

### 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 closes les 31 mars 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, comme elle a été publiée par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur le 31 mars 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 12 mai 2021. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation, y compris la notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur notre site Web à l'adresse [www.transalta.com](http://www.transalta.com). L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

### Table des matières

Énoncés prospectifs	<a href="#">RG2</a>	Flux de trésorerie	<a href="#">RG35</a>
Faits saillants	<a href="#">RG4</a>	Capital financier	<a href="#">RG36</a>
Portefeuille de centrales électriques en Alberta	<a href="#">RG6</a>	Nouveautés en matière de réglementation	<a href="#">RG38</a>
Stratégie d'entreprise	<a href="#">RG7</a>	Autre analyse consolidée	<a href="#">RG40</a>
Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	<a href="#">RG8</a>	Méthodes et estimations comptables critiques	<a href="#">RG41</a>
Perspectives financières pour 2021	<a href="#">RG11</a>	Modifications comptables	<a href="#">RG41</a>
Résultats sectoriels aux fins de comparaison	<a href="#">RG13</a>	Instruments financiers	<a href="#">RG42</a>
Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles	<a href="#">RG24</a>	Gouvernance et gestion du risque	<a href="#">RG43</a>
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	<a href="#">RG25</a>	Contrôles et procédures de communication de l'information	<a href="#">RG43</a>
Principales informations trimestrielles	<a href="#">RG28</a>	Glossaire des termes clés	<a href="#">RG45</a>
Principaux ratios financiers	<a href="#">RG30</a>	Renseignements sur la Société	<a href="#">RG48</a>
Situation financière	<a href="#">RG34</a>		

## 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, les énoncés ayant trait aux aspects suivants : nos conversions au gaz, y compris la conversion des unités 2 et 3 de la centrale de Keephills; le rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance en unités à cycle combiné, y compris le calendrier et les coûts s'y rapportant; l'émission de l'ordre de démarrage des travaux, l'augmentation prévue de la production globale et la capacité de l'unité rééquipée de maximiser la souplesse opérationnelle; la fermeture de la mine de Highvale et l'élimination du charbon comme source de combustible en Alberta d'ici la fin de 2021; le projet de parc éolien Garden Plain, y compris le calendrier et les coûts prévus s'y rapportant; l'augmentation prévue du coût par tonne du charbon; la croissance de notre portefeuille d'énergies renouvelables, notamment le projet de parc éolien Windrise et le moment de la mise en service et les dépenses totales estimées s'y rapportant; les perspectives financières pour 2021, y compris le BAIIA aux fins de comparaison, les flux de trésorerie disponibles et le dividende annualisé en 2021 et notre capacité d'atteindre l'extrémité supérieure de la fourchette de notre prévision de flux de trésorerie disponibles pour 2021; 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 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; l'évolution récente de la réglementation, y compris les modifications qui devraient être apportées aux politiques climatiques; 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, ce qui comprend sa capacité de poursuivre ses activités à titre de fournisseur de services essentiels; aucune modification importante aux lois et règlements autres que celles déjà annoncées, y compris aucune modification importante aux coûts de conformité liés au carbone et aux facteurs de rendement; 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 58 \$ le mégawattheure («MWh») et 68 \$ le MWh; les prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se situant entre 25 \$ US le MWh et 35 \$ US le MWh; 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 les résultats financiers anticipés générés par la conversion ou le renouvellement des systèmes de production; 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 l'incidence de la COVID-19, lesquels sont impossibles à prévoir pour le moment, et

qui comprennent, sans toutefois s'y limiter : des directives plus restrictives des autorités gouvernementales et de santé publique; 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; des réclamations pour cause de force majeure liées à la COVID-19; un accès restreint aux capitaux et une augmentation des coûts d'emprunt; une autre baisse de la demande en électricité à court ou à long terme et une baisse des prix marchands en Alberta et dans la région du Mid-Columbia; de nouvelles réductions dans la production; une augmentation des coûts attribuable à nos efforts pour atténuer l'incidence de la COVID-19; la détérioration du crédit et des 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; et 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. Les énoncés prospectifs sont également assujettis à d'autres facteurs de risque qui comprennent, sans toutefois s'y limiter : les fluctuations des prix du marché; 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, notamment l'incidence des écarts de prix imprévus par rapport aux données historiques; 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 dans ces centrales; 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; 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, 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 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 ou dans la conclusion d'acquisitions; la hausse des coûts ou les retards dans la conversion des unités de production alimentées au charbon en unités de production alimentées au gaz; une hausse des coûts ou des retards dans la construction ou la mise en service de gazoducs à des unités converties; 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](http://www.sedar.com) et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis («SEC») au [www.sec.gov](http://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 document. Les énoncés prospectifs compris dans le présent rapport de gestion ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. 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.

## Faits saillants

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
BAlIA aux fins de comparaison <sup>1,2</sup>	310	220
Flux de trésorerie disponibles <sup>1</sup>	129	109
Disponibilité ajustée (%)	88,6	92,8
Production (GWh)	5 541	6 486
Produits des activités ordinaires	642	606
Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>3</sup>	243	193
Coûts de conformité liés au carbone <sup>3</sup>	50	45
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	105	128
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(30)	27
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	257	214
Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>1</sup>	211	172
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,11)	0,10
Fonds provenant des activités d'exploitation par action <sup>1</sup>	0,78	0,62
Flux de trésorerie disponibles par action <sup>1</sup>	0,48	0,39
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	—	0,0425
Dividendes déclarés sur actions privilégiées <sup>4</sup>	—	0,2562
<b>Aux</b>	<b>31 mars 2021</b>	<b>31 déc. 2020</b>
Total de l'actif	9 419	9 747
Total de la dette nette consolidée <sup>1,5</sup>	2 889	2 975
Total des passifs non courants	5 106	5 376

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.

2) Résultat avant intérêts, impôts et amortissement aux fins de comparaison («BAlIA aux fins de comparaison»).

3) 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.

4) 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.

5) Le total de la dette nette consolidée comprend la dette à long terme, y compris la tranche courante, les montants dus aux termes des facilités de crédit, les 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 des instruments de couverture économique sur la dette. Se reporter au tableau de la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la composition du total de la dette nette consolidée.

Le BAlIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 a augmenté de 90 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020, en raison surtout de la hausse du BAlIA aux fins de comparaison des secteurs Hydroélectricité et Commercialisation de l'énergie et de la baisse des coûts du secteur Siège social. Le tout a été en partie contrebalancé par une diminution de la performance du secteur Centralia. Les variations importantes du BAlIA 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 129 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, une augmentation de 20 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, attribuable principalement à l'augmentation susmentionnée du BAlIA aux fins de comparaison. Les flux de trésorerie disponibles reflètent la performance après impôts ainsi que l'incidence du règlement des provisions

et de la hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, les flux de trésorerie sectoriels ont augmenté de 79 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, en raison surtout de la hausse du rendement des secteurs Hydroélectricité, Gaz en Amérique du Nord, Gaz en Australie, Commercialisation de l'énergie et Siège social.

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 s'est établie à 88,6 % en regard de 92,8 % pour la période correspondante de 2020. La diminution découle surtout de l'interruption planifiée de la conversion des chaudières de l'unité 2 de Keephills, de l'achèvement retardé de la conversion des chaudières de l'unité 6 de Sundance et d'une augmentation du nombre d'interruptions et des réductions de la capacité nominale dans les secteurs Énergie thermique en Alberta et Centralia.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 a été de 5 541 gigawattheures («GWh»), comparativement à 6 486 GWh pour la période correspondante de 2020. La baisse de la production est surtout attribuable à l'optimisation du portefeuille, à la baisse de la disponibilité ajustée et à la mise hors service de l'unité 1 du secteur Centralia.

Les produits des activités ordinaires pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 ont augmenté de 36 millions de dollars en comparaison de ceux de la période correspondante de 2020, ce qui s'explique par la hausse des prix réalisés obtenus par la Société dans le marché de l'Alberta compte tenu du fait que les actifs des centrales hydroélectriques et thermiques ne sont plus exploités aux termes de contrats d'achat d'électricité («CAÉ») en Alberta, l'élimination des obligations de paiement, montant net, aux termes des CAÉ en Alberta de la période précédente, le solide rendement du secteur Commercialisation de l'énergie et une augmentation des produits des activités ordinaires dans le secteur Gaz en Amérique du Nord en raison de l'ajout de la centrale Ada. Ces augmentations ont été contrebalancées par le recul de la production dans les secteurs Énergie thermique en Alberta et Centralia.

Les coûts du combustible et des achats d'électricité ont augmenté de 50 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 comparativement à ceux de la période correspondante de 2020. Dans notre secteur Énergie thermique en Alberta, 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. En outre, dans le secteur Centralia, nos marges ont diminué par rapport à celles de la période correspondante de 2020, compte tenu du prix plus élevé de l'électricité achetée au cours d'une période de hausse des prix marchands pour satisfaire à nos obligations contractuelles pendant une interruption non planifiée.

Les coûts de conformité liés au carbone ont augmenté de 5 millions de dollars au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021 en comparaison de ceux de la période correspondante de 2020, du fait d'une augmentation des coûts liés au carbone par tonne, contrebalancée en partie par la baisse de la production et la réduction des émissions de gaz à effet de serre («GES») attribuables aux modifications à la gamme de combustibles étant donné que nous avons davantage recours au gaz naturel 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 moins élevées que lorsque nous utilisons le charbon à titre de combustible.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 ont diminué de 23 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2020. La variabilité causée par le swap sur rendement total a donné lieu à une variation favorable de 18 millions de dollars sur 12 mois et 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 et des fonds reçus au titre de la SSUC, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été légèrement plus élevées pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 en comparaison de celles de la période correspondante de 2020, du fait de l'augmentation des coûts liés au personnel aux fins des initiatives stratégiques de croissance, du règlement des provisions et de la hausse des primes d'assurance.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 s'est établie à 30 millions de dollars, comparativement à un résultat net de 27 millions de dollars à la période correspondante de 2020. La diminution découle en grande partie de la hausse des coûts du combustible et des achats d'électricité, de la dépréciation d'actifs, de l'augmentation de la charge d'impôts et de l'accroissement du résultat lié aux participations ne donnant pas le contrôle. La diminution a été contrebalancée en partie par l'augmentation des produits des activités ordinaires, les variations favorables des taux de change et la baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

## Portefeuille de centrales électriques en Alberta

Le 31 décembre 2020, les CAÉ en Alberta de bon nombre de nos centrales hydroélectriques et des unités 1 et 2 de Keephills ont expiré et, le 1<sup>er</sup> 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 de centrales électriques en 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. Le portefeuille en Alberta comprend des unités hydroélectriques, éoliennes, de stockage d'énergie et thermiques. Une partie de la production de base du portefeuille a été couverte de façon à garantir les flux de trésorerie.

Au cours du premier trimestre de 2021, nous avons achevé la conversion au gaz à l'unité 6 de la centrale de Sundance et la centrale est maintenant alimentée uniquement au gaz. La conversion au gaz à l'unité 2 de la centrale de Keephills est en cours et devrait être achevée au deuxième trimestre de 2021, comme prévu. La conversion au gaz de l'unité 3 de la centrale de Keephills devrait commencer à la fin du troisième trimestre de 2021. Nous continuons de réaliser des progrès au chapitre de la réalisation de notre plan d'investissement dans l'énergie propre et sommes en voie d'éliminer le charbon comme source de combustible d'ici la fin de 2021.

Le prix moyen au comptant de l'électricité en Alberta s'est établi à 95 \$ le MWh au premier trimestre de 2021, en comparaison de 67 \$ le MWh à la période correspondante de 2020. L'augmentation du prix au comptant au premier trimestre de 2021 reflète la solidité des prix obtenus au cours de périodes de rareté de l'offre attribuable aux temps froids et à la diminution de la production d'énergie éolienne ayant coïncidé avec plusieurs périodes d'interruption planifiée pour travaux d'entretien dans la province.

Au premier trimestre, nos actifs hydroélectriques, thermiques, éoliens, de stockage à batteries et alimentés au gaz en Alberta ont généré 2 738 GWh et des produits de 284 millions de dollars tirés de l'énergie et des services auxiliaires. Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021, les prix de l'électricité réalisés obtenus par les secteurs Hydroélectricité et Énergie thermique en Alberta se sont établis respectivement à 122 \$ le MWh et 87 \$ le MWh, la Société ayant pu tirer profit des périodes où les prix étaient élevés en optimisant la répartition dans le secteur Hydroélectricité, alors que nos positions de couverture dans le secteur Énergie thermique en Alberta ont réduit au minimum l'incidence des prix du marché défavorables pendant les heures où les prix étaient plus bas au cours du premier trimestre. Environ 60 % du total de l'énergie thermique produite au cours du trimestre était couvert au début du trimestre au moyen de ventes à terme.

La Société a été en mesure de tirer parti des périodes où les prix étaient plus élevés en optimisant la répartition dans le secteur Hydroélectricité et le secteur Énergie thermique en Alberta, tandis que nos positions de couverture ont réduit au minimum l'incidence des prix du marché défavorables pendant les heures où les prix étaient plus bas au cours du premier trimestre.

## Stratégie d'entreprise

La stratégie d'entreprise de la Société demeure la même que celle présentée dans son rapport de gestion annuel de 2020.

