

Rapport de gestion

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

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation pour les périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin 2020 et 2019, ainsi qu'avec les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion annuel contenus dans notre rapport intégré annuel de 2019. 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 30 juin 2020. 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 30 juillet 2020. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation, y compris la notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com. L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

Table des matières

Énoncés prospectifs	RG2	Flux de trésorerie	RG31
Faits saillants	RG5	Capital financier	RG32
Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG7	Nouveautés en matière de réglementation	RG34
Stratégie d'entreprise	RG8	Autre analyse consolidée	RG35
Perspectives financières pour 2020	RG10	Méthodes et estimations comptables critiques	RG36
Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles	RG12	Modifications comptables	RG37
Analyse des résultats financiers consolidés	RG13	Instruments financiers	RG38
Résultats sectoriels aux fins de comparaison	RG16	Gouvernance et gestion du risque	RG38
Principales informations trimestrielles	RG25	Contrôles et procédures de communication de l'information	RG40
Principaux ratios financiers	RG26	Informations supplémentaires	RG41
Situation financière	RG30	Glossaire des termes clés	RG43
		Renseignements sur la Société	RG45

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 : les protocoles et procédures mis en place et revus continuellement par la Société relativement à la pandémie du nouveau coronavirus («COVID-19»); nos projets de conversion du charbon au gaz, y compris l'achèvement de la conversion de l'unité 6 de la centrale de Sundance d'ici le second semestre de 2020, la conversion des unités 2 et 3 de la centrale de Keephills en 2021, le renouvellement des systèmes de production de l'unité 5 de la centrale de Sundance et de l'unité 1 de la centrale de Keephills en unités à cycle combiné et la date de mise en service prévue de l'unité 5 de la centrale de Sundance; la dépréciation d'actifs au troisième trimestre attribuable à la mise hors service de l'unité 3 de la centrale de Sundance; la vente du gazoduc Pioneer à NOVA Gas Transmission Ltd. («NGTL») et les avantages escomptés de cette vente, y compris l'accès au réseau de gaz naturel très liquide et aux carrefours gaziers de NGTL, ainsi qu'une flexibilité supplémentaire pour la livraison de gaz naturel; l'utilisation du produit tiré de la vente du gazoduc Pioneer pour financer le plan d'investissement dans l'énergie propre de la Société; la conclusion des contrats de transport aux fins de livraisons à long terme avec NGTL afin de porter à 400 TJ par jour le total des services de transport de gaz naturel par gazoduc, nouveaux et existants, d'ici 2023; la croissance de notre portefeuille d'énergies renouvelables, notamment le projet WindCharger, le projet de parc éolien Windrise et le projet de parc éolien de Skookumchuck, y compris le moment de la mise en service; l'expansion des activités de production sur place et de cogénération, y compris la mise en service du projet de centrale de cogénération de Kaybob au cours du second semestre de 2021; la croissance et les dépenses liées à la conversion du charbon au gaz dans le cadre du plan d'investissement dans l'énergie propre, y compris les dépenses totales estimées et les dates d'achèvement prévues; les perspectives financières pour 2020, y compris le BAIIA aux fins de comparaison, les flux de trésorerie disponibles et le dividende annualisé en 2020; les prix au comptant de l'électricité en Alberta et dans la région du Mid-Columbia; les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité en 2020, 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; la perte de production découlant des travaux d'entretien d'envergure planifiés; la réduction prévue de la demande d'électricité en Alberta et des prix marchands de l'électricité en 2020; l'incidence attendue sur les prix de l'électricité en Alberta, en Ontario et dans le nord-ouest du Pacifique en raison de la COVID-19 et l'effondrement des prix du pétrole; le caractère cyclique des activités, y compris les coûts d'entretien, la production, les prix de l'électricité et les charges; notre capital financier, y compris l'obtention comme prévue de la deuxième tranche de 400 millions de dollars de l'investissement de Brookfield; l'utilisation de nos liquidités et de nos facilités de crédit existantes pour rembourser la dette venant à échéance en 2020; le refinancement de la dette venant à échéance en 2022; la conception du marché de l'Alberta et le fait qu'aucun changement n'est prévu après l'échéance de nos CAÉ de l'Alberta à la fin de 2020; l'incidence de la COVID-19 sur les processus réglementaires et environnementaux; les dates de procès pour les litiges avec Fortescue Metals Group Ltd. et Mangrove Partners Master Fund Ltd. («Mangrove»); l'appel de la dispense pour cause de force majeure lié au stator de l'unité 1 de la centrale de Keephills; le risque estimé relativement à la procédure visant une règle relative aux pertes en ligne; l'incidence que pourrait avoir la COVID-19 sur les activités commerciales et les affaires internes de la Société, et les mesures à prendre en réponse à la pandémie; et le maintien par la Société d'une situation financière solide et de liquidités considérables grâce à nos facilités de crédit consenties existantes.

