32 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 5 \$ US
				Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	24 \$ US à 32 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 5 \$ US
				Volatilité	15 % à 40 %	80 % à 120 %
Livraison de charbon – États-Unis	(16)	+3 -5	Évaluation numérique des instruments dérivés	Augmentation du tarif ferroviaire	21 \$ US à 24 \$ US	Zéro à 4 %
				Volume		95 % à 105 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	11	+3 -3	Statistiques historiques («bootstrap»)	Coût de l'approvisionnement		(+/-) 1 \$ US par MWh
				Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	35 \$ US à 52 \$ US	Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	(29)	+22 -22	Prévisions de prix à long terme	Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité)	11 \$ US	Hausse ou baisse du prix de 1 \$ US
		+5				
Autres	(4)	-5				

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. Comme le dollar américain s'est déprécié par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2020 et le 30 septembre 2021, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont diminué respectivement d'environ 2 millions de dollars 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 au profit du fournisseur qui entre en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et prend fin le 31 décembre 2025. Des techniques d'évaluation des options ont été utilisées pour évaluer l'obligation connexe.

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

La Société dispose d'un portefeuille de contrats d'approvisionnement exclusif. Dans le cadre d'une transaction exclusive à prix fixe et non adossée à des actifs, 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. À la date de passation du contrat, la Société couvre activement le risque de cours de marché au moyen de transactions financières et de transactions prévoyant la livraison avec des tiers.

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. La mise en service de la centrale a eu lieu en décembre 2019 et le contrat, qui est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2019, se prolonge sur 15 ans à partir la date de mise en service. 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 parc éolien de Garden Plain, la Société a conclu un CAÉ virtuel aux termes duquel la Société reçoit la différence entre le prix contractuel fixe par MWh et le prix du pool par MWh établi par l'AESO. Le contrat entre en vigueur dès la mise en service du parc, laquelle est prévue pour la fin de 2022, et prend fin 18 ans après cette date. La composante énergie du contrat est comptabilisée comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

En plus du CAÉ virtuel, 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.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation des contrats sont les prix à terme de l'électricité et les escomptes mensuels sur l'énergie éolienne.

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

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

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base sont classés selon leur niveau de juste valeur au 30 septembre 2021: niveau I – actif net de 27 millions de dollars (passif net de 13 millions de dollars au 31 décembre 2020), niveau II – actif net de 274 millions de dollars (passif net de 27 millions de dollars au 31 décembre 2020), niveau III – actif net de 13 millions de dollars (actif net de 582 millions de dollars au 31 décembre 2020).

Les variations importantes des actifs et passifs nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 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 résument les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base de niveau III au cours des périodes de neuf mois closes respectivement les 30 septembre 2021 et 2020 :

	Neuf mois clos le 30 septembre 2021			Neuf mois clos le 30 septembre 2020		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	573	9	582	678	8	686
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	(249)	(100)	(349)	23	17	40
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	—	(123)	(123)	—	(6)	(6)
Contrats réglés	(83)	(10)	(93)	(52)	(5)	(57)
Variation des taux de change	(4)	—	(4)	18	(2)	16
Actifs (passifs) nets de gestion du risque à la fin de la période	237	(224)	13	667	12	679
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Profits (pertes) comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	(253)	—	(253)	41	—	41
Total des profits (pertes) compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	83	(223)	(140)	52	9	61
Profits (pertes) latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux actifs nets détenus à la fin de la période	—	(233)	(233)	—	4	4

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 11 millions de dollars au 30 septembre 2021 (passif net de 12 millions de dollars au 31 décembre 2020), sont classés au niveau II de la hiérarchie des justes valeurs. Les variations importantes dans les autres actifs nets de gestion du risque au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 sont principalement attribuables aux variations favorables des taux de change et des taux d'intérêt.

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 septembre 2021	—	779	—	779	733
Dette à long terme au 30 septembre 2021	—	3 157	—	3 157	3 006
Titres échangeables au 31 décembre 2020	—	769	—	769	730
Dette à long terme au 31 décembre 2020	—	3 480	—	3 480	3 227

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

	Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020
Profit net non amorti (perte nette non amortie) au début de la période	(33)	9
Nouveaux profits initiaux	15	4
Variation des taux de change	–	(1)
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(6)	(30)
Perte nette non amortie à la fin de la période¹	(24)	(18)

1) Au troisième trimestre de 2020, le profit initial net sur le contrat de vente d'électricité à long terme, à prix fixe, aux États-Unis s'est transformé en position de perte en fonction de la courbe des prix à terme du jour 1 lors de la passation du contrat.