### 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'engage à acheter les crédits d'électricité renouvelable et crédits environnementaux associés à 100 MW sur la capacité de production du projet éolien Garden Plain («Garden Plain») de 130 MW. En vertu de ce contrat de 18 ans, Pembina a l'option d'acquérir une participation de 37,7 % dans le projet (49 % du 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. Garden Plain sera situé à environ 30 km au nord de Hanna, en Alberta. Les activités de construction débuteront à l'automne 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.

### Autres activités

En outre, au cours des trois premiers mois de 2021, les faits suivants ont eu lieu :

- Le 1<sup>er</sup> février 2021, nous avons annoncé l'achèvement de la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance.
- La conversion au gaz de l'unité 1 de la centrale de Sheerness a été achevée et l'unité a été remise en service le 31 mars 2021.
- Les activités de construction du projet Windrise ont considérablement progressé, et les procédures nécessaires à la protection de l'équipe de construction durant la pandémie de COVID-19 ont été mises en place. La majeure partie des principaux équipements a été livrée sur le site et les activités d'installation des éoliennes ont débuté. En outre, l'aménagement de la principale ligne de transport progresse bien et celle-ci devrait être mise sous tension au deuxième trimestre. Au 31 mars 2021, le projet était achevé à 84 % et était en voie d'être terminé au deuxième semestre de 2021.
- La conversion au gaz de l'unité 2 de la centrale de Keephills est en cours et devrait s'achever au deuxième trimestre.
- Au cours du trimestre, la planification, la conception technique détaillée et les négociations contractuelles pour le projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance ont progressé. Conformément à la conception technique détaillée, nous avons accru la production de vapeur de sorte que le nombre de MW produits a légèrement augmenté, et nous avons pris la décision de mettre à niveau la turbine à haute pression dans le cadre du projet de rééquipement pour maximiser la souplesse opérationnelle de l'unité à plus long terme. Les coûts du projet ont augmenté pour tenir compte des modifications à la conception définitive. TransAlta prévoit émettre un ordre de démarrage des travaux plus tard au cours de l'exercice et l'unité 5 de la centrale de Sundance devrait être achevée d'ici le premier semestre de 2024.

Les projets en construction compris dans notre plan d'investissement dans l'énergie propre présentés antérieurement à la rubrique «Stratégie d'entreprise» du rapport de gestion annuel de 2020, et leur état d'avancement, sont énumérés ci-après :

Projet	Total du projet		Dépenses résiduelles estimées pour 2021	Date d'achèvement prévue <sup>2</sup>	Détails
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour <sup>1</sup>			
Projet de parc éolien Windrise <sup>3</sup>	270 – 285	230	50	S2 2021	Projet de parc éolien de 207 MW assorti d'un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans avec l'AESO
Conversion des chaudières au charbon en chaudières au gaz	120 – 200	82	37	Entre 2020 et 2022	Conversion au gaz du secteur Énergie thermique en Alberta
Rééquipement	900 – 950	138	222	S1 2024	Renouvellement du système de production de l'unité 5 de la centrale de Sundance pour en faire une unité à cycle combiné (746 MW)
<b>Total</b>	<b>1 290 – 1 435</b>	<b>450</b>	<b>309</b>		

1) Représentent les montants cumulatifs engagés au 31 mars 2021.

2) S1 est défini comme le premier semestre de l'exercice et S2, comme le second semestre de l'exercice.

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

La Société ne procédera pas à la réalisation du projet de centrale de cogénération de Kaybob en raison de la résiliation alléguée, par Energy Transfer Canada ULC («ET Canada»), auparavant SemCAMS Midstream ULC, des ententes visant la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à l'usine de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South. Par conséquent, la Société a comptabilisé une dépréciation de 27 millions de dollars au premier trimestre de 2021. 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. La date d'audience pour cette affaire n'a pas encore été fixée.

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

Les mises à jour et les nouveautés ayant une incidence sur le plan d'investissement dans l'énergie propre sont présentées à la rubrique «Stratégie d'entreprise» du présent rapport de gestion.

### 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. Toutefois, 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. Le contrat actuel avec la SIERE visant la centrale de cogénération de Sarnia vient à échéance le 31 décembre 2025. La Société est en pourparlers avec les trois autres preneurs 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.



## Équité, diversité et inclusion

Le 3 mai 2021, TransAlta a annoncé qu'elle avait obtenu la certification de Diversio, une entreprise technologique qui établit la norme mondiale en matière de diversité et d'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 technologie d'intelligence artificielle primée de Diversio a aidé des centaines d'organisations et d'investisseurs à recueillir les données, obtenir des renseignements et mettre en œuvre des solutions pour réaliser des progrès significatifs sur le plan de l'équité, de la diversité et de l'inclusion. Chaque organisation certifiée doit respecter des normes en matière d'équité, de diversité et d'inclusion et prendre des mesures qui la rendent plus attrayante pour les gens de talent, mais également lui permettent de prospérer. La certification est reconnue par plusieurs organisations de premier plan et signale aux investisseurs, employés, clients et autres parties prenantes que l'organisation donne l'exemple en passant de la parole aux actes pour faire avancer les choses en matière d'équité, de diversité et d'inclusion.

## 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 environnementales, économiques, sociales et de gouvernance, ou E<sup>2</sup>SG. 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 croissance responsable.

## 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.

## 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 éolien Windrise («Windrise») de 207 MW à TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»), une filiale de la Société, pour une contrepartie de 213 millions de dollars. Le solde des coûts de construction de Windrise sera payé par TransAlta Renewables. Windrise devrait entrer en service au deuxième semestre de 2021.

Le 1<sup>er</sup> 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 respectivement de 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 un cocontractant de qualité.

### 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, après avoir dirigé la Société pendant près d'une décennie. John Kousinioris a succédé à M<sup>me</sup> Farrell à titre de président et chef de la direction et s'est joint au conseil le 1<sup>er</sup> avril 2021. Avant sa nomination à titre de chef de 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 TransAlta.

Le 30 avril 2021, Brett Gellner, notre chef du développement, a pris sa retraite après près de 13 ans chez TransAlta. Pendant ses années de service au sein de la Société, M. Gellner a rempli de multiples fonctions dans les domaines du commerce, de la finance, de la croissance et de la stratégie et a occupé le poste de chef de la direction des finances.

### Changements au conseil d'administration

Le 4 mai 2021, nous avons annoncé que le conseil d'administration (le «conseil») avait nommé quatre nouveaux administrateurs : M<sup>me</sup> Laura W. Folse, M<sup>me</sup> 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<sup>me</sup> 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. TransAlta tient à exprimer sa gratitude à MM. Legault et Mansour et à M<sup>me</sup> Nelson pour leurs nombreuses contributions à la Société.

### 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. Au cours des deuxième et troisième trimestres de 2020, la Société a assuré avec succès le retour au bureau des employés qui faisaient du télétravail, et ce, en respectant les normes de santé et de sécurité. En décembre 2020, en raison de l'augmentation du nombre de cas de COVID-19 en Alberta et compte tenu des restrictions en matière de présence au bureau finalement imposées par le gouvernement de l'Alberta, les membres du personnel du siège social de TransAlta ont dû suivre à nouveau les protocoles de travail à distance. Tous les bureaux et sites de TransAlta suivent des protocoles stricts en matière de dépistage et de distanciation physique, et utilisent de l'équipement de protection individuelle facilement accessible. En outre, TransAlta maintient des interdictions de voyager 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 limiter les contacts avec les autres employés et les sous-traitants sur place.

Toutes nos installations demeurent entièrement opérationnelles et en mesure de répondre aux besoins de nos clients. 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. 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 notre rapport annuel intégré de 2020 et à la note 3 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour la période de trois mois close le 31 mars 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, veuillez vous reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2021» de notre rapport annuel intégré de 2020.

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2021 :

Mesure	Cible
BALIA aux fins de comparaison <sup>1</sup>	De 960 millions de dollars à 1 080 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles <sup>1</sup>	De 340 millions de dollars à 440 millions de dollars
Dividende	0,18 \$ 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	Prévisions de janvier 2021
<b>Marché</b>	<b>Prix de l'électricité (\$/MWh)</b>
Alberta - au comptant	De 58 \$ à 68 \$
Mid-Columbia - au comptant (\$ US)	De 25 \$ US à 35 \$ US

### Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2021

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

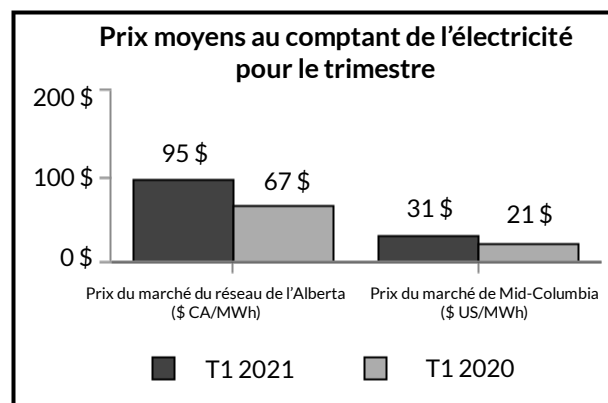
Notre performance globale pour le premier trimestre de 2021 a été supérieure aux attentes. Par conséquent, le BAIIA aux fins de comparaison se situe dans l'extrémité supérieure de la fourchette de la prévision de la Société, les prix de l'électricité sur le marché de l'électricité de l'Alberta ayant augmenté. Les flux de trésorerie disponibles de la Société se situent également dans l'extrémité supérieure de la fourchette de la prévision pour 2021, du fait des prix toujours élevés sur le marché de l'électricité de l'Alberta.

### 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 la période de trois mois close le 31 mars 2021, comparativement à ceux de la période correspondante 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 et le resserrement des conditions du marché pendant les périodes de froid, 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 étaient également plus élevés dans le Nord-Ouest Pacifique au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021 par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, en raison surtout de la diminution de la production d'électricité. Pour le reste de 2021, les prix de l'électricité dans le Nord-Ouest Pacifique devraient être comparables ou supérieurs à ceux de 2020.

#### 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 <sup>1</sup>	Dépenses prévues en 2021
Dépenses d'investissement courantes <sup>2</sup>	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	7	44 – 54
Entretien d'envergure planifié	Travaux d'entretien d'envergure planifiés	27	130 – 154
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	–	1 – 2
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>		<b>34</b>	<b>175 – 210</b>
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	–	3 – 7
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>		<b>34</b>	<b>178 – 217</b>

1) Au 31 mars 2021.

2) Comprennent les coûts liés à la prolongation de la durée 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 2 de la centrale de Keephills sont en cours, et devraient être achevés au deuxième trimestre.
- Des travaux d'entretien d'envergure à l'unité 3 de la centrale de Keephills devraient commencer à la fin du troisième trimestre.
- Des travaux d'entretien d'envergure dans le secteur Centralia devraient commencer et se terminer au deuxième 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 composants planifiés.

L'interruption aux fins de la conversion au gaz de l'unité 1 de la centrale de Sheerness qui n'est pas en exploitation a pris fin au premier trimestre de 2021.

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 et Centralia	Gaz et énergies renouvelables	Perdus à ce jour <sup>1</sup>
GWh perdus	1 700 - 1 800	500 - 600	406

1) Au 31 mars 2021.

## 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 31 mars	
	2021	2020
<b>Flux de trésorerie sectoriels<sup>1</sup></b>		
Hydroélectricité	72	23
Énergie éolienne et énergie solaire	69	72
Gaz – Amérique du Nord <sup>2</sup>	33	29
Gaz – Australie	32	28
Énergie thermique en Alberta <sup>3</sup>	17	22
Centralia <sup>3</sup>	9	28
<b>Génération de flux de trésorerie sectoriels</b>	<b>232</b>	<b>202</b>
Commercialisation de l'énergie	45	18
Siège social <sup>4</sup>	(11)	(33)
<b>Total des flux de trésorerie sectoriels</b>	<b>266</b>	<b>187</b>

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) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020.

3) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta et le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

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

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, les flux de trésorerie sectoriels générés par les activités ont augmenté de 79 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2020. L'augmentation découle surtout des résultats solides de notre secteur Hydroélectricité au chapitre de l'optimisation du débit d'eau pendant les périodes où les prix réalisés étaient plus élevés en Alberta, des positions de négociation à court terme favorables dans le secteur Commercialisation de l'énergie et de la diminution des coûts du secteur Siège social attribuable aux fonds de 8 millions de dollars reçus au titre de la SSUC et aux profits réalisés sur le swap sur rendement total. Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021, nous avons réalisé un profit net de 7 millions de dollars sur le swap sur rendement total dans le cadre de nos régimes de paiements fondés sur des actions, alors qu'à la période correspondante de l'exercice précédent, nous avons subi une perte nette de 11 millions de dollars. Le tout a été contrebalancé par la diminution de la performance du secteur Centralia imputable à une interruption non planifiée au cours de périodes où les prix étaient plus élevés, au règlement des provisions pour la procédure visant une règle relative aux pertes de réseau dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire et à l'accroissement des dépenses d'investissement pour des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans le secteur Énergie thermique en Alberta. Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021, environ 60 % de nos flux de trésorerie sectoriels ont été générés à partir de ressources renouvelables, contre 47 % pour la période correspondante de 2020.