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 de 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 applicables, y compris les modifications fiscales et réglementaires dans les marchés où nous exerçons nos activités; aucune incidence défavorable importante sur les marchés des placements et du crédit à long terme; les prix au comptant de l'électricité en Alberta se situant entre 45 \$ et 53 \$ le mégawattheure («MWh») en 2020; les prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia se

situant entre 25 \$ US et 35 \$ US le MWh en 2020; les dépenses d'investissement de maintien variant entre 155 millions de dollars et 185 millions de dollars en 2020; les dépenses d'investissement liées à la productivité se situant entre 5 millions de dollars et 10 millions de dollars; les taux d'actualisation; notre pourcentage de participation dans TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») ne change pas de manière importante; aucune diminution des dividendes à recevoir de TransAlta Renewables; le prolongement de la durée d'utilité prévue des centrales alimentées au charbon et les résultats financiers anticipés générés par la conversion ou le renouvellement des systèmes de production; les hypothèses concernant la capacité des unités converties à être concurrentielles sur le marché de l'énergie de l'Alberta; et les hypothèses à l'égard de notre stratégie et de nos priorités actuelles, notamment celles qui ont trait à la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz, à la croissance des activités de TransAlta Renewables et à notre aptitude à réaliser tous les avantages économiques découlant de la capacité, de l'énergie et des services auxiliaires de nos actifs hydroélectriques en Alberta à l'expiration du CAÉ applicable; notre capacité à obtenir gain de cause dans l'action engagée par Mangrove; la deuxième tranche de 400 millions de dollars de l'investissement de Brookfield se concluant comme prévu au quatrième trimestre de 2020; et l'investissement de Brookfield et les arrangements connexes ayant les avantages escomptés pour la Société. Les énoncés prospectifs sont sujets à un certain nombre de risques, d'incertitudes et d'hypothèses 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, sans toutefois s'y limiter, les risques concernant l'incidence de la COVID-19, le déclin économique général et l'effondrement du marché du pétrole et du gaz, dont l'incidence sur la Société dépendra fortement de la gravité et de la durée globales de la COVID-19 ainsi que de la détérioration de la conjoncture économique générale, lesquelles sont impossibles à prévoir pour le moment, et qui présentent des risques, notamment les suivants : 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; la réalisation de nos projets de croissance et d'agrandissement, y compris notre capacité à obtenir l'équipement nécessaire ainsi que les approbations réglementaires dans les délais prévus, ou à tout moment; notre capacité à maintenir nos notes de crédit; notre capacité à maintenir des contrôles internes adéquats dans l'éventualité où nos employés ne pourraient pas accéder à nos bureaux habituels pendant une longue période; 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 qui pourrait restreindre notre capacité d'obtenir du financement de sources externes pour financer nos dépenses axées sur l'exploitation et la croissance; la hausse du taux de perte sur nos créances clients en raison de défaillances de crédit; des perturbations supplémentaires de notre chaîne d'approvisionnement; la dépréciation d'actifs; et les répercussions négatives sur nos systèmes de technologie de l'information et nos systèmes de contrôle interne étant donné la nécessité d'accroître les dispositions de travail à distance, 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; 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; l'évolution de la conjoncture économique ou des conditions de marché, y compris les fluctuations des taux d'intérêt; 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 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 des systèmes de production, 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; les catastrophes naturelles et les catastrophes causées par l'homme, y compris celles entraînant la rupture de barrages; la menace de terrorisme et de cyberattaques au pays; les pannes de matériel et notre capacité d'exécuter ou de faire exécuter les réparations à des coûts raisonnables ou en temps opportun, voire pas du tout; 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'incidence de l'indisponibilité ou de la perturbation des installations de transport d'électricité ou de marchandises; les risques et la concurrence dans le secteur d'activité; la nécessité de faire appel à certains groupes d'intervenants et à des tiers ou de s'appuyer sur eux; les fluctuations du change et les risques politiques à l'étranger; le besoin de financement supplémentaire et sa disponibilité; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; l'évolution du crédit et des conditions du marché; les changements apportés à notre relation avec TransAlta Renewables ou à la propriété 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; des changements dans les attentes en matière de paiement de dividendes futurs, y compris ceux de TransAlta Renewables; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; les baisses des notes de crédit; les différends qui nous opposent à des contreparties; notre provision pour impôts sur le bénéfice; les litiges et poursuites judiciaires, réglementaires et contractuels visant la Société, y compris en ce qui a trait aux litiges avec FMG et Mangrove; 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 circulaire de sollicitation de procurations de la direction de la Société datée du 9 mars 2020 et dans sa notice annuelle et son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, qui ont été déposés sous le profil de la Société auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières au www.sedar.com et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis («SEC») au www.sec.gov.

Les lecteurs sont priés d'examiner attentivement ces facteurs dans leur évaluation des énoncés prospectifs et de ne pas s'y fier indûment puisqu'ils reflètent les attentes de la Société uniquement en date des présentes. Les 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 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Produits des activités ordinaires	437	497	1 043	1 145
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	151	177	389	543
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	112	130	240	234
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(60)	—	(33)	(65)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	121	258	335	340
BAIIA aux fins de comparaison ^{1,2}	217	215	437	436
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	159	155	331	324
Flux de trésorerie disponibles ¹	91	49	200	144
Perte nette par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,22)	—	(0,12)	(0,23)
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ¹	0,58	0,55	1,20	1,14
Flux de trésorerie disponibles par action ¹	0,33	0,17	0,72	0,51
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,0425	0,04	0,085	0,04
Dividendes déclarés sur actions privilégiées ³	0,2533	0,2591	0,5123	0,2591

Aux	30 juin 2020	31 décembre 2019
Total de l'actif	9 370	9 508
Total de la dette nette consolidée ^{1,4}	3 168	3 110
Total des passifs non courants	4 229	4 329

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'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» 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 («BAIIA aux fins de comparaison»).