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. La stratégie, les politiques et les contrôles de gestion du risque de la Société sont conçus de sorte que le risque qu'elle assume respecte 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 2020.

A. Actifs et passifs nets de gestion du risque

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

Au 30 septembre 2021

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	(42)	19	(23)
Non courants	278	59	337
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	236	78	314
Divers			
Courants	6	(1)	5
Non courants	—	6	6
Autres actifs nets de gestion du risque	6	5	11
Total des actifs nets de gestion du risque	242	83	325

Au 31 décembre 2020

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	101	(11)	90
Non courants	471	(19)	452
Actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base	572	(30)	542
Divers			
Courants	(9)	(4)	(13)
Non courants	—	1	1
Autres passifs nets de gestion du risque	(9)	(3)	(12)
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	563	(33)	530

B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

I. Risque de marché

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

Le secteur Commercialisation de l'énergie de la Société mène les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché. La valeur à risque («VaR») sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation pour compte propre de la Société, sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 %, résultant des fluctuations normales du marché. Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. La VaR au 30 septembre 2021 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 7 millions de dollars (1 million de dollars au 31 décembre 2020).

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. La VaR sert à déterminer les variations possibles de la valeur des instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de production, 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 à ces activités influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. Au 30 septembre 2021, 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 43 millions de dollars (12 millions de dollars au 31 décembre 2020). En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les transactions d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces transactions sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché liées à celles-ci ayant une incidence sur le résultat net de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 30 septembre 2021, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 34 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2020).

II. Risque de crédit

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes lorsque des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit l'exposition maximale au risque de crédit de la Société, compte non tenu des garanties détenues, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 30 septembre 2021 :

	Note de qualité investissement (en pourcentage)	Note de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	91	9	100	516
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	100	—	100	192
Actifs de gestion du risque ¹	99	1	100	856
Prêt à recevoir ²	—	100	100	55
Total				1 619

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) La contrepartie n'a aucune note de solvabilité externe. Le prêt à recevoir est comptabilisé dans les autres actifs.

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 53 millions de dollars au 30 septembre 2021 (22 millions de dollars au 31 décembre 2020). TransAlta a pris des mesures de suivi et d'atténuation du risque supplémentaires pour répondre aux répercussions en cours de la pandémie de COVID-19.

III. Risque de liquidité

TransAlta maintient une situation financière solide, sans problèmes de liquidités. 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 :

	2021	2022	2023	2024	2025	2026 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	774	—	—	—	—	—	774
Dette à long terme ¹	30	621	162	119	134	1 972	3 038
Titres échangeables ²	—	—	—	—	750	—	750
Passifs (actifs) de gestion du risque lié aux produits de base	5	9	(85)	(140)	(100)	(3)	(314)
Autres passifs (actifs) de gestion du risque	1	(5)	(3)	(3)	—	(1)	(11)
Obligations locatives ³	2	(6)	4	3	2	79	84
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives ⁴	55	145	121	115	109	858	1 403
Intérêt sur les titres échangeables ^{2,4}	13	52	53	53	—	—	171
Dividendes à verser	51	—	—	—	—	—	51
Total	931	816	252	147	895	2 905	5 946

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

2) On suppose que les débentures seront échangées le 1^{er} janvier 2025. Se reporter à la note 17 pour plus de détails.

3) Les obligations locatives comprennent un incitatif à la location de 13 millions de dollars, qui devrait être reçu en 2022.

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

C. Garanties et 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 d'évaluation du crédit. Certains instruments dérivés de la Société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent qu'une garantie soit fournie seulement si un événement défavorable important lié au crédit survient.

Au 30 septembre 2021, la Société avait fourni une garantie de 332 millions de dollars (163 millions de dollars au 31 décembre 2020) 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, obligerait la Société à fournir une garantie additionnelle de 181 millions de dollars à ses contreparties (85 millions de dollars au 31 décembre 2020).

13. Stocks

Le coût du charbon de la mine de Highvale continue d'augmenter en raison de la décision de la Société de convertir les centrales alimentées au charbon en centrales au gaz naturel. Selon les prix actuels de l'électricité, la Société ne s'attend pas à pouvoir recouvrer le coût du charbon. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, les coûts du combustible et des achats d'électricité comprennent une réduction de valeur de respectivement 24 millions de dollars et 64 millions de dollars sur les stocks de charbon produits en interne comptabilisée pour les ramener à leur valeur nette de réalisation, dont une tranche de respectivement 19 millions de dollars et 48 millions de dollars se rapporte à l'augmentation de l'amortissement découlant de la fermeture accélérée de la mine.