## Hydroélectricité

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
<b>Capacité installée brute (MW)</b>	<b>926</b>	<b>926</b>
<b>Disponibilité (%)</b>	<b>91,9</b>	<b>93,9</b>
Actifs hydroélectriques en Alberta (GWh) <sup>1</sup>	320	306
Autres actifs hydroélectriques (GWh) <sup>1</sup>	40	37
<b>Total de la production d'énergie (GWh)</b>	<b>360</b>	<b>343</b>
Volumes des services auxiliaires (GWh) <sup>2</sup>	749	872
<b>Produits des activités ordinaires</b>		
Actifs hydroélectriques en Alberta <sup>1</sup>	39	25
Autres actifs hydroélectriques <sup>1</sup>	3	3
Paielements de capacité <sup>3</sup>	—	15
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires et autres <sup>2</sup>	50	38
<b>Total des produits des activités ordinaires bruts</b>	<b>92</b>	<b>81</b>
Paielement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net <sup>4</sup>	(3)	(43)
<b>Total des produits</b>	<b>89</b>	<b>38</b>
Coûts du combustible et des achats d'électricité	1	2
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>88</b>	<b>36</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	9
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1
<b>BALIA aux fins de comparaison</b>	<b>77</b>	<b>26</b>
<b>Déduire :</b>		
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>		
Dépenses d'investissement courantes	1	1
Entretien d'envergure planifié	4	2
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>5</b>	<b>3</b>
<b>Flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité</b>	<b>72</b>	<b>23</b>

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

3) Les paielements 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 accessible par l'intermédiaire de l'imprimeur de la Reine du gouvernement de l'Alberta. Les CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta sont venus à échéance le 31 décembre 2020.

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

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 a diminué en regard de celle de la période correspondante de 2020, principalement en raison des interruptions non planifiées à nos centrales de Horseshoe et de Kananaskis et de la prolongation d'une interruption planifiée à la centrale de Rundle.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, la production a augmenté de 17 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2020, en raison principalement d'une hausse du débit d'eau en réponse aux prix solides sur le marché de l'Alberta.

Les volumes des services auxiliaires pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 ont diminué de 123 GWh comparativement à ceux de la période correspondante de 2020, principalement en raison des épisodes prolongés de verglas à notre centrale de Bighorn et d'une interruption planifiée à la centrale de Rundle.

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
<b>Produits des activités ordinaires bruts par MWh</b>		
Actifs hydroélectriques en Alberta (\$/MWh)	122 \$	82 \$
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh)	67 \$	44 \$

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021, les produits tirés des actifs hydroélectriques en Alberta par MWh et les produits tirés des services auxiliaires des actifs hydroélectriques en Alberta par MWh produit ont augmenté respectivement d'environ 40 \$ par MWh et d'environ 23 \$ par MWh en comparaison de ceux de la période correspondante 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 la période de trois mois close le 31 mars 2021 a augmenté de 51 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020. Le 31 décembre 2020, le CAÉ de bon nombre de nos centrales hydroélectriques en Alberta a expiré et, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021, ces centrales ont commencé à être exploitées sur une base commerciale dans le marché de l'électricité de l'Alberta. La Société a été en mesure d'optimiser les produits des activités ordinaires tirés des centrales marchandes en augmentant le débit d'eau au cours des périodes où les prix réalisés étaient plus élevés en Alberta et a tiré parti de l'élimination des obligations de paiement, montant net, aux termes des CAÉ en Alberta. Le tout a été en partie contrebalancé par une diminution des volumes de services auxiliaires.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de 2 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2020, en raison du plus grand nombre d'interruptions.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, les flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité ont augmenté de 49 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, principalement en raison d'un BAIIA aux fins de comparaison plus élevé.



## Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
<b>Capacité installée brute (MW)<sup>1</sup></b>	<b>1 572</b>	<b>1 495</b>
<b>Disponibilité (%)</b>	<b>95,1</b>	<b>95,3</b>
Production visée par des contrats (GWh)	828	795
Production marchande (GWh)	303	341
<b>Total de la production (GWh)</b>	<b>1 131</b>	<b>1 136</b>
Produits des activités ordinaires	96	94
Coûts du combustible et des achats d'électricité	4	5
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>92</b>	<b>89</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	13
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	2
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>76</b>	<b>74</b>
<b>Déduire :</b>		
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>		
Entretien d'envergure planifié	1	2
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
Provisions	6	—
<b>Flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire</b>	<b>69</b>	<b>72</b>

1) La capacité installée brute de 2021 comprend la centrale de stockage à batteries WindCharger et notre quote-part du parc éolien Skookumchuck, qui ont été ajoutées au quatrième trimestre de 2020.

La disponibilité et la production pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2020. La production a légèrement reculé en raison de la baisse des ressources éoliennes dans l'ouest et dans une moindre mesure, dans l'est, laquelle a toutefois été contrebalancée par la hausse de la production de la nouvelle centrale de Skookumchuck.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 2 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020, en raison surtout de la nouvelle centrale de Skookumchuck et des prix plus élevés en Alberta, contrebalancés en partie par la baisse de la production dans le reste du portefeuille.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2020, ce qui était conforme à nos attentes.

Les flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 ont reculé de 3 millions de dollars en regard de ceux de la période correspondante de 2020, en raison essentiellement des règlements des provisions antérieures pour la procédure visant une règle relative aux pertes de réseau, contrebalancés en partie par l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison.

Gaz – Amérique du Nord<sup>1</sup>

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
<b>Capacité installée brute (MW)<sup>2</sup></b>	<b>974</b>	<b>945</b>
<b>Disponibilité (%)</b>	<b>100,1</b>	<b>101,3</b>
Production visée par des contrats (GWh)	503	457
Production marchande (GWh) <sup>3</sup>	69	20
Achats d'électricité (GWh) <sup>3</sup>	(46)	(20)
<b>Total de la production (GWh)</b>	<b>526</b>	<b>457</b>
Produits des activités ordinaires	78	56
Coûts du combustible et des achats d'électricité	24	13
Coûts de conformité liés au carbone	7	1
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>47</b>	<b>42</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	12
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	–	1
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>35</b>	<b>29</b>
<b>Déduire :</b>		
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>		
Dépenses d'investissement courantes	1	–
Entretien d'envergure planifié	1	–
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>2</b>	<b>–</b>
<b>Flux de trésorerie du secteur Gaz – Amérique du Nord</b>	<b>33</b>	<b>29</b>

1) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale Ada au deuxième trimestre de 2020.

2) Les données de 2021 tiennent compte de l'acquisition de la centrale Ada d'une capacité de 29 MW au deuxième trimestre de 2020.

3) 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 31 mars 2021 a été comparable à celle de la période correspondante de 2020. Nous avons pu atteindre une disponibilité supérieure à 100 % grâce au temps plus froid, ce qui permet aux centrales de produire plus que la capacité nominale.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 a augmenté de 69 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2020, principalement en raison de l'acquisition de la centrale Ada en mai 2020 et d'une hausse de la production marchande à la centrale de Sarnia.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 6 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020, en raison surtout de l'acquisition de la centrale Ada et de la hausse des prix réalisés en Alberta.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 ont augmenté de 2 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2020, du fait essentiellement des travaux d'entretien d'envergure planifiés effectués à la centrale Ada.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, les flux de trésorerie du secteur Gaz en Amérique du Nord ont augmenté de 4 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, principalement en raison de la hausse des dépenses d'investissement à la centrale Ada.

## Gaz – Australie

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
<b>Capacité installée brute (MW)</b>	<b>450</b>	450
<b>Disponibilité (%)</b>	<b>91,0</b>	91,9
<b>Production visée par des contrats (GWh)</b>	<b>424</b>	471
Produits des activités ordinaires	43	39
Coûts du combustible et des achats d'électricité	1	2
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>42</b>	37
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	7
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>32</b>	30
<b>Déduire :</b>		
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>		
Entretien d'envergure planifié	–	2
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>–</b>	2
<b>Flux de trésorerie du secteur Gaz – Australie</b>	<b>32</b>	28

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 a diminué légèrement en regard de celle de la période correspondante de 2020, principalement en raison des interruptions non planifiées.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 a diminué comparativement à celle de la période correspondante 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 la période de trois mois close le 31 mars 2021 a augmenté de 2 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020, ce qui s'explique essentiellement par le calendrier des frais juridiques et le raffermissement du dollar australien par rapport au dollar canadien.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 ont diminué de 2 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2020, du fait essentiellement du calendrier des travaux d'entretien d'envergure planifiés.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, les flux de trésorerie du secteur Gaz en Australie ont augmenté de 4 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, principalement en raison de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison et du recul des dépenses d'investissement de maintien.

Énergie thermique en Alberta<sup>1</sup>

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
<b>Capacité installée brute (MW)<sup>2</sup></b>	<b>2 866</b>	<b>3 229</b>
<b>Disponibilité (%)</b>	<b>79,9</b>	<b>88,8</b>
Production visée par des contrats (GWh)	–	1 538
Production marchande (GWh)	<b>2 108</b>	<b>1 435</b>
<b>Total de la production (GWh)</b>	<b>2 108</b>	<b>2 973</b>
Produits des activités ordinaires	<b>184</b>	<b>192</b>
Coûts du combustible et des achats d'électricité	<b>74</b>	<b>77</b>
Coûts de conformité liés au carbone	<b>43</b>	<b>44</b>
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>67</b>	<b>71</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	<b>30</b>	<b>33</b>
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	<b>4</b>	<b>4</b>
Autres résultats d'exploitation, montant net	<b>(10)</b>	<b>(10)</b>
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>43</b>	<b>44</b>
<b>Déduire :</b>		
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>		
Dépenses d'investissement courantes	<b>3</b>	<b>1</b>
Dépenses d'investissement liées aux mines	–	<b>1</b>
Entretien d'envergure planifié	<b>20</b>	<b>14</b>
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>23</b>	<b>16</b>
Provisions	<b>1</b>	–
Paiements de principal sur les obligations locatives	<b>1</b>	<b>4</b>
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	<b>1</b>	<b>2</b>
<b>Flux de trésorerie du secteur Énergie thermique en Alberta</b>	<b>17</b>	<b>22</b>

1) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta.

2) Pour chacune des périodes, comprend l'unité 5 de la centrale de Sundance, d'une capacité de 406 MW, qui a été mise temporairement à l'arrêt. 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. La capacité de 368 MW de l'unité 3 de la centrale de Sundance a été incluse dans la capacité installée brute de 2020 jusqu'à sa mise hors service au troisième trimestre de 2020.

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2020, en raison du report de l'interruption en vue de la conversion de l'unité 6 de la centrale de Sundance et de la conversion planifiée de l'unité 2 de la centrale de Keephills. En outre, au sein du portefeuille, d'importantes réductions de la capacité nominale et une interruption non planifiée ont eu lieu à l'unité 3 de Keephills, tandis que des interruptions non planifiées se sont produites à l'unité 4 et à l'unité 6 de la centrale de Sundance.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 a diminué de 865 GWh comparativement à celle de la période correspondante de 2020, du fait surtout de la baisse de la disponibilité et de l'optimisation du portefeuille.

Les produits des activités ordinaires pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 ont reculé de 8 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, en raison surtout d'une baisse de la production, en partie contrebalancée par la hausse des prix réalisés sur le marché de l'Alberta.

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
Position de couverture (en pourcentage) <sup>1</sup>	60	91
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	95 \$	67 \$
Prix de l'électricité réalisés par MWh <sup>2</sup>	87 \$	65 \$
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ <sup>3</sup>	2,96 \$	1,93 \$
Coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh	35 \$	26 \$
Coûts de conformité liés au carbone par MWh	20 \$	15 \$

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

2) Le prix de l'électricité réalisé 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.

3) AECO renvoie à l'indice NGX Physical AECO Same Day 5a pour livraison sur le NIT (NOVA Inventory Transfer).

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021, les prix de l'électricité réalisés par MWh de production ont augmenté de 22 \$ par MWh par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, en raison essentiellement 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 la période de trois mois close le 31 mars 2021, les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh de production ont augmenté de 9 \$ par MWh par rapport à ceux de la période correspondante de 2020. La dernière facture au titre de la procédure visant une règle relative aux pertes de réseau reçue au cours du trimestre a accru de 5 millions de dollars les coûts du combustible. Les coûts par MWh ont augmenté en raison des écarts des coûts fixes du charbon et des coûts du réseau plus élevés qui sont répartis sur un volume plus faible.

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021, les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production ont augmenté de 5 \$ par MWh en regard de ceux de la période correspondante de 2020, ce qui s'explique surtout par une hausse des coûts liés au carbone qui sont passés de 30 \$ la tonne à 40 \$ la tonne, contrebalancée en partie par les variations des ratios de combustible, étant donné que nous consommons plus de gaz naturel que de charbon, ce qui permet de réduire les coûts du combustible et de conformité liés aux GES, la combustion du gaz naturel produisant moins d'émissions de GES que la combustion du charbon.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 ont reculé de 3 millions de dollars en regard de celles de la période correspondante de 2020, du fait des réductions prévues aux centrales alimentées au charbon, soit l'unité 1 de la centrale de Keephills et l'unité 4 de la centrale de Sundance, et des réductions qui devraient découler de la conversion au gaz à l'unité 6 de la centrale de Sundance.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 a été comparable à celui de la période correspondante de 2020. La hausse des prix en Alberta a été contrebalancée par la baisse de la production et l'augmentation des coûts du combustible et de conformité liés au carbone.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité ont augmenté de 7 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2020, ce qui s'explique principalement par le calendrier des interruptions pour conversion au gaz à nos centrales alimentées au charbon.