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

4) Le total de la dette nette consolidée comprend la dette à long terme, y compris la tranche courante, les montants dus aux termes des facilités de crédit, les titres échangeables, le financement donnant droit à des avantages fiscaux et les obligations locatives aux États-Unis, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie disponibles, le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP LP 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.

Les flux de trésorerie disponibles, l'une des mesures financières clés de la Société, ont totalisé respectivement 91 millions de dollars et 200 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020. Les flux de trésorerie disponibles pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 ont augmenté respectivement de 42 millions de dollars et 56 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019. L'augmentation s'explique principalement par les solides flux de trésorerie sectoriels, les profits de change réalisés, la baisse des dépenses d'investissement de maintien et la baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales. Les flux de trésorerie sectoriels générés par l'entreprise ont augmenté respectivement de 47 millions de dollars et de 48 millions de dollars au deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice 2020 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019, en raison d'une performance accrue dans nos secteurs Charbon aux États-Unis, Gaz en Amérique du Nord, Énergie éolienne et solaire et Commercialisation de l'énergie qui a plus que compensé la faiblesse des résultats dans les secteurs Charbon au Canada et Hydroélectricité.

La disponibilité ajustée pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 s'est établie respectivement à 90,7 % et 91,7 %, en regard respectivement de 83,8 % et 86,7 % pour les périodes correspondantes de 2019. Cette augmentation s'explique en grande partie par la diminution du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées et les réductions de la capacité nominale dans les secteurs de production, le tout en partie contrebalancé par l'interruption planifiée dans le secteur Charbon au Canada en vue de la conversion à un système à deux carburants à la centrale de Sheerness.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 était respectivement de 4 607 gigawattheures («GWh») et 11 093 GWh, par rapport à 5 235 GWh et 13 360 GWh pour les périodes correspondantes de 2019. Cette baisse de production est principalement attribuable à l'interruption planifiée à la centrale de Sheerness, à une baisse de la production aux installations visées par des contrats de notre secteur Charbon au Canada et à une baisse de la demande marchande dans le secteur Charbon au Canada, ainsi qu'à un contexte de baisse importante des prix dans le nord-ouest du Pacifique au cours du premier semestre de 2020 nous amenant à effectuer des achats d'électricité pour nous acquitter de nos obligations contractuelles dans le secteur charbon aux États-Unis. Ces baisses ont été partiellement contrebalancées par une hausse de la production dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire attribuable à l'ajout des installations Big Level et Antrim à la fin de 2019 et à une augmentation des ressources hydriques dans le secteur Hydroélectricité au cours du trimestre.

Les produits des activités ordinaires pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 ont diminué respectivement de 60 millions de dollars et 102 millions de dollars, par rapport à ceux des périodes correspondantes en 2019, en raison notamment d'une baisse de la production et des prix de l'électricité dans nos secteurs Charbon au Canada et Charbon aux États-Unis. La production a diminué en raison de l'interruption planifiée à la centrale de Sheerness, de la baisse de la demande découlant de la pandémie de COVID-19 et de l'incidence de la baisse des prix du pétrole sur l'économie de l'Alberta. Cette diminution a été en partie contrebalancée par l'augmentation des produits des activités ordinaires dans notre secteur Énergie éolienne et énergie solaire en raison de la hausse des ressources éoliennes et de la mise en service des parcs éoliens Big Level et Antrim en décembre 2019.