Les composantes des stocks sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 sept. 2021	31 déc. 2020
Pièces et matériaux	76	107
Charbon	43	83
Frais de découverte différés	3	8
Gaz naturel	2	2
Crédits d'émission achetés	62	38
Total	186	238

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration comprenaient une réduction de valeur de 30 millions de dollars des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz naturel. En raison de la fermeture accélérée de la mine de Highvale et de la progression vers l'achèvement de la conversion au gaz naturel d'ici la fin de 2021, il a été établi qu'une partie des stocks de pièces et de matériaux liés au charbon ne serait pas utilisée dans les activités de nos centrales converties au gaz naturel et leur valeur a été ajustée à la baisse à leur valeur nette de réalisation prévue pour le reste de 2021.

Les coûts de conformité liés au carbone sont des coûts réglementés engagés par l'entreprise en raison des émissions de gaz à effet de serre générées par nos centrales en exploitation. L'exposition de TransAlta aux coûts de conformité liés au carbone est atténuée par l'utilisation de crédits d'émission admissibles générés par les secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité de la Société, ainsi que par l'achat de crédits d'émission sur le marché à des prix inférieurs au prix de conformité réglementé lié au carbone. Les crédits d'émission générés par nos activités en Alberta ne sont pas inscrits dans nos registres comptables, mais ils devraient être utilisés pour compenser les obligations d'émissions futures de nos secteurs Énergie thermique en Alberta et Gaz en Amérique du Nord lorsque le prix de conformité lié au carbone augmentera, ce qui réduira les coûts au comptant de conformité liés au carbone. Au 30 septembre 2021, nous disposons de 1 898 832 crédits en stock achetés à l'extérieur comptabilisés à un montant de 62 millions de dollars (1 434 761 crédits comptabilisés à un montant de 38 millions de dollars au 31 décembre 2020). La Société dispose d'environ 1 143 695 crédits d'émission admissibles générés en interne non comptabilisés (502 653 au 31 décembre 2020).

14. Immobilisations corporelles

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, la Société a comptabilisé des ajouts de respectivement 127 millions de dollars et 344 millions de dollars liés principalement aux entretiens d'envergure planifiés, aux actifs en construction pour la conversion des chaudières, au projet de parc éolien Windrise, au projet de parc éolien Garden Plain et au projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance. Se reporter à la note 6 pour plus de détails sur les imputations pour dépréciation comptabilisées en 2021.

Au 30 septembre 2021, la provision pour frais de démantèlement avait considérablement augmenté, ce qui a augmenté de 134 millions de dollars les actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles. Se reporter à la note 15 pour en savoir plus sur les changements d'estimations importants relatifs à la provision pour frais de démantèlement.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020, la Société a comptabilisé des ajouts de respectivement 129 millions de dollars et 276 millions de dollars liés aux actifs en construction pour la conversion des chaudières, au projet de parc éolien Windrise, au projet de stockage à batteries WindCharger, à la centrale de cogénération de Kaybob, aux terrains et aux dépenses d'entretien d'envergure planifié.

Au cours du troisième trimestre de 2021, la Société a vendu du matériel dans le secteur Énergie thermique en Alberta, ce qui a donné lieu à un profit à la vente de 23 millions de dollars.

15. 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	Divers	Total
Solde au 31 décembre 2020	608	65	673
Passifs contractés	—	22	22
Passifs réglés	(13)	(43)	(56)
Désactualisation	23	—	23
Révisions des flux de trésorerie estimés	159	11	170
Révisions des taux d'actualisation	11	—	11
Variation des taux de change	(1)	—	(1)
Solde au 30 septembre 2021	787	55	842

	Démantèlement et remise en état	Divers	Total
Solde au 31 décembre 2020	608	65	673
Partie courante	21	38	59
Partie non courante	587	27	614
Solde au 30 septembre 2021	787	55	842
Partie courante	30	30	60
Partie non courante	757	25	782

A. Démantèlement et remise en état

Au troisième trimestre de 2021, la Société a ajusté la provision au titre du démantèlement et de la remise en état des actifs éoliens pour tenir compte de la mise à jour des estimations par suite de la revue d'une étude technique réalisée récemment. La meilleure estimation que la Société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 120 millions de dollars. La Société a également augmenté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'environ 39 millions de dollars pour la centrale de Sundance et les unités de la centrale de Keephills au sein du secteur Énergie thermique en Alberta afin de tenir compte du changement dans le calendrier des travaux de remise en état prévus découlant de la mise hors service d'actifs et des changements dans la durée d'utilité de certains actifs.