Les flux de trésorerie du secteur Énergie thermique en Alberta pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 ont diminué de 5 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, surtout en raison de la hausse des dépenses d'investissement de maintien, qui a été contrebalancée en partie par la diminution des paiements de loyer.

Centralia<sup>1</sup>

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
<b>Capacité installée brute (MW)<sup>2</sup></b>	<b>670</b>	<b>1 340</b>
Disponibilité (%)	86,7	76,2
<b>Disponibilité ajustée (%)<sup>3</sup></b>	<b>86,7</b>	<b>93,2</b>
Volume des ventes contractuelles (GWh)	820	830
Volume des ventes marchandes (GWh)	1 150	1 271
Achats d'électricité (GWh)	(978)	(995)
<b>Total de la production (GWh)</b>	<b>992</b>	<b>1 106</b>
Produits des activités ordinaires	100	118
Coûts du combustible et des achats d'électricité	74	68
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>26</b>	<b>50</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	16
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>12</b>	<b>33</b>
<b>Déduire :</b>		
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>		
Dépenses d'investissement courantes	—	1
Entretien d'envergure planifié	1	2
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>1</b>	<b>3</b>
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	2	2
<b>Flux de trésorerie du secteur Centralia</b>	<b>9</b>	<b>28</b>

1) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

2) L'unité 1 de la centrale de Centralia a été mise hors service au premier trimestre de 2021.

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

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 a diminué en regard de celle de la période correspondante de 2020, principalement en raison du nombre plus élevé d'interruptions non planifiées.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 a diminué de 114 GWh comparativement à celle de la période correspondante de 2020, du fait surtout de la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia, contrebalancée en partie par une moins grande optimisation de la répartition.

Les coûts du combustible et des achats d'électricité ont augmenté de 6 millions de dollars au cours du trimestre en raison d'une interruption non planifiée qui a nécessité des achats d'électricité pendant des périodes où les prix marchands étaient élevés, contrebalancée en partie par la baisse des coûts du combustible.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 ont diminué de 3 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2020, grâce à un contrôle rigoureux des coûts et à la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, le BAIIA aux fins de comparaison a reculé de 21 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020, en raison surtout d'une interruption qui a eu lieu au cours d'une période du premier trimestre de 2021 où les prix marchands étaient plus élevés.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 ont diminué de 2 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2020, du fait essentiellement du calendrier des travaux d'entretien d'envergure planifiés.

Les flux de trésorerie de la centrale de Centralia pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 ont diminué de 19 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, surtout en raison de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison, contrebalancée en partie par le calendrier des dépenses d'investissement de maintien.

### Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	53	22
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	9
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>43</b>	<b>13</b>
<b>Déduire :</b>		
Provisions et autres	(2)	(5)
<b>Flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie</b>	<b>45</b>	<b>18</b>

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 a progressé de 30 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2020, du fait des positions de négociation à court terme favorables sur l'électricité et le gaz, comme produits physiques autant que comme produits financiers, à l'échelle des marchés nord-américains.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, les flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie ont augmenté de 27 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, principalement en raison 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 31 mars	
	2021	2020
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	8	29
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>(8)</b>	<b>(29)</b>
<b>Déduire :</b>		
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>		
Dépenses d'investissement courantes	2	3
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Paiements de principal sur les obligations locatives	1	1
<b>Flux de trésorerie du secteur Siège social</b>	<b>(11)</b>	<b>(33)</b>

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, les frais généraux du secteur Siège social ont diminué de 21 millions de dollars par rapport 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. 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 31 mars	
	2021	2020
Flux de trésorerie du secteur Siège social	(11)	(33)
(Profits) pertes réalisés sur le swap sur rendement total	(7)	11
SSUC	(8)	—
<b>Flux de trésorerie du secteur Siège social ajustés</b>	<b>(26)</b>	<b>(22)</b>

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, les frais généraux du secteur Siège social ajustés ont augmenté de 4 millions de dollars en comparaison de ceux de la période correspondante de 2020, du fait d'une augmentation des coûts liés au personnel, de la hausse des primes d'assurance et des frais juridiques additionnels engagés alors que le règlement des affaires juridiques en cours progresse. Les coûts liés au personnel ont augmenté en raison de l'ajout de personnel et de la réorganisation du personnel pour centraliser les services à l'appui des initiatives de croissance et de la gestion de notre portefeuille de centrales en exploitation sur le marché de l'électricité de l'Alberta pour maximiser le rendement global de ces actifs.

## 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 intitulés Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de trois mois closes les 31 mars 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.
- La réduction de valeur des stocks de charbon a été éliminée du calcul car elle compromet la comparabilité du BAIIA aux fins de comparaison. Les réductions de valeur des stocks de charbon sont des ajustements qui ne reflètent pas les résultats de nos principales activités lors de la conversion au gaz. Pour faire progresser la conversion au gaz, il a été décidé d'accélérer la fermeture de la mine pour qu'elle ait lieu à la fin de 2021.
- 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 31 mars	
	2021	2020
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(30)	27
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	31	7
Dividendes sur actions privilégiées	—	10
<b>Résultat net</b>	<b>1</b>	<b>44</b>
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>		
Charge d'impôts sur le résultat	20	2
Autres profits	(1)	—
(Profit) perte de change	(7)	19
Charge d'intérêts nette	63	62
Résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(2)	—
Amortissement	149	156
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>		
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	10	4
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	55	28
Produits d'intérêts australiens	1	1
Profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché	(20)	(55)
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec le BAIIA aux fins de comparaison</i>		
Réduction de valeur des stocks de charbon	8	—
Dépréciation d'actifs (reprises) <sup>1</sup>	29	(41)
Quote-part du BAIIA ajusté d'une coentreprise <sup>2</sup>	4	—
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>310</b>	<b>220</b>

1) La dépréciation d'actifs pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 de 29 millions de dollars est liée essentiellement à la dépréciation du projet Kaybob et des droits relatifs aux mines, contrebalancée par les changements dans le passif lié au démantèlement et à la remise en état de la mine de Centralia et aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. La reprise de dépréciation d'actifs pour la période correspondante de 2020 comprend notamment la diminution du passif lié au démantèlement et à la remise en état de 41 millions de dollars à la mine de Centralia et aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance en raison de l'augmentation considérable des écarts de crédit de TransAlta découlant de la crise de la COVID-19, qui a entraîné une augmentation des écarts de crédit pour la plupart des entités, le tout ayant été en partie contrebalancé par une diminution des taux de référence.

2) 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 :<sup>(1)</sup>

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>1</sup>	257	214
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(72)	(50)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement</b>	<b>185</b>	<b>164</b>
Ajustements		
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise <sup>1</sup>	4	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	10	4
Réduction de valeur des stocks de charbon	8	—
Divers	4	4
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>211</b>	<b>172</b>
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien	(34)	(29)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(37)	(19)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(2)	(5)
Divers	1	—
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>129</b>	<b>109</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	270	277
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation par action</b>	<b>0,78</b>	<b>0,62</b>
<b>Flux de trésorerie disponibles par action</b>	<b>0,48</b>	<b>0,39</b>

1) Comprennent 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 aux fins de comparaison avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
BAIIA aux fins de comparaison <sup>1</sup>	310	220
Provisions et autres	(5)	5
Charge d'intérêts	(51)	(47)
Charge d'impôt exigible	(23)	(9)
Profit (perte) de change réalisé	(1)	15
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(3)	(4)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	(16)	(8)
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>211</b>	<b>172</b>
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien	(34)	(29)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(37)	(19)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(2)	(5)
Divers	1	—
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>129</b>	<b>109</b>

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 31 mars 2021	Présentés	Ajustements <sup>1</sup>	Placement dans une coentreprise <sup>2</sup>	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	642	(3)	5	644
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	243	(64)	—	179
Coûts de conformité liés au carbone	50	—	—	50
Marge brute	349	61	5	415
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	105	—	1	106
Dépréciation d'actifs	29	(29)	—	—
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	9	—	—	9
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	—	—	(10)
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>216</b>	<b>90</b>	<b>4</b>	<b>310</b>

1) Pour plus de précisions sur les ajustements, se reporter au tableau ci-après 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.

## 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.

	T2 2020	T3 2020	T4 2020	T1 2021
Produits des activités ordinaires	437	514	544	642
BAIIA aux fins de comparaison	217	256	234	310
Fonds provenant des activités d'exploitation	159	193	161	211
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(60)	(136)	(167)	(30)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué <sup>1</sup>	(0,22)	(0,50)	(0,61)	(0,11)
	T2 2019	T3 2019	T4 2019	T1 2020
Produits des activités ordinaires	497	593	609	606
BAIIA aux fins de comparaison	215	305	243	220
Fonds provenant des activités d'exploitation	155	244	189	172
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	—	51	66	27
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué <sup>1</sup>	—	0,18	0,24	0,10

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<sup>er</sup> 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 baisse des prix du pétrole
- Incidence de l'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 au premier trimestre de 2021 et aux troisième et quatrième trimestres de 2020
- 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
- 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 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 dépréciation au cours du premier trimestre de 2021 et des deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2020 et des troisième et quatrième trimestres de 2019
- Répercussions des variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état au premier trimestre de 2020 et aux troisième trimestres de 2020 et 2019
- Répercussions des changements dans la durée d'utilité de certains actifs aux troisième trimestres de 2020 et 2019
- Augmentation de la charge d'impôt exigible depuis le premier trimestre de 2020, en raison surtout du fait que le secteur Commercialisation de l'énergie a commencé à être imposable et de l'augmentation des provisions pour moins-value établies à l'égard des actifs d'impôt différé aux États-Unis, ce qui a été contrebalancé par un recouvrement d'impôt différé plus élevé attribuable à la diminution des produits par rapport à ceux du T1 2020
- Comptabilisation du montant de 56 millions de dollars reçu dans le cadre de la victoire en arbitrage contre le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019

## 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	31 mars 2021	31 déc. 2020
Dette à long terme à la fin de la période <sup>1</sup>	3 206	3 361
Débiteures échangeables	331	330
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(648)	(703)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables <sup>2</sup>	671	671
Divers <sup>3</sup>	–	(13)
<b>Dette nette ajustée<sup>4</sup></b>	<b>3 560</b>	<b>3 646</b>
BAIIA aux fins de comparaison <sup>5</sup>	1 017	927
<b>Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison (multiple)</b>	<b>3,5</b>	<b>3,9</b>

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

2) 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 31 mars 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) Douze derniers mois.

Nous continuons à réduire activement le montant net de nos dettes non garanties de premier rang afin d'obtenir un ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté plus faible. 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 au premier trimestre de 2021.

**Dettes nettes déconsolidées 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. 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	31 mars 2021	31 déc. 2020
Dettes à long terme à la fin de la période <sup>1</sup>	3 206	3 361
Débiteures échangeables	331	330
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(648)	(703)
Ajouter : trésorerie et flux de trésorerie de TransAlta Renewables	407	582
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables <sup>2</sup>	671	671
Divers <sup>3</sup>	—	(13)
Déduire : dette nette à long terme de TransAlta Renewables	(692)	(692)
Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis et dette de South Hedland <sup>4</sup>	(893)	(905)
<b>Dettes nettes déconsolidées</b>	<b>2 382</b>	<b>2 631</b>
BAIIA aux fins de comparaison <sup>5,6</sup>	1 017	927
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta Renewables <sup>5</sup>	(467)	(462)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen <sup>5</sup>	(67)	(54)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>5,6</sup>	(7)	(3)
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables <sup>5</sup>	151	151
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen <sup>5</sup>	19	17
<b>BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé<sup>5</sup></b>	<b>646</b>	<b>576</b>
<b>Dettes nettes déconsolidées sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé<sup>5</sup> (multiple)</b>	<b>3,7</b>	<b>4,6</b>

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

2) 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 31 mars 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 de nos dettes non garanties de premier rang afin d'obtenir un ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté 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 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 31 mars 2021			Trois mois clos le 31 mars 2020		
	TransAlta - Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidé	TransAlta - Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta - Déconsolidé
Hydroélectricité	77	1		26	–	
Énergie éolienne et énergie solaire	76	75		74	74	
Gaz – Amérique du Nord	35	21		29	19	
Gaz – Australie	32	32		30	30	
Énergie thermique en Alberta	43	–		44	–	
Centralia	12	–		33	–	
Commercialisation de l'énergie	43	–		13	–	
Siège social	(8)	(6)		(29)	(5)	
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>310</b>	<b>123</b>	<b>187</b>	<b>220</b>	<b>118</b>	<b>102</b>
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen			(25)			(12)
Déduire : BAIIA de placements dans des coentreprises <sup>1</sup>			(4)			–
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables			38			38
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen			3			1
<b>BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta déconsolidé</b>			<b>199</b>			<b>129</b>

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 également 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 31 mars 2021			Trois mois clos le 31 mars 2020		
	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé	TransAlta – Consolidé	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidé
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	257	103		214	82	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(72)	(15)		(50)	(18)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	185	88		164	64	
<i>Ajustements :</i>						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	10	–		4	–	
Réduction de valeur des stocks de charbon	8	–		–	–	
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation d'une coentreprise <sup>1</sup>	4	–		–	–	
Produits financiers et produits d'intérêts – participations financières	–	(29)		–	(8)	
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés – participations financières	–	35		–	40	
Dépenses d'investissement de maintien – participations financières <sup>2</sup>	–	–		–	3	
Distributions donnant droit à des avantages fiscaux – participations financières <sup>2</sup>	–	6		–	6	
Divers	4	–		4	–	
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>211</b>	<b>100</b>	<b>111</b>	<b>172</b>	<b>105</b>	<b>67</b>
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			38			38
Distributions au partenaire de TA Cogen			(11)			(1)
Déduire : Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise			(4)			–
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation de TransAlta déconsolidés</b>			<b>134</b>			<b>104</b>

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

2) 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 aux 31 mars 2021 et 31 décembre 2020 :

Aux	31 mars 2021	31 déc. 2020	Augmentation (diminution)
<b>Actif</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	648	703	(55)
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	649	692	(43)
Immobilisations corporelles, montant net	5 658	5 822	(164)
Immobilisations incorporelles	286	313	(27)
Divers <sup>1</sup>	2 178	2 217	(39)
<b>Total de l'actif</b>	<b>9 419</b>	<b>9 747</b>	<b>(328)</b>
<b>Passif et capitaux propres</b>			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (courantes et non courantes)	3 206	3 361	(155)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	601	673	(72)
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	251	298	(47)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 340	2 352	(12)
Participations ne donnant pas le contrôle	1 037	1 084	(47)
Divers <sup>2</sup>	1 984	1 979	5
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>9 419</b>	<b>9 747</b>	<b>(328)</b>

1) Comprend les liquidités soumises à restrictions, les créances clients et autres débiteurs, les charges payées d'avance, les stocks, les actifs détenus en vue de la vente, les placements, la partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement, les actifs au titre de droits d'utilisation, le goodwill, les actifs d'impôt différé et d'autres actifs.