Les coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité ont diminué de 26 millions de dollars et 154 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, en regard des périodes correspondantes de 2019. Dans le secteur Charbon aux États-Unis, comparativement aux périodes correspondantes de 2019, nous avons amélioré nos marges en achetant de l'électricité à bas prix afin de nous acquitter de nos obligations contractuelles. Dans le secteur Charbon au Canada, la baisse de la production et notre capacité à cogénérer au gaz naturel nous ont permis de réduire les coûts du combustible. La cogénération nous permet de produire moins d'émissions de gaz à effet de serre («GES») que la combustion du charbon, ce qui réduit nos coûts de conformité liés aux GES. En outre, les coûts du secteur Gaz en Amérique du Nord ont baissé en raison d'une réduction de la production marchande.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 ont diminué de 18 millions de dollars et ont augmenté respectivement de 6 millions de dollars en regard de celles des périodes correspondantes de 2019. La variabilité causée par le swap sur rendement total a entraîné respectivement une baisse de 7 millions de dollars et une augmentation de 17 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020. Exclusion faite de l'incidence du swap sur rendement total, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont reculé de 11 millions de dollars pour les deux périodes grâce à un resserrement des mesures de contrôle des coûts, à une baisse des coûts de main-d'œuvre dans de nombreux secteurs et à une diminution des frais juridiques.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 a augmenté respectivement de 2 millions de dollars et 1 million de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2019, en raison surtout de la solide performance dans les secteurs Charbon aux États-Unis, Énergie éolienne et énergie solaire et Commercialisation de l'énergie, hausse annulée par une baisse du BAIIA aux fins de comparaison dans les secteurs Charbon au Canada, Gaz en Amérique du Nord et Hydroélectricité, ainsi que par une hausse des coûts du secteur Siège social. Les variations importantes du BAIIA aux fins de comparaison sectoriel sont présentées à la rubrique «Résultats sectoriels aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de trois mois close le 30 juin 2020 s'est établie à 60 millions de dollars, comparativement à un montant de néant à la période correspondante de l'exercice précédent. Le recul est en grande partie imputable à une baisse des produits des activités ordinaires, à une hausse de la dotation aux amortissements, à la dépréciation d'actifs et à une baisse des recouvrements d'impôts, le tout contrebalancé en partie par une baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et des profits de change. La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de six mois close le 30 juin 2020 s'est établie à 33 millions de dollars, comparativement à une perte de 65 millions de dollars à la période correspondante de 2019, soit une amélioration de 32 millions de dollars. Les solides résultats de nos secteurs Charbon aux États-Unis et Énergie éolienne et énergie solaire, les profits de change et une réduction de la provision pour frais de démantèlement de la mine de Centralia attribuable aux variations des taux d'actualisation, qui ont entraîné une reprise de dépréciation d'actifs, ont été en partie contrebalancés par une hausse de la dotation aux amortissements, une augmentation de la charge d'intérêts et une baisse des recouvrements d'impôts.

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.

COVID-19

L'Organisation mondiale de la Santé («OMS») 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. L'épidémie de la COVID-19 a amené les gouvernements à l'échelle mondiale à adopter des mesures d'urgence visant à freiner la propagation du virus. Ces mesures, notamment les interdictions de voyage, les périodes de quarantaine volontaire, l'auto-isollement, la distanciation physique et la fermeture des entreprises considérées comme non essentielles, ont fortement perturbé les entreprises à l'échelle mondiale, ce qui s'est traduit par un contexte économique incertain et complexe.

La Société a officiellement mis en œuvre son plan de continuité des activités le 9 mars 2020, qui préconisait ce qui suit : i) veiller à ce que les employés en mesure de travailler à distance l'aient fait; et ii) s'assurer que les employés chargés de l'exploitation et de la maintenance de ses installations, qui n'étaient pas en mesure de travailler à distance, ont pu travailler en toute sécurité et de façon à protéger leur santé. Au cours du deuxième trimestre de 2020, la Société a instauré une approche échelonnée visant le retour au bureau des employés qui faisaient du télétravail. Tous les bureaux et sites de TransAlta suivent des protocoles stricts en matière de dépistage et d'éloignement physique, et sont dotés d'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.

Bien que nos résultats traduisent l'incidence des prix et de la demande dans le contexte de la COVID-19, toutes nos installations demeurent entièrement opérationnelles et en mesure de répondre aux besoins de nos clients. Nous avons modifié nos procédures d'exploitation et mis en œuvre des protocoles sanitaires pour permettre à tous les employés de bureau de retourner sur l'ensemble des sites d'ici la fin du mois de juillet. 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.

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

Le 26 mai 2019, la Société a annoncé que la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 7,02 % des actions flottantes au 25 mai 2020. Aux termes de l'OPRA, les actions peuvent être rachetées sur le marché libre à la Bourse de Toronto ainsi que sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle les actions ordinaires sont négociées, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées.

La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 29 mai 2020 et se termine le 28 mai 2021 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires aura été racheté en vertu de l'OPRA ou à laquelle l'OPRA prendra fin, au choix de la Société.

En vertu des règles de la Bourse de Toronto, un maximum de 228 157 actions ordinaires (soit 25 % du volume de transactions quotidien moyen à la Bourse de Toronto de 912 630 actions ordinaires pour la période de six mois close le 30 avril 2020) peut être racheté à la Bourse de Toronto n'importe quel jour de Bourse dans le cadre de l'OPRA, sous réserve de la possibilité d'effectuer une acquisition en bloc excédant le maximum quotidien par semaine civile.

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2020, dans le cadre de l'OPRA actuelle et de l'OPRA précédente, la Société a racheté et annulé un total de 2 849 400 actions ordinaires à un prix moyen de 7,51 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 21 millions de dollars.

Changements au conseil d'administration

Le 21 avril 2020, nous avons annoncé que le conseil d'administration («conseil») a nommé John P. Dielwart à la présidence du conseil, sous réserve de sa réélection en tant qu'administrateur indépendant à l'assemblée générale annuelle des actionnaires de TransAlta. Comme il a été annoncé précédemment, l'ambassadeur Gordon Giffin, l'ancien président du conseil, a quitté le conseil après avoir occupé ce poste depuis 2011.