B. Autres provisions

Les autres provisions incluent également les provisions découlant des activités d'exploitation continues et comprennent les montants relatifs aux différends commerciaux entre la Société et ses clients ou ses fournisseurs. Les renseignements à l'égard du moment prévu du règlement et des incertitudes qui pourraient avoir une incidence sur le montant ou le calendrier du règlement n'ont pas été présentés, puisque cela pourrait avoir une incidence sur la capacité de la Société à négocier le meilleur règlement.

16. Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 sept. 2021			31 déc. 2020		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	—	—	— %	114	114	2,7 %
Déventures	251	251	7,1 %	249	251	7,1 %
Billets de premier rang ³	881	888	5,4 %	886	894	5,4 %
Dette sans recours ⁴	1 742	1 761	4,1 %	1 837	1 858	4,1 %
Divers ⁵	132	138	7,1 %	141	147	7,1 %
	3 006	3 038		3 227	3 264	
Obligations locatives	84			134		
	3 090			3 361		
Moins : partie courante de la dette à long terme	(112)			(97)		
Moins : partie courante des obligations locatives	(7)			(8)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives	(119)			(105)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives	2 971			3 256		

1) L'intérêt est calculé à un taux moyen pondéré en fonction de l'encours du principal avant l'effet de la couverture.

2) Composées d'acceptations bancaires et d'autres emprunts commerciaux en vertu de facilités de crédit consenties à long terme.

3) Valeur nominale de 700 millions de dollars américains au 30 septembre 2021 (700 millions de dollars américains au 31 décembre 2020).

4) Inclut un placement de billets garantis de premier rang de 800 millions de dollars australiens (800 millions de dollars australiens au 31 décembre 2020) conclu par TEC Hedland Pty Ltd., une filiale de la Société.

5) Inclut 106 millions de dollars américains au 30 septembre 2021 (110 millions de dollars américains au 31 décembre 2020) au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

La Société dispose de facilités de crédit consortiales consenties totalisant 2,0 milliards de dollars et de facilités de crédit bilatérales consenties totalisant 0,2 milliard de dollars, dont un montant de 1,3 milliard de dollars était disponible au 30 septembre 2021 (1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2020), y compris les lettres de crédit non utilisées. Les facilités comprennent une facilité de crédit de 1,25 milliard de dollars ayant été convertie en facilité comportant un emprunt lié au développement durable et dont l'échéance a été prorogée jusqu'au 30 juin 2025. Selon les modalités de financement de la facilité, le coût d'emprunt sera lié aux cibles de TransAlta en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de diversité femmes-hommes, qui font partie de la stratégie globale de la Société sur les questions environnementales, sociales et de gouvernance, ou ESG. L'emprunt lié au développement durable prévoit un ajustement cumulatif des coûts d'emprunt sur les facilités et un ajustement correspondant de la commission d'attente (l'«ajustement lié au développement durable»). L'ajustement lié au développement durable est conçu comme un mécanisme à double sens et peut augmenter, diminuer ou demeurer stable selon la performance obtenue à l'égard de chaque cible de développement durable par rapport aux cibles de performance intermédiaires qui ont été fixées pour chaque année de la durée de la facilité de crédit. En outre, l'échéance des facilités de crédit bilatérales consenties de la Société a également été repoussée au 30 juin 2023.

Au 30 septembre 2021, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

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

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

17. Titres échangeables

A. Émission de 750 millions de dollars de titres échangeables

Aux	30 sept. 2021			31 déc. 2020		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Déventures échangeables échéant le 1 ^{er} mai 2039	333	350	7 %	330	350	7 %
Actions privilégiées échangeables ¹	400	400	7 %	400	400	7 %
Total des titres échangeables	733	750		730	750	

1) Les dividendes sur actions privilégiées échangeables sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

Le 5 août 2021, la Société a déclaré un dividende, payable le 30 novembre 2021, de 7 millions de dollars sur les actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables de série I (les «actions privilégiées échangeables») émises et en circulation au taux fixe de 1,745 % par action. Le 1^{er} novembre 2021, la Société a déclaré un dividende de 7 millions de dollars sur les actions privilégiées échangeables au taux fixe de 1,764 % par action payable le 30 novembre 2021. Aux fins comptables, les actions privilégiées échangeables sont considérées comme une dette et, par conséquent, les dividendes sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts (note 8).

B. Option d'échange

Aux	30 sept. 2021		31 déc. 2020	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Description		Néant		Néant
Option d'échange – dérivé incorporé	–	-31	–	-33

La Société a conclu une convention d'investissement aux termes de laquelle Brookfield Renewable Partners et des membres du même groupe (collectivement «Brookfield») ont investi 750 millions de dollars dans la Société par l'intermédiaire de l'achat de titres échangeables.