2) Comprend les dettes fournisseurs et charges à payer, les impôts sur le résultat à payer, les dividendes à verser, les passifs d'impôt différé, les passifs sur contrat, les passifs de gestion du risque et les titres échangeables.

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 baisse des actifs de gestion du risque, déduction faite des passifs de gestion du risque, est attribuable surtout aux variations défavorables des prix du marché et à des règlements de contrats.
- La diminution des immobilisations corporelles s'explique par l'amortissement (183 millions de dollars) et la dépréciation d'actifs (27 millions de dollars), contrebalancés en partie par des ajouts (98 millions de dollars) liés aux actifs en construction du parc éolien Windrise, à la conversion des chaudières, au projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et à d'autres dépenses d'entretien d'envergure planifié. Nos immobilisations corporelles ont également diminué en raison des variations des taux de change (diminution de 13 millions de dollars) et de la révision des provisions pour frais de démantèlement du fait des variations des taux d'actualisation (35 millions de dollars).
- La diminution des immobilisations incorporelles est attribuable à la dépréciation de 14 millions de dollars des droits relatifs aux mines et à la dotation aux amortissements de 13 millions de dollars.
- 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 (18 millions de dollars), en partie compensés par les variations des soldes impayés résultant de l'affaiblissement du dollar américain (11 millions de dollars).

- La diminution de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions s'explique principalement par la révision des taux d'actualisation (45 millions de dollars) et le règlement des provisions a donné lieu à une baisse de 32 millions de dollars.
- 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 (30 millions de dollars), des pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger (8 millions de dollars), des pertes nettes sur les couvertures de flux de trésorerie (44 millions de dollars) et de l'incidence des régimes de paiements fondés sur des actions (10 millions de dollars), le tout contrebalancé en partie par les variations des placements à la juste valeur (43 millions de dollars) et les gains actuariels sur les régimes à prestations définies (37 millions de dollars).
- La diminution des participations ne donnant pas le contrôle découle surtout des distributions (37 millions de dollars) et des pertes sur les placements intersociétés à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global (43 millions de dollars), le tout contrebalancé en partie par le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle (31 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 :

	Trois mois clos les 31 mars		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	257	214	43
Activités d'investissement	(111)	(95)	(16)
Activités de financement	(200)	(196)	(4)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	4	(5)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	648	338	310

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour la période de trois mois close le 31 mars 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.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, en raison surtout de ce qui suit :

- augmentation de la trésorerie utilisée pour les activités de construction (26 millions de dollars);
- baisse du fonds de roulement hors trésorerie liée au calendrier de règlement des dettes fournisseurs se rapportant aux travaux de construction pour les actifs en construction (12 millions de dollars);
- le tout contrebalancé par une augmentation du montant recouvré sur les créances au titre des contrats de location-financement (6 millions de dollars).

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, en raison surtout de ce qui suit :

- diminution des montants dus aux termes des facilités de crédit et de la dette à long terme (14 millions de dollars);
- augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (18 millions de dollars);
- le tout contrebalancé par les profits réalisés (10 millions de dollars) comptabilisés au cours de la période correspondante de l'exercice précédent et les variations du fonds de roulement liées aux activités de financement (13 millions de dollars).

## Capital financier

### Structure du capital

Notre structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux	31 mars 2021		31 déc. 2020	
	\$	%	\$	%
<b>TransAlta Corporation</b>				
<b>Montant net des dettes non garanties de premier rang</b>				
Dette avec recours – débiteures en dollars canadiens	250	4	249	3
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	877	13	886	13
Facilités de crédit	–	–	114	2
Divers	5	–	7	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(241)	(4)	(121)	(2)
Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides <sup>1</sup>	–	–	(13)	–
<b>Montant net des dettes non garanties de premier rang</b>	<b>891</b>	<b>13</b>	<b>1 122</b>	<b>16</b>
<b>Autres passifs</b>				
Débiteures échangeables	331	5	330	5
Dette sans recours	383	6	385	6
Obligations locatives	106	2	112	2
<b>Total de la dette nette – TransAlta Corporation</b>	<b>1 711</b>	<b>26</b>	<b>1 949</b>	<b>29</b>
<b>TransAlta Renewables</b>				
<b>Dette nette présentée de TransAlta Renewables</b>				
Dette sans recours	668	10	670	10
Obligations locatives	24	–	22	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(407)	(6)	(582)	(9)
<b>Dette au titre des placements dans des participations financières de TransAlta Renewables</b>				
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis <sup>2</sup>	131	2	134	2
Dette sans recours <sup>3</sup>	762	11	782	11
<b>Total de la dette nette – TransAlta Renewables</b>	<b>1 178</b>	<b>17</b>	<b>1 026</b>	<b>14</b>
<b>Total de la dette nette consolidée<sup>4</sup></b>	<b>2 889</b>	<b>43</b>	<b>2 975</b>	<b>43</b>
Participations ne donnant pas le contrôle	1 037	16	1 084	16
Actions privilégiées échangeables <sup>5</sup>	400	6	400	6
<b>Capitaux propres attribuables aux actionnaires</b>				
Actions ordinaires	2 894	43	2 896	43
Actions privilégiées	942	14	942	14
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(1 496)	(22)	(1 486)	(22)
<b>Total du capital</b>	<b>6 666</b>	<b>100</b>	<b>6 811</b>	<b>100</b>

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 2,1 milliards de dollars, dont 648 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 860 millions de dollars de la dette contractée par la Société viendra à échéance, qui comprend un montant de 511 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 31 mars 2021	Montant total	Crédit utilisé		Capacité disponible	Date d'échéance
		Lettres de crédit en cours <sup>1</sup>	Emprunts réels		
<b>TransAlta Corporation</b>					
Facilité bancaire consortiale consentie <sup>2</sup>	1 250	400	—	850	T2 2025
Facilités de crédit bilatérales consenties – Canada	240	160	—	80	T2 2023
<b>TransAlta Renewables</b>					
Facilité de crédit consentie <sup>2</sup>	700	95	—	605	T2 2025
<b>Total</b>	<b>2 190</b>	<b>655</b>	<b>—</b>	<b>1 535</b>	

1) TransAlta est tenue d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque et de couverture liées aux produits de base, aux obligations au titre du régime de retraite, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 31 mars 2021, nous avons consenti des garanties au comptant de 20 millions de dollars.

2) TransAlta a des lettres de crédit de 97 millions de dollars et TransAlta Renewables a des lettres de crédit de 95 millions de dollars qui ont été émises de facilités de lettre de crédit non consenties; ces obligations sont soutenues et réduisent la capacité disponible sur les facilités de crédit consenties.

### Capital social

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

Aux	12 mai 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020
Nombre d'actions (en millions)			
<b>Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période</b>	<b>269,9</b>	<b>269,9</b>	<b>269,8</b>
Actions privilégiées			
Série A <sup>1</sup>	9,6	9,6	10,2
Série B <sup>1</sup>	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
<b>Actions privilégiées émises et en circulation dans les capitaux propres à la fin de la période</b>	<b>38,6</b>	<b>38,6</b>	<b>38,6</b>
Série I – titres échangeables <sup>2</sup>	0,4	0,4	0,4
<b>Actions privilégiées émises et en circulation à la fin de la période</b>	<b>39,0</b>	<b>39,0</b>	<b>39,0</b>

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. 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.

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. 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.

*Participations ne donnant pas le contrôle*

Au 31 mars 2021, nous détenons une participation de 60,1 % (60,3 % au 31 mars 2020) dans TransAlta Renewables. Notre pourcentage de participation a diminué en raison de l'émission par TransAlta Renewables d'actions ordinaires dans le cadre de son régime de réinvestissement des dividendes. Nous ne participons pas à ce régime. Au cours du quatrième trimestre de 2020, TransAlta Renewables a suspendu son régime de réinvestissement des dividendes à l'égard des dividendes futurs et déclarés. Les dividendes futurs seront uniquement versés en espèces.

Nous détenons également une participation de 50,01 % dans TA Cogen (50,01 % au 31 mars 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 attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 s'est établi à 31 millions de dollars, une augmentation de 24 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2020. Le résultat de TransAlta Renewables a augmenté en raison surtout d'une hausse des produits financiers et des profits de change résultant du raffermissement du dollar australien par rapport au dollar canadien. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, le résultat de TA Cogen a également augmenté par rapport à celui de la période correspondante de 2020, en raison de la hausse des prix sur le marché de l'Alberta, contrebalancée en partie par la baisse de la production.

**Rendements aux fournisseurs de capitaux***Charge d'intérêts nette*

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

	<b>Trois mois clos les 31 mars</b>	
	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Intérêt sur la dette	40	43
Intérêt sur les titres échangeables	14	7
Produits d'intérêts	(3)	(3)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(5)	(1)
Intérêts sur les obligations locatives	2	2
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	4	4
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	1	—
Divers	3	1
Désactualisation des provisions	7	9
<b>Charge d'intérêts nette</b>	<b>63</b>	<b>62</b>

La charge d'intérêts nette pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 a été comparable à celle de la période close le 31 mars 2020. Au premier trimestre de 2021, les intérêts sur les titres échangeables émis au quatrième trimestre de 2020 ont augmenté. Cette augmentation a été compensée par une hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif sur les projets de mise en valeur et une baisse des intérêts sur les autres soldes de dette.

**Nouveautés en matière de réglementation**

Se reporter à la rubrique «Risques politiques et juridiques» de notre rapport de gestion annuel de 2020 pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

**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 sa cible de réduction des émissions de GES de 30 % sous les niveaux de 2005 au 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 (CUSC). Lors du sommet sur le climat tenu par le président Biden le 22 avril 2021, le premier ministre Trudeau a revu à la hausse la cible du Canada en matière de réduction des gaz à effet de serre, la faisant passer d'ici 2030 de 40 % à 45 % 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. 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.

#### **Norme sur les combustibles propres («NCP»)**

Le 19 décembre 2020, le gouvernement canadien a publié son projet de règlement de la NCP, marquant le début d'une période de consultation publique obligatoire de 75 jours, laquelle a pris fin le 4 mars 2021. Le gouvernement fédéral a aussi annoncé que seuls les combustibles liquides servant aux transports seraient assujettis à la NCP; les combustibles gazeux et solides sont donc exclus de son application, ce qui limite les répercussions sur le secteur de l'électricité. La NCP devrait être finalisée en décembre 2021 et entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> décembre 2022.

#### **Tarifification 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<sup>er</sup> 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. TransAlta participera activement à ce processus étant donné que toute modification du STFR aura probablement une incidence sur les systèmes provinciaux de tarification du carbone à l'avenir.

#### **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. Le gouvernement de l'Ontario a prévu appliquer les NRE à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2021. La mise en œuvre a été reportée au 1<sup>er</sup> janvier 2022. L'adoption du programme NRE ne représente aucun risque important pour les activités de TransAlta en Ontario. TransAlta continuera de soumettre des rapports de conformité au gouvernement fédéral au titre du STFR jusqu'à la mise en œuvre du programme NRE.

#### **Arrêt de la Cour suprême sur la constitutionnalité de la tarification fédérale sur le carbone**

Dans une décision à six contre trois rendue le 25 mars 2021, la Cour suprême du Canada a jugé que la LTPGES était constitutionnelle. La Cour a conclu que la preuve démontre clairement que «l'établissement de normes nationales minimales de tarification rigoureuse des GES en vue de réduire les émissions de ces gaz présente un intérêt pour le Canada tout entier» et que la loi fédérale est «une matière cruciale pour nous permettre de répondre à une menace existentielle à la vie humaine au Canada et dans le monde entier». En conséquence, les gouvernements provinciaux devront continuer d'imposer leurs propres coûts du carbone sur les émissions de gaz à effet de serre conformément à la LTPGES ou le gouvernement fédéral imposera son STFR ou sa propre taxe carbone.