M. Dielwart est un administrateur indépendant au sein du conseil depuis 2014 et a présidé le comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable. Il était également membre du comité de rendement des investissements du conseil et du comité d'audit, des finances et des risques. M. Dielwart est l'un des fondateurs et administrateurs d'ARC Resources Ltd. depuis 1996 et a occupé le poste de chef de la direction d'ARC Resources Ltd. de 2001 à 2013. M. Dielwart est titulaire d'une licence en sciences (avec distinction) en génie civil de l'Université de Calgary, est membre de l'Association des ingénieurs et des géoscientifiques professionnels de l'Alberta et est un ancien président du conseil de l'Association canadienne des producteurs pétroliers. Il est également administrateur et ancien coprésident du Calgary and Area Child Advocacy Centre. En 2015, M. Dielwart a été intronisé au Temple de la renommée des affaires de Calgary.

Le 30 juillet 2020, Robert Flexon a remis à la Société sa démission du conseil d'administration, qui doit entrer en vigueur le 1^{er} août 2020. M. Flexon a récemment assumé le rôle de président du conseil d'administration de PG&E Corporation («PG&E») et démissionne du conseil en raison uniquement de la possibilité de conflits d'intérêts perçus entre PG&E et la Société.

Se reporter à la note 4 des états financiers consolidés annuels audités de 2019 de notre rapport intégré annuel du même exercice et à la note 3 de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 pour une description des événements importants qui ont eu une incidence sur les résultats de l'exercice précédent et de l'exercice en cours.

Stratégie d'entreprise

Notre stratégie d'entreprise demeure axée sur l'investissement dans une gamme de technologies propres et renouvelables telles que l'énergie éolienne, l'hydroélectricité, l'énergie solaire, les batteries et les centrales thermiques (au gaz naturel et de cogénération) qui produisent de l'électricité pour les clients industriels et les collectivités afin d'offrir un rendement à nos actionnaires. Le 16 septembre 2019, TransAlta a annoncé son plan d'investissement dans l'énergie propre afin de poursuivre sa stratégie et a annoncé ses objectifs à court terme le 16 janvier 2020. Au cours du premier semestre de 2020, les faits suivants ont eu une incidence sur ces objectifs :

Réaliser avec succès la conversion au gaz de nos centrales alimentées au charbon. Nous avons continué à faire avancer nos projets de conversion du charbon au gaz. Nous sommes en bonne voie pour terminer la conversion de l'unité 6 de la centrale de Sundance d'ici le deuxième semestre de 2020. La Société poursuit la conversion des unités 2 et 3 de sa centrale de Keephills qu'elle prévoit terminer en 2021 et a émis un ordre de démarrage des travaux pour les deux unités. Au cours du premier trimestre de 2020, nous avons obtenu l'approbation réglementaire de l'Alberta Utilities Commission pour le renouvellement des systèmes de production de l'unité 5 de la centrale de Sundance et de l'unité 1 de la centrale de Keephills en unités à cycle combiné. La Société attend toujours l'approbation du ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta. Nous sommes toujours en bonne voie pour émettre un ordre de démarrage des travaux en 2021 pour l'unité 5 de Sundance, et la mise en production commerciale devrait avoir lieu en 2023.

Le 22 juillet 2020, la Société a annoncé qu'elle avait donné avis à l'Alberta Electric System Operator («AESO») de son intention de mettre hors service à compter du 31 juillet 2020 l'unité 3 de la centrale de Sundance actuellement mise temporairement à l'arrêt. La décision de mise hors service a été prise en fonction notamment de l'évaluation par TransAlta des conditions futures du marché, de l'âge et de l'état de l'unité, ainsi que de notre capacité à fournir de l'énergie et de la capacité de production de notre portefeuille en Alberta. Cette décision nous permet de faire avancer notre transition vers une électricité entièrement propre d'ici 2025. Une dépréciation d'actifs d'environ 69 millions de dollars (52 millions de dollars après impôts) sera comptabilisée au troisième trimestre de 2020.

Au cours du deuxième trimestre de 2020, TransAlta a conclu un accord définitif d'achat et de vente en ce qui concerne la vente précédemment annoncée de sa participation de 50 % dans le gazoduc à NOVA Gas Transmission Ltd. («NGTL»), une filiale en propriété exclusive de TC Énergie, (la «transaction»). Le prix d'achat de 255 millions de dollars représente les participations de TransAlta et de Tidewater Midstream & Infrastructure Ltd. («Tidewater»). Dans le cadre de cette transaction, NGTL a l'intention d'intégrer le gazoduc Pioneer dans son réseau pipelinier en Alberta. La réalisation de cette transaction donnera à TransAlta un accès au réseau de gaz naturel très liquide et aux carrefours gaziers de NGTL et à un

grand groupe diversifié de producteurs de gaz et de bassins de ressources, une flexibilité supplémentaire pour la livraison de gaz naturel aux centrales électriques de la Société et un produit en trésorerie qui pourra être utilisé pour financer le plan d'investissement dans l'énergie propre.