La convention d'investissement confère à Brookfield le droit d'échanger tous les titres échangeables en circulation contre une participation pouvant aller jusqu'à 49 % dans une entité constituée pour détenir les actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta après le 31 décembre 2024. La juste valeur de l'option d'échange est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs étant donné qu'il n'y a aucune donnée du marché observable disponible. Par conséquent, l'option d'échange est évaluée en utilisant un modèle d'évaluation axé sur les prévisions avec des données d'entrée fondées sur les données historiques et les variations des taux d'actualisation sous-jacents, uniquement lorsque ces variations représentent un changement à long terme dans la valeur de l'option d'échange.

La fourchette de sensibilité de la juste valeur de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, hypothèses qui ont trait principalement à la variation du taux d'actualisation implicite des flux de trésorerie futurs. L'analyse de sensibilité a été préparée selon l'estimation, par la Société, qu'une variation du taux d'actualisation implicite du flux de trésorerie futur de 1 % du taux d'actualisation est une variation raisonnablement possible.

18. 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.

	Neuf mois clos les 30 sept.			
	2021		2020	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	269,8	2 896	277,0	2 978
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	–	(3)	–	(4)
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA	–	–	(2,8)	(30)
Options d'achat d'action exercées	1,2	8	–	–
Émises et en circulation à la fin de la période	271,0	2 901	274,2	2 944

B. OPRA

Le 25 mai 2021, la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une 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 18 mai 2021. 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 2021 et se termine le 30 mai 2022.

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.

	30 sept. 2021	30 sept. 2020
Total des actions rachetées	—	2 849 400
Prix de rachat moyen par action		7,51 \$
Coût total	—	21
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	—	30
Montant comptabilisé dans le déficit	—	9

C. Dividendes

Le 5 août 2021, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,045 \$ par action ordinaire, payé le 1^{er} octobre 2021. Le 28 septembre 2021, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,05 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} janvier 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.

D. Options sur actions

Le 4 mai 2021, la Société a approuvé les modifications du régime d'options sur actions visant à réduire le nombre global d'actions ordinaires réservées aux fins d'émission dans le cadre de ce programme. Les modifications font passer le nombre global d'actions ordinaires réservées aux fins d'émission à 14 500 000 actions ordinaires au 31 mars 2021 (16 500 000 actions ordinaires au 31 décembre 2020).

19. 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 sept. 2021		31 déc. 2020	
	Nombre d'actions (en millions)	Montant	Nombre d'actions (en millions)	Montant
Série A	9,6	235	10,2	248
Série B	2,4	58	1,8	45
Série C	11,0	269	11,0	269
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 18 mars 2021, la Société a annoncé que 1 417 338 des 10,2 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A (les «actions de série A») et 871 871 des 1,8 million d'actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les «actions de série B») avaient été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, respectivement en actions de série B et en actions de série A, compte tenu de tous les avis de choix reçus. Par suite de la conversion, la Société avait 9,6 millions d'actions de série A et 2,4 millions d'actions de série B émises et en circulation au 31 mars 2021.

B. Dividendes

Le tableau suivant résume la valeur des dividendes déclarés sur les actions privilégiées au cours des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2021 et 2020 :

Série	Montants trimestriels	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
		2021	2020	2021 ¹	2020
A	0,17981	1	2	3	5
B ²	0,13479	1	—	1	1
C	0,25169	3	3	6	9
E	0,32463	3	3	6	9
G	0,31175	2	2	4	6
Total pour la période		10	10	20	30

1) Au premier trimestre de 2021, la Société n'a déclaré aucun dividende, le dividende trimestriel pour la période correspondant au premier trimestre de 2021 ayant été déclaré en décembre 2020.

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

Le 5 août 2021, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payé le 30 septembre 2021, de 0,17981 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,13479 \$ 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 1^{er} novembre 2021, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 31 décembre 2021, de 0,17981 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,13970 \$ 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.

20. Engagements et éventualités

A. Engagements

En plus des engagements présentés ailleurs dans les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités et de ceux présentés dans les états financiers annuels audités de 2020, la Société a conclu, en 2021, les engagements contractuels supplémentaires qui suivent, soit directement soit au moyen de ses participations dans des entreprises communes. Les paiements futurs approximatifs en vertu de ces contrats sont présentés dans le tableau ci-après. En outre, certains engagements présentés dans les états financiers annuels audités de 2020 sont basés sur des prix variables. Les mises à jour importantes des contrats comportant des prix variables sont présentées ci-après.