### L'American Jobs Plan du président Biden

Le 31 mars 2021, le président Biden a présenté l'American Jobs Plan (le « plan ») axé principalement sur la lutte contre les changements climatiques. Le plan 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. Le plan doit être adopté par la Chambre et le Sénat, et les détails pourraient changer dans les prochains mois alors que le Congrès travaillera à l'élaboration de la loi habilitante. Étant donné l'étroite majorité démocrate dans les deux chambres, l'adoption n'est pas garantie.

Le Made in America Tax Plan proposé financerait les coûts associés au plan pendant 15 ans en établissant le taux d'imposition des sociétés à 28 %, en réduisant la capacité des sociétés d'éviter de payer de l'impôt aux États-Unis, et en cherchant à conclure des accords en vue d'établir un taux d'imposition minimum mondial des sociétés.

TransAlta est visée par les lignes directrices proposées dans le plan suivantes :

- Un investissement de 175 milliards de dollars dans les véhicules électriques
- Un secteur de l'électricité sans émission de carbone d'ici 2035
- La prolongation des crédits à l'investissement pour soutenir davantage le développement de projets d'énergie renouvelable
- La Federal Grid Deployment Authority soutiendra le développement d'un nouveau réseau de 20 GW
- Un financement de 180 milliards de dollars en recherche et développement pour de nouvelles technologies énergétiques, dont des technologies de stockage
- Une prolongation du crédit d'impôt de la section 45Q afin d'accroître le captage, l'utilisation et le stockage du carbone
- Un financement de 35 milliards de dollars en recherche et développement pour des technologies de captage du carbone

### 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 d'ici 2030 les émissions de gaz à effet de serre aux États-Unis de 50 % à 52 % en deçà de leur niveau de 2005.

## 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 de gaz naturel et de livraison

Ces contrats comprennent des engagements de volume fixe de gaz naturel. Au 31 mars 2021 et au 31 décembre 2020, la Société était partie à des ententes d'approvisionnement comportant des contrats sur produits de base pour le gaz naturel à prix variable qui visent un volume de 139 TJ par jour jusqu'en 2034, selon la tarification de l'Alberta Energy Company (AECO). En raison des fluctuations du prix variable du gaz, l'engagement total des contrats sur produits de base pour le gaz naturel a augmenté de 308 millions de dollars pour atteindre 2,0 milliards de dollars au 31 mars 2021 (1,7 milliard de dollars au 31 décembre 2020).



## 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 trois mois close le 31 mars 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. 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 cumulé de 17 millions de dollars ont été reçues en 2020 et ont été réglées. La troisième et dernière facture, d'un montant de 11 millions de dollars, a été reçue au premier trimestre de 2021 et sera réglée d'ici la date d'échéance de paiement du 31 mai 2021.

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

La Société est engagée dans un litige avec Energy Transfer Canada ULC, auparavant SemCAMS Midstream ULC («ET Canada»), en raison de la résiliation alléguée par ET Canada des 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'usine 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. La date de l'audience reste à être déterminée.

### III. Litige avec FMG

La Société est actuellement engagée dans un litige avec FMG concernant la résiliation alléguée du CAÉ 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 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.

## 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.

## 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 de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, à l'exception de l'adoption de nouvelles normes en vigueur au 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 pas entraîné d'ajustements.

### **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'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<sup>er</sup> janvier 2021 et ont été adoptées par la Société le 1<sup>er</sup> janvier 2021.

La facilité de crédit utilise 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 inclut 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 31 mars 2021, aucun emprunt n'avait été effectué sur la facilité de crédit. La Société suit la réforme et ne s'attend pas à ce qu'elle ait une incidence importante.

### **Changements de méthodes comptables futurs**

#### **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<sup>er</sup> janvier 2023, mais la Société prévoit les adopter par anticipation pour les états financiers annuels de 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 et à la note 2 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités.

## **Instruments financiers**

Se reporter à la note 15 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport intégré annuel de 2020 et aux notes 10 et 11 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 31 mars 2021 et pour la période de trois mois close à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers.

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

Au 31 mars 2021, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments de niveau III était de 485 millions de dollars (582 millions de dollars au 31 décembre 2020). La diminution pour la période découle essentiellement des prix du marché défavorables et 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 11 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 du trimestre, 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 de la période de trois mois close le 31 mars 2021, la majorité de notre effectif qui soutient et réalise notre CIIF et nos 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 notre CIIF ou nos 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. 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 que, en date du 31 mars 2021, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, notre CIIF et nos CPCI étaient efficaces.

## Glossaire des termes clés

### Actifs hydroélectriques en Alberta

Actifs hydroélectriques de la Société, détenus par l'entremise de TransAlta Renewables Inc., 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.

### 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

Les 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

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

### Capacité

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

### Capacité marchande

Terme utilisé pour décrire 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

Le secteur d'activité présenté auparavant comme le secteur Charbon aux États-Unis a été 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)

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

### 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)

Les 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**

La disponibilité est ajustée 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**

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

**Flux de trésorerie disponibles**

Les 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**

Les 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. La durée, habituellement calculée en semaines, est établie à compter de l'arrêt de la centrale jusqu'à sa remise en service.

**Mégawatt (MW)**

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

**Mégawattheure (MWh)**

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

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

Sous le gouvernement de l'Ontario, les normes de rendement à l'égard des émissions établissent des limites d'émissions de gaz à effet de serre (GES) pour les installations visées.

**Optimisation de la répartition**

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

**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 intitulée *Electric Utilities Act*, les services auxiliaires sont les services nécessaires pour faire en sorte que le réseau électrique interconnecté soit exploité de manière à fournir un niveau de service satisfaisant grâce à des niveaux de tension et de fréquence acceptables.

#### Taxe carbone

Fixe le prix du carbone par tonne de gaz à effet de serre émise relativement aux carburants de transport, au mazout de chauffage et autres sources d'émission plus minimes.

#### Térajoule (TJ)

Unité métrique d'énergie couramment utilisée dans l'industrie de l'énergie. Un TJ équivaut à 1 000 GJ ou à un billion de joules. Un TJ est également égal à 277 778 kilowattheures («kWh»).

#### Turbine

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

**TransAlta Corporation**

110 - 12th Avenue S.W.  
Box 1900, Station "M"  
Calgary (Alberta) T2P 2M1

**Téléphone**

403.267.7110

**Site Web**

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

**Société de fiducie Computershare du Canada**

Suite 600, 530 – 8 th Avenue SW  
Calgary (Alberta) T2P 3S8

**Téléphone**

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

**Télécopieur**

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

**Site Web**

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

**POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS**

**Investisseurs – Demandes de renseignements**

**Téléphone**

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

**Courriel**

[investor\\_relations@transalta.com](mailto:investor_relations@transalta.com)

**Médias – Demandes de renseignements**

**Téléphone**

Sans frais : 1.855.255.9184  
ou 403.267.2540

**Courriel**

[TA\\_Media\\_Relations@transalta.com](mailto:TA_Media_Relations@transalta.com)



## Comptes de résultat consolidés résumés

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

(non audité)	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
Produits des activités ordinaires (note 4)	642	606
Coûts du combustible et des achats d'électricité (note 5)	243	193
Coûts de conformité liés au carbone	50	45
<b>Marge brute</b>	<b>349</b>	<b>368</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 5)	105	128
Amortissement	149	156
Dépréciation d'actifs (reprise) (note 6)	29	(41)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	9	9
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	(10)
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>67</b>	<b>126</b>
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	2	–
Produits tirés des contrats de location-financement	7	1
Charge d'intérêts nette (note 7)	(63)	(62)
Profit (perte) de change	7	(19)
Autres profits	1	–
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>	<b>21</b>	<b>46</b>
Charge d'impôts sur le résultat (note 8)	20	2
<b>Résultat net</b>	<b>1</b>	<b>44</b>
<b>Résultat net attribuable aux :</b>		
Actionnaires de TransAlta	(30)	37
Participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	31	7
	<b>1</b>	<b>44</b>
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(30)	37
Dividendes sur actions privilégiées (note 17)	–	10
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>(30)</b>	<b>27</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)</b>	<b>270</b>	<b>277</b>
<b>Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué</b>	<b>(0,11)</b>	<b>0,10</b>

Voir les notes jointes.

# États du résultat global consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
<b>Résultat net</b>	<b>1</b>	<b>44</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>		
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts (note 1 B)) <sup>1</sup>	37	6
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts <sup>2</sup>	(1)	9
<b>Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net</b>	<b>36</b>	<b>15</b>
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	(13)	96
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	5	(41)
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts <sup>3</sup>	(23)	14
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts <sup>4</sup>	(18)	(25)
<b>Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net</b>	<b>(49)</b>	<b>44</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>(13)</b>	<b>59</b>
<b>Total du résultat global</b>	<b>(12)</b>	<b>103</b>
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>		
Actionnaires de TransAlta	(2)	78
Participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	(10)	25
	<b>(12)</b>	<b>103</b>

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 11 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 (charge de 2 millions de dollars en 2020).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 (charge de 1 million de dollars en 2020).

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 8 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 (charge de 5 millions de dollars en 2020).

4) Déduction faite du reclassement de la charge d'impôts sur le résultat de 5 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 (charge de 7 millions de dollars en 2020).

Voir les notes jointes.

## États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	31 mars 2021	31 déc. 2020
Trésorerie et équivalents de trésorerie	648	703
Liquidités soumises à restrictions	53	71
Créances clients et autres débiteurs	568	583
Charges payées d'avance	55	31
Actifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	164	171
Stocks (note 12)	216	238
Actifs détenus en vue de la vente	105	105
	<b>1 809</b>	<b>1 902</b>
Placements	102	100
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	215	228
Actifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	485	521
Immobilisations corporelles (note 13)		
Coût	13 395	13 398
Amortissement cumulé	(7 737)	(7 576)
	<b>5 658</b>	<b>5 822</b>
Actifs au titre de droits d'utilisation	132	141
Immobilisations incorporelles	286	313
Goodwill	463	463
Actifs d'impôt différé	59	51
Autres actifs	210	206
<b>Total de l'actif</b>	<b>9 419</b>	<b>9 747</b>
Dettes fournisseurs et charges à payer	625	599
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions	47	59
Passifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	93	94
Partie courante des passifs sur contrat	2	1
Impôts sur le résultat à payer	21	18
Dividendes à verser (notes 16 et 17)	37	59
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 14)	111	105
	<b>936</b>	<b>935</b>
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 14)	3 095	3 256
Titres échangeables (note 15)	731	730
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	554	614
Passifs d'impôt différé	399	396
Passifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	63	68
Passifs sur contrat	13	14
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants (note 1 B))	251	298
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 16)	2 894	2 896
Actions privilégiées	942	942
Surplus d'apport	30	38
Déficit	(1 856)	(1 826)
Cumul des autres éléments du résultat global	330	302
<b>Capitaux propres attribuables aux actionnaires</b>	<b>2 340</b>	<b>2 352</b>
Participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	1 037	1 084
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>3 377</b>	<b>3 436</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>9 419</b>	<b>9 747</b>

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture (note 3)

Engagements et éventualités (note 18)

Voir les notes jointes.

## États des variations des capitaux propres consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)

Trois mois clos le 31 mars 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	—	—	—	(30)	—	(30)	31	1
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	—	—	—	—	(8)	(8)	—	(8)
Pertes nettes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(44)	(44)	2	(42)
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	37	37	—	37
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	43	43	(43)	—
<b>Total du résultat global</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(30)</b>	<b>28</b>	<b>(2)</b>	<b>(10)</b>	<b>(12)</b>
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	(2)	—	(8)	—	—	(10)	—	(10)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	—	—	—	—	—	—	(37)	(37)
<b>Solde au 31 mars 2021</b>	<b>2 894</b>	<b>942</b>	<b>30</b>	<b>(1 856)</b>	<b>330</b>	<b>2 340</b>	<b>1 037</b>	<b>3 377</b>

Trois mois clos le 31 mars 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	—	—	—	37	—	37	7	44
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	—	—	—	—	55	55	—	55
Pertes nettes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(2)	(2)	—	(2)
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	6	6	—	6
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	(18)	(18)	18	—
<b>Total du résultat global</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>37</b>	<b>41</b>	<b>78</b>	<b>25</b>	<b>103</b>
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(12)	—	(12)	—	(12)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(10)	—	(10)	—	(10)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA	(14)	—	—	5	—	(9)	—	(9)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 9)	—	—	—	2	—	2	5	7
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	(4)	—	(14)	—	—	(18)	—	(18)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)
<b>Solde au 31 mars 2020</b>	<b>2 960</b>	<b>942</b>	<b>28</b>	<b>(1 433)</b>	<b>495</b>	<b>2 992</b>	<b>1 105</b>	<b>4 097</b>

Voir les notes jointes.

## Tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
<b>Activités d'exploitation</b>		
Résultat net	1	44
Amortissement (note 19)	204	184
(Profit) perte à la vente d'actifs	(1)	–
Désactualisation des provisions (note 7)	7	9
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(3)	(4)
Recouvrement d'impôt différé (note 8)	(3)	(7)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	(20)	(53)
(Profits latents) pertes latentes de change	(9)	26
Provisions	(4)	–
(Reprise de) dépréciation d'actifs (note 6)	29	(41)
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des coentreprises	(2)	–
Autres éléments sans effet de trésorerie	(14)	6
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement</b>	<b>185</b>	<b>164</b>
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	72	50
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>257</b>	<b>214</b>
<b>Activités d'investissement</b>		
Ajouts d'immobilisations corporelles (note 13)	(98)	(72)
Ajouts d'immobilisations incorporelles	(1)	(2)
Liquidités soumises à restrictions	17	17
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	4	–
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	(2)	3
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	10	4
Divers	(5)	3
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(36)	(48)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>	<b>(111)</b>	<b>(95)</b>
<b>Activités de financement</b>		
Diminution nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 14)	(114)	(101)
Remboursement de la dette à long terme (note 14)	(18)	(17)
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 16)	(12)	(11)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 17)	(10)	(10)
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 16)	(4)	(9)
Pertes réalisées (profits réalisés) sur les instruments financiers	–	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 9)	(37)	(19)
Remboursement des obligations locatives (note 14)	(2)	(5)
Divers	(2)	–
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	(1)	(14)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>	<b>(200)</b>	<b>(196)</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement</b>	<b>(54)</b>	<b>(77)</b>
<b>Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères</b>	<b>(1)</b>	<b>4</b>
<b>Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(55)</b>	<b>(73)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période</b>	<b>703</b>	<b>411</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>648</b>	<b>338</b>
Impôts sur le résultat au comptant payés	12	12
Intérêts au comptant payés	51	39

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 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 de la Société. Par conséquent, ces états doivent être lus avec les plus récents états financiers consolidés annuels de la Société disponibles sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

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

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

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités reflètent tous les ajustements qui consistent en des ajustements et charges récurrents réguliers qui sont, de l'avis de la direction, nécessaires à une présentation fidèle des résultats. Les résultats 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 12 mai 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 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. 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 233 millions de dollars au 31 mars 2021, comparativement à 282 millions de dollars au 31 décembre 2020.

## 2. Principales méthodes comptables

### A. Modifications comptables de l'exercice considéré

Les méthodes comptables adoptées pour la préparation des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités sont conformes à celles utilisées pour la préparation des états financiers consolidés annuels de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, à l'exception de l'adoption de nouvelles normes en vigueur au 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 pas entraîné d'ajustements.

#### 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'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<sup>er</sup> janvier 2021 et ont été adoptées par la Société le 1<sup>er</sup> janvier 2021.

La facilité de crédit utilise 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 inclut 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 31 mars 2021, aucun emprunt n'avait été effectué sur la facilité 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

#### 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<sup>er</sup> janvier 2023, mais la société prévoit les adopter par anticipation pour les états financiers annuels de 2021.

### 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. 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. Toutefois, 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. Le contrat actuel avec la SIERE visant la centrale de cogénération de Sarnia vient à échéance le 31 décembre 2025. La Société est en pourparlers avec les trois autres preneurs 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.

### B. 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'engage à acheter les crédits d'électricité renouvelable et crédits environnementaux associés à 100 MW sur la capacité de production du projet éolien Garden Plain («Garden Plain») de 130 MW. En vertu de ce contrat de 18 ans, Pembina a l'option d'acquiescer une participation de 37,7 % dans le projet (49 % du 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. Garden Plain sera situé à environ 30 km au nord de Hanna, en Alberta. Les activités de construction débuteront à l'automne 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.

### C. 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.

### D. Cas de force majeure lié au surchauffeur de l'unité 1 de la centrale de Keepphills

L'unité 1 de la centrale de Keepphills 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.

### E. Acquisitions de TransAlta Renewables

Le 26 février 2021, la Société a vendu sa participation directe de 100 % dans le projet éolien Windrise («Windrise») de 207 MW à TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»), une filiale de la Société, pour une contrepartie de 213 millions de dollars. Le solde des coûts de construction de Windrise sera payé par TransAlta Renewables. Windrise devrait entrer en service au deuxième semestre de 2021.

Le 1<sup>er</sup> 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 respectivement de 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 un cocontractant de qualité.



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

Le 26 mai 2020, la Société a annoncé que la TSX avait 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. Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021, aucune action ordinaire n'a été rachetée et annulée dans le cadre de l'OPRA. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2020, la Société a racheté et annulé un total de 1 297 000 actions ordinaires à un prix moyen de 6,73 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 9 millions de dollars.

#### G. 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.

Toutes nos installations restent pleinement opérationnelles et peuvent répondre aux besoins de nos clients. 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. 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 aux contrats à long terme et aux positions couvertes. À la fin du premier trimestre, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 2,1 milliards de dollars, dont 648 millions de dollars en trésorerie et en équivalents de trésorerie.

## 4. Produits

### A. Ventilation des produits

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

Trois mois clos le 31 mars 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
<b>Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>									
Électricité et autres	—	63	64	29	6	2	—	—	164
Crédits environnementaux	—	5	—	—	—	—	—	—	5
<b>Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	—	68	64	29	6	2	—	—	169
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location <sup>1</sup>	—	—	5	—	—	—	—	—	5
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation <sup>2</sup>	—	(4)	1	—	(41)	50	61	1	68
Produits tirés des activités de détail et autres	89	22	4	2	241	42	—	—	400
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>89</b>	<b>86</b>	<b>74</b>	<b>31</b>	<b>206</b>	<b>94</b>	<b>61</b>	<b>1</b>	<b>642</b>
<b>Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	—	5	—	—	4	2	—	—	11
Au fil du temps	—	63	64	29	2	—	—	—	158
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>—</b>	<b>68</b>	<b>64</b>	<b>29</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>169</b>

1) 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.

2) Représentent les profits ou les pertes réalisés et latents des positions de couverture.

Trois mois clos le 31 mars 2020	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord <sup>1</sup>	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta <sup>2</sup>	Centralia <sup>2</sup>	Commerci alisation de l'énergie	Siège social	Total
<b>Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>									
Électricité et autres <sup>3</sup>	36	61	44	21	77	4	–	–	243
Crédits environnementaux <sup>4</sup>	–	8	–	–	–	–	–	(5)	3
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>36</b>	<b>69</b>	<b>44</b>	<b>21</b>	<b>77</b>	<b>4</b>	<b>–</b>	<b>(5)</b>	<b>246</b>
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location <sup>5</sup>	–	–	4	15	13	–	–	–	32
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation	–	11	1	–	2	99	28	2	143
Produits tirés des activités de détail et autres	2	25	2	3	114	39	–	–	185
<b>Total des produits des activités ordinaires</b>	<b>38</b>	<b>105</b>	<b>51</b>	<b>39</b>	<b>206</b>	<b>142</b>	<b>28</b>	<b>(3)</b>	<b>606</b>
<b>Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	–	4	–	–	5	4	–	–	13
Au fil du temps	36	65	44	21	72	–	–	(5)	233
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>36</b>	<b>69</b>	<b>44</b>	<b>21</b>	<b>77</b>	<b>4</b>	<b>–</b>	<b>(5)</b>	<b>246</b>

1) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020.

2) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta et le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

3) Certains soldes des contrats des secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Gaz en Amérique du Nord ont été reclassés des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients aux produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ou aux produits des activités ordinaires tirés des contrats de location.

4) 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.

5) 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.

## 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 31 mars			
	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 – gaz <sup>1</sup>	58	–	40	–
Coûts du combustible – charbon <sup>1,2</sup>	46	–	69	–
Redevances, coûts de location des terrains et autres coûts directs	5	–	5	–
Achats d'électricité	69	–	39	–
Amortissement minier <sup>2</sup>	55	–	28	–
Salaires et avantages sociaux	10	46	12	67
Autres charges d'exploitation	–	59	–	61
<b>Total</b>	<b>243</b>	<b>105</b>	<b>193</b>	<b>128</b>

1) Au premier trimestre de 2021, les coûts du combustible ont été divisés pour présenter séparément les coûts du gaz 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) Les postes Coûts du combustible – charbon et Amortissement minier comprennent un montant de 25 millions de dollars lié à la dépréciation des stocks de charbon comptabilisé au premier trimestre de 2021.

## 6. Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
Dépréciation des immobilisations corporelles – projet de centrale de cogénération de Kaybob	27	–
Dépréciation des immobilisations incorporelles – droits relatifs aux mines de charbon <sup>1</sup>	14	–
Variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état d'actifs mis hors service <sup>2</sup>	(12)	(41)
<b>Dépréciation d'actifs (reprises)</b>	<b>29</b>	<b>(41)</b>

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

2) La variation est principalement attribuable à la hausse des taux d'actualisation. En moyenne, à l'exclusion des baisses de taux à court terme pour les mises hors service dans les 5 prochaines années, ces taux d'actualisation ont augmenté d'environ 0,2 % à 0,4 %, les taux se situant dans une fourchette de 3,6 % à 7,2 % (fourchette de 3,6 % à 6,9 % au 31 décembre 2020).

### 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 18 pour plus de détails.

## 7. Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
Intérêt sur la dette	40	43
Intérêt sur les titres échangeables	14	7
Produits d'intérêts	(3)	(3)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(5)	(1)
Intérêts sur les obligations locatives	2	2
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	4	4
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	1	—
Divers	3	1
Désactualisation des provisions	7	9
<b>Charge d'intérêts nette</b>	<b>63</b>	<b>62</b>

## 8. Impôts sur le résultat

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
Charge d'impôt exigible	23	9
Recouvrement d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(19)	(10)
Charge d'impôt différé découlant de la réduction de valeur des actifs d'impôt différé <sup>1</sup>	16	3
<b>Charge d'impôts sur le résultat</b>	<b>20</b>	<b>2</b>

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
Charge d'impôt exigible	23	9
Recouvrement d'impôt différé	(3)	(7)
<b>Charge d'impôts sur le résultat</b>	<b>20</b>	<b>2</b>

1) Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021, la Société a comptabilisé une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé de 16 millions de dollars (réduction de valeur de 3 millions de dollars au 31 mars 2020). 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.

## 9. Participations ne donnant pas le contrôle

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
<b>Résultat net</b>		
TransAlta Cogeneration L.P.	12	3
TransAlta Renewables	19	4
	<b>31</b>	<b>7</b>
<b>Total du résultat global</b>		
TransAlta Cogeneration L.P.	12	3
TransAlta Renewables	(22)	22
	<b>(10)</b>	<b>25</b>
<b>Distributions en espèces versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle</b>		
TransAlta Cogeneration L.P.	12	1
TransAlta Renewables	25	18
	<b>37</b>	<b>19</b>
<b>Aux</b>	<b>31 mars 2021</b>	<b>31 déc. 2020</b>
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		
TransAlta Cogeneration L.P.	137	136
TransAlta Renewables	900	948
	<b>1 037</b>	<b>1 084</b>
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)		
TransAlta Cogeneration L.P.	49,99	49,99
TransAlta Renewables	39,9	39,9

## 10. 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. 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		31 mars 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	517	+31 -52	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	26 \$ US à 29 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 5 \$ US
				Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	26 \$ US à 29 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 5 \$ US
Livraison de charbon – États-Unis	(19)	+2 -4	Évaluation numérique des instruments dérivés	Augmentation du tarif ferroviaire	Volatilité 21 % à 43 % 21 \$ à 24 \$	80 % à 120 % Zéro à 4 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	–	+4 -4	Statistiques historiques («bootstrap»)	Volume Coût de l'approvisionnement		95 % à 105 % (+/-) 1 \$ US par MWh
				Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	35 \$ US à 51 \$ US	Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	(25)	+22 -21	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
Autres	(3)	+3 -4				

Au		31 décembre 2020				
Description	Juste valeur	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
			Évaluation numérique des instruments dérivés	Volatilité	15 % à 40 %	80 % à 120 %
Livraison de charbon – États-Unis	(16)	+3 -5	Statistiques historiques («bootstrap»)	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		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
Autres	(4)	+5 -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 31 mars 2021, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont diminué respectivement d'environ 6 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<sup>er</sup> janvier 2021 et prend fin le 31 décembre 2025. Des techniques d'évaluation des options ont été utilisées pour évaluer l'obligation liée à ces dispositions du contrat.

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

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

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

En ce qui a trait au parc éolien Big Level, la Société a un contrat à long terme fondé sur les écarts en vertu duquel elle reçoit un prix fixe par MWh et paie le cours du marché en vigueur et en temps réel de l'énergie par MWh ainsi que la livraison physique de crédits d'énergie renouvelable fondés sur une approximation de la production. La mise en service de la



centrale a eu lieu en décembre 2019 et le contrat, qui est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> 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.

## 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 31 mars 2021 : niveau I – passif net de 1 million de dollars (passif net de 13 millions de dollars au 31 décembre 2020), niveau II – néant (passif net de 27 millions de dollars au 31 décembre 2020), niveau III – actif net de 485 millions de dollars (actif net de 582 millions de dollars au 31 décembre 2020).

Les variations importantes des actifs et des passifs nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021 découlent essentiellement des prix du marché défavorables et 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 trois mois closes respectivement les 31 mars 2021 et 2020 :

	Trois mois clos le 31 mars 2021			Trois mois clos le 31 mars 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	(42)	(17)	(59)	18	22	40
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	–	(7)	(7)	–	5	5
Contrats réglés	(30)	5	(25)	(23)	–	(23)
Variation des taux de change	(6)	–	(6)	57	(1)	56
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque à la fin de la période</b>	<b>495</b>	<b>(10)</b>	<b>485</b>	<b>730</b>	<b>34</b>	<b>764</b>
<b>Informations supplémentaires sur le niveau III :</b>						
Profits (pertes) comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	(48)	–	(48)	75	–	75
Total des profits (pertes) compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	30	(24)	6	23	26	49
Profits (pertes) latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux actifs nets détenus à la fin de la période	–	(19)	(19)	–	26	26

## 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 9 millions de dollars au 31 mars 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 trois mois close le 31 mars 2021 sont principalement attribuables aux variations favorables des taux d'intérêt et des taux de change.