Dans le cadre de la transaction, TransAlta a conclu des contrats de transport fermes à long terme avec NGTL pour la livraison de gaz naturel pour un volume de 275 TJ/ jour, ce qui portera le total des contrats de transport fermes à long terme à 400 TJ/jour d'ici 2023. Les engagements actuels de TransAlta, y compris les 139 TJ/jour avec Tidewater, resteront en place jusqu'à la clôture de la transaction. La transaction est soumise aux approbations réglementaires habituelles, qui devraient être obtenues dans la seconde moitié de 2021.

Faire croître notre portefeuille d'énergies renouvelables. Nous continuons à faire croître notre plateforme d'énergies renouvelables et sommes parvenus à faire avancer les travaux de construction du projet WindCharger Battery et du projet de parc éolien Windrise au début de 2020. Voici les faits marquants concernant nos projets d'énergies renouvelables survenus au cours du premier semestre de 2020 :

- La construction du projet WindCharger a commencé à la fin mars 2020 après la mise en place par TransAlta des procédures sanitaires nécessaires de sécurité pour protéger l'équipe de construction pendant la pandémie de COVID-19. Le projet devrait entrer en service en août 2020.
- Les activités de construction de notre projet Windrise se poursuivent, et toutes les procédures nécessaires à la protection de l'équipe de construction durant la pandémie de COVID-19 ont été mises en place. L'équipe de projet de TransAlta a modifié le calendrier de construction pour tenir compte d'un retard lié à la COVID-19 dans la livraison des composantes de l'éolienne et prévoit terminer les travaux de construction du projet en vue de sa mise en service dans la seconde moitié de 2021.
- L'AESO et TransAlta ont tenu des discussions qui ont donné lieu à un amendement à l'accord de soutien pour l'électricité renouvelable, visant à reporter de douze mois la date de début de l'arrêt prolongé de la construction, la date de mise en service cible et la date de début de l'arrêt prolongé de la mise en service en raison de retards probables dans l'exécution des projets attribuables à la pandémie COVID-19. Ainsi, la date de début de l'arrêt prolongé de la construction et la date de mise en service cible ont été reportées au 30 juin 2022 et la date de début de l'arrêt prolongé de la mise en service¹ a été reportée au 31 décembre 2023. L'achèvement et la mise en service par TransAlta du projet de parc éolien Windrise devraient se réaliser bien avant ces nouvelles échéances.
- Le projet de parc éolien de Skookumchuck est toujours en cours de construction et l'option d'achat de TransAlta prend effet à la date de mise en service. Le maître d'ouvrage a informé TransAlta que la construction avait été retardée en raison des conditions météorologiques et d'autres facteurs et que, par conséquent, le projet devrait être achevé et mis en service dans la seconde moitié de 2020.

Faire progresser et étendre nos activités de production sur place et de cogénération et accroître notre présence sur le marché des énergies renouvelables aux États-Unis. Dans le cadre de notre stratégie commerciale, notre priorité est d'accroître notre base d'actifs de production sur place et de cogénération. Le 19 mai 2020, nous avons conclu l'acquisition d'un actif de cogénération visé par un contrat auprès de deux sociétés fermées pour un prix d'achat d'environ 27 millions de dollars américains, sous réserve des ajustements liés au fonds de roulement. L'actif est une centrale de cogénération de 29 MW («Ada») dans le Michigan, visé par un CAÉ à long terme et des contrats de vente de vapeur pour environ six ans conclus avec Consumers Energy et Amway. La centrale Ada a été incluse dans les résultats du secteur Gaz en Amérique du Nord, connu auparavant sous le nom de secteur Gaz au Canada.

La Société continue de faire avancer le projet de centrale de cogénération de Kaybob, dont la mise en service est prévue au second semestre de 2021; toutefois, la Société continue de surveiller la COVID-19 et la conjoncture du marché afin de déterminer si elle devra modifier les plans. Au cours du premier semestre de 2020, nous avons conclu des contrats pour l'achat d'un groupe électrogène à moteur alternatif, de transformateurs élévateurs de tension et de matériel et appareillage électriques. La Société a obtenu pour ce projet, en mars 2020, un permis de développement municipal et l'Alberta Energy Regulator nous a accordé un permis au début d'avril 2020.

¹ Défini dans l'accord de soutien pour l'électricité renouvelable conclu avec l'AESO.

Croissance et dépenses liées à la conversion du charbon au gaz

TransAlta a annoncé notre plan d'investissement dans l'énergie propre lors de notre journée des investisseurs de 2019 et nos activités à l'appui de ce plan sont en cours. En plus des 337 millions de dollars affectés aux projets de parc éolien Big Level et Antrim et des 105 millions de dollars affectés au gazoduc Pioneer, les grands projets présentés ci-après sont en cours et représentent nos dépenses résiduelles dans le cadre de notre plan d'investissement dans l'énergie propre :