Contrats de gaz naturel et de livraison

Dans le cadre de la vente du gazoduc Pioneer, la Société a conclu un contrat de 15 ans pour la livraison de 275 TJ/jour de gaz naturel supplémentaire sur une base ferme d'ici 2023, ce qui représente un nouvel engagement de 439 millions de dollars pour les 15 prochaines années. Ce contrat remplace, en partie, l'engagement actuel de la Société visant la livraison de 139 TJ/jour de gaz naturel provenant du gazoduc Pioneer sur une période de 15 ans, qui a pris fin le 30 juin 2021 et était comptabilisé à titre de contrat de location. Par conséquent, la Société dispose maintenant de contrats de livraison fermes de 400 TJ/jour de gaz d'ici 2023. En outre, le 30 juin 2021, le contrat de la Société visant l'achat de 139 TJ/jour de gaz naturel auprès de Tidewater a été résilié, ce qui réduit de 1,7 milliard de dollars les engagements présentés au 31 décembre 2020.

Croissance

Dans le cadre du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction ont été conclus pour la construction du projet. De nouveaux engagements de 13 millions de dollars pour le reste de 2021 et de 44 millions de dollars pour 2022 ont été conclus au troisième trimestre de 2021.

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'aient 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 2020. Les changements à ces éventualités au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 sont présentés ci-après :

I. 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 l'approvisionnement en vapeur pour ses clients industriels. Par conséquent, les clients ont présenté des réclamations en dommages-intérêts prédéterminés. De telles interruptions de l'approvisionnement en vapeur sont inhabituelles et peu fréquentes à la centrale de cogénération de Sarnia. La Société a lancé une enquête pour déterminer la source de chacun des trois incidents, laquelle devrait se terminer vers la fin de l'exercice ou au premier trimestre de 2022. Les résultats de l'enquête permettront de déterminer si des dommages-intérêts prédéterminés sont dus et, le cas échéant, leur montant.

II. Procédure visant une règle relative aux pertes de réseau

La Société prend part à une procédure visant une règle relative aux pertes de réseau devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la faculté d'ajuster rétroactivement à 2006 les charges liées aux pertes de réseau, et a demandé à l'AESO de recalculer les facteurs de perte pour la période de 2006 à 2016. Les deux premières factures représentant un montant cumulatif de 17 millions de dollars ont été reçues en 2020 et la troisième et dernière facture de 11 millions de dollars a été reçue au premier trimestre de 2021. Au deuxième trimestre de 2021, toutes les factures avaient été réglées. Des factures ajustées ont été émises par l'AESO en octobre 2021 et devront être réglées en décembre 2021. L'incidence des factures ajustées devrait s'élever à 1 million de dollars.

III. Litige lié à l'unité 3 de la centrale de cogénération de Kaybob

La Société est partie à un litige avec ET Canada en raison de la résiliation alléguée par ET Canada d'ententes intervenues entre les parties pour la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à l'installation de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South. TransAlta a entamé une procédure d'arbitrage visant à obtenir un dédommagement complet pour la résiliation injustifiée des ententes par ET Canada. ET Canada demande au tribunal de déclarer que les ententes ont été résiliées légalement. Une audience de deux semaines aura lieu à compter du 9 janvier 2023.

IV. Litige avec Fortescue Metals Group Ltd.

La Société est partie à un litige avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG») concernant la résiliation alléguée du CAÉ de la centrale de South Hedland par FMG. TransAlta poursuit FMG pour obtenir le paiement des montants facturés et impayés aux termes du CAÉ de la centrale de South Hedland et demande au tribunal de déclarer que le CAÉ est valide et exécutoire. Pour sa part, FMG demande au tribunal de déclarer que le CAÉ a été résilié légalement. Le début du procès était prévu le 3 mai 2021, mais le 2 mai 2021, la Société a conclu un règlement conditionnel avec FMG. Le procès a été reporté jusqu'à la satisfaction des conditions de règlement. La Société prévoit que les conditions seront respectées avant le 31 décembre 2021.

V. Appel de la dispense pour cause 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 ont toutefois demandé à la Cour d'appel la permission d'en appeler de la décision de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta, permission qui leur a été accordée le 13 février 2020. L'appel a été entendu le 8 juillet 2021. Par la suite, le conseiller juridique représentant ENMAX a insisté sur le fait que l'un des trois juges qui entendaient l'appel était distrait pendant l'audience. La juge en question s'est depuis abstenue de participer à la décision d'appel et les parties ont présenté leurs observations quant à savoir si les deux autres juges peuvent continuer de prendre part à la décision ou si une nouvelle audience est requise. Le 8 novembre 2021, la Cour d'appel de l'Alberta a rendu sa décision ordonnant que l'appel soit entendu de nouveau par une nouvelle formation de trois juges de la Cour d'appel à une date qui n'a pas encore été fixée.