#### IV. Autres actifs et passifs financiers

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

	Juste valeur <sup>1</sup>				Valeur comptable totale <sup>1</sup>
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Titres échangeables au 31 mars 2021	–	774	–	774	731
Dettes à long terme au 31 mars 2021	–	3 188	–	3 188	3 076
Titres échangeables au 31 décembre 2020	–	769	–	769	730
Dettes à long terme au 31 décembre 2020	–	3 480	–	3 480	3 227

1) Comprend la partie courante.

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

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

#### 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 10 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 :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2021	2020
Profit net non amorti (perte nette non amortie) au début de la période	(33)	9
Nouveaux profits initiaux	2	2
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(4)	(4)
<b>Profit net non amorti (perte nette non amortie) à la fin de la période<sup>1</sup></b>	<b>(35)</b>	<b>7</b>

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.

## 11. 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 31 mars 2021

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
<b>Gestion du risque lié aux produits de base</b>			
Courants	65	–	65
Non courants	429	(10)	419
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base</b>	<b>494</b>	<b>(10)</b>	<b>484</b>
<b>Divers</b>			
Courants	8	(2)	6
Non courants	–	3	3
<b>Autres actifs nets de gestion du risque</b>	<b>8</b>	<b>1</b>	<b>9</b>
<b>Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque</b>	<b>502</b>	<b>(9)</b>	<b>493</b>

Au 31 décembre 2020

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

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

### I. Risque de marché

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

Le secteur Commercialisation de l'énergie de la Société mène les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché. La valeur à risque («VaR») sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation pour compte propre de la Société, sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 %, résultant des fluctuations normales du marché. Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. La VaR au 31 mars 2021 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 1 million 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. Au 31 mars 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 17 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 31 mars 2021, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 9 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 31 mars 2021 :

	Note de première qualité (en pourcentage)	Note de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs <sup>1</sup>	90	10	100	568
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	100	—	100	215
Actifs de gestion du risque <sup>1</sup>	95	5	100	649
Prêt à recevoir <sup>2</sup>	—	100	100	52
<b>Total</b>				<b>1 484</b>

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.

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 16 millions de dollars au 31 mars 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	625	—	—	—	—	—	625
Dette à long terme <sup>1</sup>	77	620	163	118	135	1 998	3 111
Titres échangeables <sup>2</sup>	—	—	—	—	750	—	750
Actifs de gestion du risque lié aux produits de base	(44)	(82)	(128)	(129)	(99)	(2)	(484)
Autres actifs de gestion du risque	(6)	—	(1)	(2)	—	—	(9)
Obligations locatives <sup>3</sup>	6	(5)	6	5	5	113	130
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives <sup>4</sup>	123	156	124	118	112	878	1 511
Intérêt sur les titres échangeables <sup>2,4</sup>	39	53	53	53	—	—	198
Dividendes à verser	37	—	—	—	—	—	37
<b>Total</b>	<b>857</b>	<b>742</b>	<b>217</b>	<b>163</b>	<b>903</b>	<b>2 987</b>	<b>5 869</b>

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

2) On suppose que les débentures seront échangées le 1<sup>er</sup> janvier 2025. Se reporter à la note 15 pour en savoir plus.

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 31 mars 2021, la Société avait fourni une garantie de 176 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 117 millions de dollars à ses contreparties (85 millions de dollars au 31 décembre 2020).

## 12. 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 la période de trois mois close le 31 mars 2021, la Société a comptabilisé une réduction de valeur de 25 millions de dollars sur ses stocks de charbon produits en interne pour les ramener à leur valeur nette de réalisation, dont une tranche de 17 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	31 mars 2021	31 déc. 2020
Pièces et matériaux	108	107
Charbon	69	83
Frais de découverte différés	4	8
Gaz naturel	1	2
Crédits d'émission achetés	34	38
<b>Total</b>	<b>216</b>	<b>238</b>

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 31 mars 2021, nous disposions de 1 340 096 crédits en stock achetés à l'extérieur comptabilisés à un montant de 34 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 762 963 crédits d'émission admissibles générés en interne non comptabilisés (502 653 au 31 décembre 2020).

### 13. Immobilisations corporelles

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021, la Société a fait des ajouts de 98 millions de dollars liés principalement aux actifs en construction du parc éolien Windrise, à la conversion des chaudières, au projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et à d'autres dépenses d'entretien planifié d'envergure. Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2020, la Société a fait des acquisitions de 72 millions de dollars principalement liées aux actifs en construction pour les centrales converties du charbon au gaz, au parc éolien de Windrise, à la centrale de cogénération de Kaybob, aux terrains, et aux dépenses d'entretien planifié d'envergure.

Au 31 mars 2021, la provision pour frais de démantèlement avait considérablement diminué en raison de l'augmentation des variations des taux d'actualisation, attribuable essentiellement à l'augmentation des taux de référence du marché, ce qui a réduit de 35 millions de dollars les actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles.

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

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	31 mars 2021			31 déc. 2020		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt <sup>1</sup>	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt <sup>1</sup>
Facilités de crédit <sup>2</sup>	—	—	— %	114	114	2,7 %
Débitures	250	251	7,1 %	249	251	7,1 %
Billets de premier rang <sup>3</sup>	877	884	5,4 %	886	894	5,4 %
Dette sans recours <sup>4</sup>	1 813	1 833	4,1 %	1 837	1 858	4,1 %
Divers <sup>5</sup>	136	143	7,1 %	141	147	7,1 %
	<b>3 076</b>	<b>3 111</b>		<b>3 227</b>	<b>3 264</b>	
Obligations locatives	130			134		
	<b>3 206</b>			<b>3 361</b>		
Moins : partie courante de la dette à long terme	(103)			(97)		
Moins : partie courante des obligations locatives	(8)			(8)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives	<b>(111)</b>			<b>(105)</b>		
<b>Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives</b>	<b>3 095</b>			<b>3 256</b>		

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 31 mars 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 109 millions de dollars américains au 31 mars 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, dont un montant de 1,5 milliard de dollars était disponible au 31 mars 2021 (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2020), y compris les lettres de crédit non utilisées. Le 30 mars 2021, les facilités de crédit ont été modifiées pour en repousser l'échéance jusqu'au 30 juin 2025 et une tranche de 1,25 milliard de dollars a été convertie en facilité comportant un 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 gaz à effet de serre et de diversité femmes-hommes, qui font partie de la stratégie globale de la Société sur les questions environnementales, économiques, sociales et de gouvernance, ou E<sup>2</sup>SG. 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 («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 31 mars 2021, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

## 15. Titres échangeables

### A. Émission de 750 millions de dollars de titres échangeables

Aux	31 mars 2021			31 déc. 2020		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Débitures échangeables échéant le 1 <sup>er</sup> mai 2039	331	350	7 %	330	350	7 %
Actions privilégiées échangeables <sup>1</sup>	400	400	7 %	400	400	7 %
Total des titres échangeables	731	750		730	750	

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

Le 3 mai 2021, la Société a déclaré un dividende de 7 millions de dollars sur les actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série I (les «actions privilégiées échangeables») émises et en circulation au taux fixe de 1,726 % par action. Le dividende est payable le 31 mai 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 7).

### B. Option d'échange

Aux	31 mars 2021		31 déc. 2020	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Description		Néant		Néant
Option d'échange – dérivé incorporé	–	-39	–	-33

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

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.



## 16. 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.

	Trois mois clos les 31 mars			
	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	—	(2)	—	(4)
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA	—	—	(1,3)	(14)
Options d'achat d'action exercées	0,1	—	—	—
Émises et en circulation à la fin de la période	269,9	2 894	275,7	2 960

### B. Dividendes

Le 23 décembre 2020, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,045 \$ par action ordinaire, payé le 1<sup>er</sup> avril 2021.

Le 3 mai 2021, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,045 \$ par action ordinaire, payable le 1<sup>er</sup> juillet 2021.

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.

### C. 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).

## 17. 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	31 mars 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 trois mois closes les 31 mars 2021 et 2020 :

Série	Montants trimestriels	Trois mois clos les 31 mars	
		2021 <sup>1</sup>	2020
A	0,16931	—	2
B <sup>2</sup>	0,13186	—	—
C	0,25169	—	3
E	0,32463	—	3
G	0,31175	—	2
<b>Total pour la période</b>		<b>—</b>	<b>10</b>

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 2,103 %.

Le 3 mai 2021, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 30 juin 2021, de 0,17981 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,13108 \$ 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.

## 18. Engagements et éventualités

### A. Engagements

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. Veuillez également vous reporter à nos états financiers annuels audités 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 de gaz naturel et de livraison

Ces contrats comprennent des engagements de volume fixe de gaz naturel. Au 31 mars 2021 et au 31 décembre 2020, la Société était partie à des ententes d'approvisionnement comportant des contrats sur produits de base pour le gaz naturel à prix variable qui visent un volume de 139 TJ par jour jusqu'en 2034, selon la tarification de l'Alberta Energy Company (AECO). En raison des fluctuations du prix variable du gaz, l'engagement total des contrats sur produits de base pour le gaz naturel a augmenté de 308 millions de dollars pour atteindre 2,0 milliards de dollars au 31 mars 2021 (1,7 milliard de dollars au 31 décembre 2020).

## B. Éventualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations, poursuites judiciaires et procédures réglementaires dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en jeu et l'existence de protections d'assurance pertinentes. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la Société ou qu'elles n'auront pas une incidence négative importante sur TransAlta. Dans le cours normal des affaires, des organismes de réglementation peuvent également présenter des demandes de renseignements, auxquelles la Société donnera suite comme il se doit. Pour les principales éventualités en cours, se reporter à la note 36 des états financiers consolidés annuels audités. Les changements à ces éventualités au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021 sont présentés ci-après :

### I. 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 ont été réglées. La troisième et dernière facture, d'un montant de 11 millions de dollars, a été reçue au premier trimestre de 2021 et sera réglée d'ici la date d'échéance de paiement du 31 mai 2021.

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

La Société est engagée dans un litige avec Energy Transfer Canada ULC, auparavant SemCAMS Midstream ULC («ET Canada»), en raison de la résiliation alléguée par ET Canada des 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'usine 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. La date de l'audience reste à être déterminée.

### III. Litige avec FMG

La Société est actuellement engagée dans 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 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.

## 19. Informations sectorielles

## A. Résultats présentés par secteur

Trois mois clos le 31 mars 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 comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence <sup>1</sup>	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	89	91	74	31	206	94	61	1	647	(5)	642
Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>2</sup>	1	4	24	2	137	74	—	1	243	—	243
Coûts de conformité liés au carbone <sup>2</sup>	—	—	7	—	43	—	—	—	50	—	50
Marge brute	88	87	43	29	26	20	61	—	354	(5)	349
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	13	12	10	30	13	10	8	106	(1)	105
Amortissement	4	35	12	7	72	15	—	6	151	(2)	149
Dépréciation d'actifs	—	—	—	—	6	(4)	—	27	29	—	29
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	3	—	—	4	1	—	—	9	—	9
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	—	—	(10)	—	—	—	(10)	—	(10)
Résultats d'exploitation	73	36	19	12	(76)	(5)	51	(41)	69	(2)	67
Quote-part du résultat de placements dans les entreprises associées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	2
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	1	6	—	—	—	—	7	—	7
Charge d'intérêts nette	—	—	—	—	—	—	—	—	(63)	—	(63)
Profit de change	—	—	—	—	—	—	—	—	7	—	7
Profit à la vente d'actifs	—	—	—	—	—	—	—	—	1	—	1
Résultat avant impôts sur le résultat	—	—	—	—	—	—	—	—	21	—	21

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 31 mars 2020	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord <sup>1</sup>	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta <sup>2</sup>	Centralia <sup>2</sup>	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	38	105	51	39	206	142	28	(3)	606
Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>3</sup>	2	5	13	3	105	68	—	(3)	193
Coûts de conformité liés au carbone <sup>3</sup>	—	—	1	—	44	—	—	—	45
Marge brute	36	100	37	36	57	74	28	—	368
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	13	12	7	33	16	9	29	128
Amortissement	6	33	11	11	67	22	—	6	156
Reprise de dépréciation d'actifs	—	—	—	—	(4)	(37)	—	—	(41)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2	1	—	4	1	—	—	9
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	—	—	—	(10)	—	—	—	(10)
Résultats d'exploitation	20	52	13	18	(33)	72	19	(35)	126
Produits tirés des contrats de location- financement	—	—	1	—	—	—	—	—	1
Charge d'intérêts nette	—	—	—	—	—	—	—	—	(62)
Perte de change	—	—	—	—	—	—	—	—	(19)
Résultat avant impôts sur le résultat	—	—	—	—	—	—	—	—	46

1) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020.

2) Au troisième trimestre de 2020, le secteur Charbon au Canada a été renommé Énergie thermique en Alberta et le secteur Charbon aux États-Unis a été renommé Centralia.

3) 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.

## 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 31 mars	
	2021	2020
Amortissement selon les comptes de résultat consolidés résumés	149	156
Amortissement compris dans le poste Coûts du combustible et des achats d'électricité (note 5)	55	28
<b>Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés</b>	<b>204</b>	<b>184</b>

## 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 résumés audités annuels 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 31 mars 2021 :

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

(0,7) 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.*