Projet	Total du projet		Dépenses résiduelles estimées pour 2020	Date d'achèvement prévue ²	Détails
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour ¹			
Projet de parc éolien de Skookumchuck ^{3,4}	150 - 160	—	84	2S 2020	Option visant l'achat d'une participation de 49 % dans le projet de parc éolien de 136,8 MW assorti d'un CAÉ de 20 ans
Projet de parc éolien Windrise ⁴	270 - 285	75	170	2S 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
Batterie WindCharger ^{4,5}	7 - 8	6	2	2S 2020	Projet de stockage à batteries à grande échelle de 10 MW à 20 MW
Conversion de chaudières ⁶	120 - 200	37	46	2020 à 2023	Conversion du charbon au gaz dans le secteur Charbon au Canada
Renouvellement du système de production	750 - 770	88	25	2023	Renouvellement du système de production de l'unité 5 de la centrale de Sundance pour en faire une unité à cycle combiné
Projet de centrale de cogénération de Kaybob ⁴	105 - 115	30	35	2S 2021	Projet de centrale de cogénération de 40 MW mené conjointement avec SemCAMS aux termes d'un contrat à prix fixe sur une période de 13 ans
Total	402 - 1 538	236	362		

1) Représentent les montants cumulatifs engagés au 30 juin 2020.

2) 2S est défini comme le second semestre de l'exercice.

3) Les dépenses estimées en 2020 supposent que le projet recevra un financement donnant droit à des avantages fiscaux pour le reste des dépenses totales liées au projet.

4) Ces projets pourraient être potentiellement abandonnés au profit de TransAlta Renewables Inc.

5) Exception faite des remboursements gouvernementaux attendus.

6) Le total des dépenses estimées comprend la conversion à un système à deux carburants de la centrale de Sheerness.

Pour plus de précisions sur le plan d'investissement dans l'énergie propre, veuillez consulter le rapport de gestion annuel de notre rapport annuel intégré de 2019.

Perspectives financières pour 2020

Pour plus de précisions sur nos perspectives financières pour 2020 et les hypothèses qui s'y rapportent, veuillez vous reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2020» de notre rapport de gestion annuel de 2019 de notre rapport annuel intégré de 2019.

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2020 :

Mesure	Cible
BAIIA aux fins de comparaison ¹	De 925 millions de dollars à 1 000 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles ¹	De 325 millions de dollars à 375 millions de dollars
Dividende	0,17 \$ 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'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» 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	Attentes initiales	Attentes mises à jour
Marché	Prix de l'électricité (\$/MWh)	Prix de l'électricité (\$/MWh)
Alberta – au comptant	De 53 \$ à 63 \$	De 45 \$ à 53 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US)	De 25 \$ à 35 \$	Aucun changement

Autres hypothèses relatives aux perspectives financières pour 2020

Dépenses d'investissement de maintien	De 170 millions de dollars à 200 millions de dollars	De 155 millions de dollars à 185 millions de dollars
---------------------------------------	--	--

Notre performance globale pour le premier semestre de 2020 est conforme aux attentes. La Société se situe actuellement dans la partie inférieure de la fourchette pour ce qui est du BAIIA aux fins de comparaison, car nous nous attendons à ce que la baisse des prix de l'électricité persiste en Alberta compte tenu des effets continus sur la demande dans le contexte de la COVID-19 et de la faiblesse des prix du pétrole, qui devraient se poursuivre pendant le reste de l'exercice. Toutefois, la Société continue de se situer dans la partie médiane de la fourchette pour ce qui est des flux de trésorerie disponibles indiqués ci-dessus, car nous avons pu réagir grâce à nos activités de couverture et aux ajustements apportés à nos plans d'investissement. Nos prévisions actuelles comprennent une réduction de la demande d'électricité en Alberta et une baisse correspondante du prix marchand de l'électricité par rapport à nos prévisions initiales.

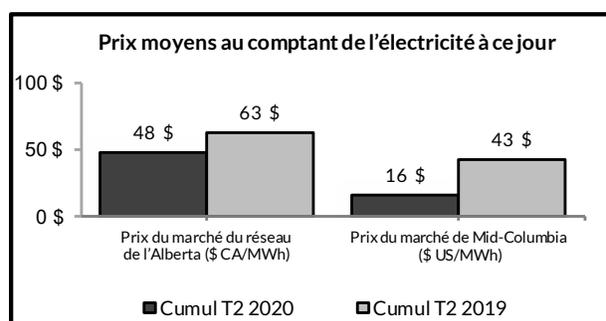
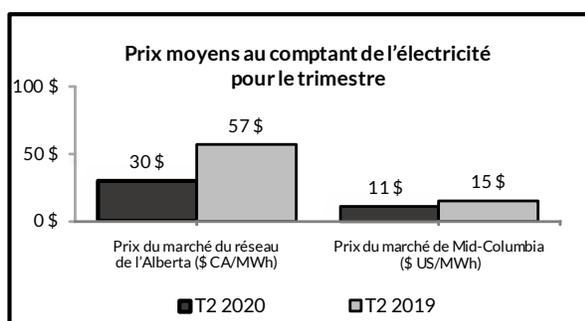
Activités d'exploitation

Ce qui suit est une mise à jour de nos hypothèses initiales figurant dans les perspectives financières pour 2020.