21. Informations sectorielles

A. Résultats présentés par secteur

Trois mois clos le 30 septembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta	Centralia	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements compta- bilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	96	55	88	35	321	171	86	1	853	(3)	850
Coûts du combustible et des achats d'électricité ²	3	4	32	2	165	120	–	1	327	–	327
Coûts de conformité liés au carbone ²	–	–	6	–	41	–	–	–	47	–	47
Marge brute	93	51	50	33	115	51	86	–	479	(3)	476
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	11	14	13	9	35	13	14	23	132	(1)	131
Amortissement	8	35	11	7	43	14	–	6	124	(1)	123
Dépréciation d'actifs	–	10	–	–	555	–	–	10	575	–	575
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	–	3	–	–	5	–	–	1	9	–	9
Autres résultats d'exploitation, montant net	–	–	–	–	47	–	–	–	47	–	47
Résultats d'exploitation	74	(11)	26	17	(570)	24	72	(40)	(408)	(1)	(409)
Quote-part du résultat de placements dans les entreprises associées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1	1
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	1	5	–	–	–	–	6	–	6
Charge d'intérêts nette	–	–	–	–	–	–	–	–	(61)	(2)	(63)
Profit de change	–	–	–	–	–	–	–	–	1	–	1
Profit à la vente d'actifs	–	–	–	–	–	–	–	–	23	–	23
Résultat avant impôts sur le résultat									(439)	(2)	(441)

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

2) Au premier trimestre de 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés hors des coûts du combustible et des achats d'électricité et présentés séparément. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison.

Trois mois clos le 30 septembre 2020	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta	Centralia	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	41	61	57	43	142	119	50	1	514
Coûts du combustible et des achats d'électricité ¹	5	5	17	3	101	82	—	1	214
Coûts de conformité liés au carbone ¹	—	—	—	—	38	—	—	—	38
Marge brute	36	56	40	40	3	37	50	—	262
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	14	13	7	31	15	9	16	114
Amortissement	8	34	13	11	65	24	—	7	162
Dépréciation d'actifs	2	—	—	—	70	4	—	—	76
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	(1)	3	—	—	5	1	—	—	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	—	—	(10)	—	—	—	(10)
Résultats d'exploitation	18	5	14	22	(158)	(7)	41	(23)	(88)
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	2	—	—	—	—	—	2
Charge d'intérêts nette									(56)
Profit de change									11
Profit à la vente d'actifs									2
Résultat avant impôts sur le résultat									(129)

1) Au premier trimestre de 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés hors des coûts du combustible et des achats d'électricité et présentés séparément. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison.

Neuf mois clos le 30 septembre 2021	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta	Centralia	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements compta- bilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	299	225	215	96	775	322	185	6	2 123	(12)	2 111
Coûts du combustible et des achats d'électricité ²	7	11	74	7	430	247	—	6	782	—	782
Coûts de conformité liés au carbone ²	—	—	18	—	121	—	—	—	139	—	139
Marge brute	292	214	123	89	224	75	185	—	1 202	(12)	1 190
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	35	42	38	27	123	38	31	55	389	(2)	387
Amortissement	21	106	34	21	157	42	1	18	400	(5)	395
Dépréciation d'actifs	—	10	—	—	573	—	—	37	620	—	620
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	8	1	—	13	2	—	1	27	(1)	26
Autres charges d'exploitation, montant net	—	—	—	—	26	—	—	—	26	—	26
Résultats d'exploitation	234	48	50	41	(668)	(7)	153	(111)	(260)	(4)	(264)
Quote-part du résultat de placements dans les entreprises associées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	(2)	(2)	7	5
Produits tirés des contrats de location- financement	—	—	3	16	—	—	—	—	19	—	19
Charge d'intérêts nette	—	—	—	—	—	—	—	—	(182)	(4)	(186)
Profit de change	—	—	—	—	—	—	—	—	22	—	22
Profit à la vente d'actifs	—	—	—	—	—	—	—	—	56	—	56
Résultat avant impôts sur le résultat									(347)	(1)	(348)

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

2) Au premier trimestre de 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés hors des coûts du combustible et des achats d'électricité et présentés séparément. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison.

Neuf mois clos le 30 septembre 2020	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta	Centralia	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	121	240	156	121	488	329	103	(1)	1 557
Coûts du combustible et des achats d'électricité ¹	9	14	44	8	282	167	—	(1)	523
Coûts de conformité liés au carbone ¹	—	—	1	—	117	—	—	—	118
Marge brute	112	226	111	113	89	162	103	—	916
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	28	40	37	23	97	46	24	59	354
Amortissement	21	101	34	34	200	71	1	19	481
Reprise de dépréciation d'actifs	2	—	—	—	68	(3)	—	—	67
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	7	1	—	12	4	—	—	25
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	—	—	(30)	—	—	—	(30)
Résultats d'exploitation	60	78	39	56	(258)	44	78	(78)	19
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	4	—	—	—	—	—	4
Charge d'intérêts nette									(175)
Profit de change									15
Profit à la vente d'actifs									2
Résultat avant impôts sur le résultat									(135)

1) Au premier trimestre de 2021, les coûts de conformité liés au carbone ont été reclassés hors des coûts du combustible et des achats d'électricité et présentés séparément. Les périodes antérieures ont été ajustées aux fins de comparaison.

B. 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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2021	2020	2021	2020
Amortissement selon les comptes de résultat consolidés résumés	123	162	395	481
Amortissement compris dans le poste Coûts du combustible et des achats d'électricité (note 5)	74	33	179	86
Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés	197	195	574	567

Annexe 1

(non audité)

L'information présentée ci-dessous est présentée comme « non audité » pour préciser qu'elle n'est pas visée par l'opinion d'audit du cabinet d'experts-comptables indépendant inscrit qui a réalisé l'audit des états financiers consolidés annuels audités et qui a rédigé un rapport à cet égard.

Aux états financiers de TransAlta Corporation

RATIO DE COUVERTURE PAR LE RÉSULTAT

Le ratio financier suivant est calculé pour la période de douze mois close le 30 septembre 2021 :

Couverture par le résultat de la dette à long terme à l'appui du prospectus préalable de la Société

(1,7) fois

Le ratio de couverture par le résultat de la dette à long terme, sur la base du résultat net, correspond au résultat net avant la charge d'intérêts et les impôts sur le résultat, divisé par la charge d'intérêts, compte tenu des intérêts incorporés au coût de l'actif.

Glossaire des termes clés

Actifs hydroélectriques en Alberta

Actifs hydroélectriques de la Société, détenus par l'entremise de TA Alberta Hydro LP, une 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.

AUC

Alberta Utilities Commission

Autres actifs hydroélectriques

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

Balancing Pool

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

Capacité

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

Capacité marchande

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

Cas de force majeure

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

Centralia

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

Chaudière

Appareil servant à générer de la vapeur aux fins de production d'énergie, de transformation ou de chauffage ou à produire de l'eau chaude aux fins de chauffage ou d'approvisionnement en eau chaude. La chaleur provenant d'une source de combustion externe est transmise à un fluide contenu dans la tuyauterie de l'enveloppe de la chaudière.

CIIF

Contrôle interne à l'égard de l'information financière

Cogénération

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

Contrat d'achat d'électricité (CAÉ)

Arrangement pour la vente d'énergie électrique.

Contrat d'achat d'électricité (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 le chef de la direction et le chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à l'obligation de communication de l'information.

Cycle combiné

Technologie de production d'électricité selon laquelle l'électricité est produite à partir de la chaleur, qui serait sinon perdue, des gaz d'échappement d'une ou de plusieurs turbines à gaz. La chaleur rejetée est acheminée vers une chaudière classique ou à un générateur de vapeur à récupération de chaleur en vue de son utilisation par une turbine à vapeur dans la production d'électricité. Ce procédé accroît l'efficacité de l'unité de production d'électricité.

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 naturel. Ce secteur comprend les anciennes unités de production et les unités de production converties de nos centrales de Sundance et de Keephills, la mine de Highvale, ainsi que notre centrale Sheerness, qui n'est pas en exploitation.

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. Le montant correspond 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 direction, 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.

JVAERG

Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global; se rapporte à des ajustements comptables de la juste valeur comptabilisés à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global.

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 gaz à effet de serre pour les installations visées.

Optimisation de la répartition

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

Portefeuille de centrales électriques en Alberta

Portefeuille comprenant des unités hydroélectriques, éoliennes, de stockage d'énergie et thermiques, principalement exploitées sur une base commerciale dans le marché de l'Alberta.

Réduction de la capacité nominale

Diminution de la capacité électrique nominale d'une centrale ou d'une unité.

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

Prix du carbone par tonne de gaz à effet de serre émise relativement aux carburants de transport, aux combustibles de chauffage et autres sources d'émission 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 800, 324 – 8th Avenue SW
Calgary (Alberta) T2P 2Z2

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