Prix du marché

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, le prix moyen au comptant de l'électricité en Alberta a diminué par rapport à celui des périodes correspondantes de 2019. En 2020, une combinaison de facteurs, soit une baisse des interruptions planifiées, une forte production hydroélectrique dans le nord-ouest du Pacifique, une baisse de la demande dans le contexte de la COVID-19 et une baisse des prix du pétrole ont entraîné une baisse des prix au premier semestre de 2020 par rapport à la période correspondante de 2019. Pour le reste de 2020, les prix de l'électricité en Alberta risquent toujours d'être inférieurs à ceux de 2019, en raison de la baisse de la demande liée à la pandémie de COVID-19 et de l'effondrement des prix du pétrole.

Les prix de l'électricité ont été sensiblement plus bas dans le nord-ouest du Pacifique au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019, principalement en raison des prix extrêmement élevés de l'électricité en février et mars 2019 et d'une production hydroélectrique plus importante au cours du deuxième trimestre de 2020, ce qui a entraîné une baisse des prix par rapport à ceux de l'exercice précédent. Pour le reste de 2020, les prix de l'électricité dans le nord-ouest du Pacifique risquent d'être inférieurs à ceux de 2019 si les répercussions de la COVID-19 sur la demande continuent de se manifester à l'été. De même, les prix de l'électricité en Ontario devraient être inférieurs à ceux de 2019 en raison de l'incidence de la COVID-19.



Commercialisation de l'énergie

Le BAIIA du secteur Commercialisation de l'énergie est touché par les prix et la volatilité du marché, les stratégies globales adoptées, et les modifications apportées aux règlements et aux lois. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Nos prévisions pour 2020 concernant le BAIIA du secteur Commercialisation de l'énergie ont augmenté pour passer de 75 millions de dollars à 85 millions de dollars, et le secteur devrait maintenant contribuer en dégageant une marge brute se situant entre 85 millions de dollars et 95 millions de dollars pour l'exercice.

Dépenses d'investissement de maintien et dépenses liées à la productivité

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

Catégorie	Description	Engagées à ce jour ¹	Dépenses prévues en 2020
Dépenses d'investissement courantes ²	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	16	55 - 65
Entretien d'envergure planifié	Travaux d'entretien d'envergure planifiés	37	95 - 110
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	2	5 - 10
Total des dépenses d'investissement de maintien		55	155 - 185
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	1	5 - 10
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		56	160 - 195

1) Au 30 juin 2020.

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 2020 comprennent ce qui suit :

- Une interruption pour travaux d'entretien d'envergure planifiés à l'unité 6 de la centrale de Sundance dans le secteur Charbon au Canada au cours des troisième et quatrième trimestres de 2020. Ces travaux seront réalisés parallèlement à la conversion du charbon au gaz de cette unité.
- 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

La perte de production imputable aux travaux d'entretien d'envergure planifiés, exclusion faite des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans le secteur Charbon aux États-Unis, qui sont prévus pendant une période d'optimisation de la répartition, est estimée comme suit pour 2020 :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total	Perdus à ce jour ¹
GWh perdus	700 - 800	250 - 300	950 - 1 100	284

1) Au 30 juin 2020.

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 pour les périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin 2020 et 2019. 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 d'exploitation. 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, 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 «Analyse des résultats financiers consolidés», «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.

Analyse des résultats financiers consolidés

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 :

- Pour que nous soyons davantage comparables à d'autres sociétés du secteur, 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 les pertes de change ne sont pas inclus puisqu'ils ne font pas partie des résultats d'exploitation.
- Certains des actifs que nous détenons au Canada 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 amortissons ces actifs sur leur durée d'utilité.
- 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.
- 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 la dépréciation et ne reflètent pas le rendement de l'entreprise.

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(60)	—	(33)	(65)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	15	16	22	51
Dividendes sur actions privilégiées	10	10	20	10
Résultat net	(35)	26	9	(4)
<i>Ajustements pour rapprocher le résultat net du BAIIA aux fins de comparaison</i>				
Charge d'impôts sur le résultat	(17)	(50)	(15)	(33)
Autres pertes	—	12	—	12
(Profit) perte de change	(23)	8	(4)	9
Charge d'intérêts nette	57	56	119	106
Amortissement	163	143	319	288
<i>Reclassements aux fins de comparaison</i>				
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	4	6	8	12
Amortissement minier inclus dans le coût du combustible	26	31	54	60
Produits d'intérêts australiens	1	1	2	2
(Profits) pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché	9	(18)	(46)	(16)
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec le BAIIA aux fins de comparaison</i>				
(Reprise de) dépréciation d'actifs ¹	32	—	(9)	—
BAIIA aux fins de comparaison	217	215	437	436

1) La (reprise de) dépréciation d'actifs pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 respectivement de 32 millions de dollars et 9 millions de dollars est liée à des 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 en raison de variations des taux d'actualisation attribuables à la volatilité sur le marché. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Méthodes et estimations comptables critiques» du présent rapport de gestion.

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 importante, car ils représentent le montant des flux de trésorerie pouvant servir à investir dans des initiatives de croissance, effectuer les remboursements du principal prévus sur la dette, rembourser la dette à l'échéance, verser des dividendes sur les actions ordinaires ou racheter des actions ordinaires. Les variations du fonds de roulement sont exclues afin de ne pas fausser les montants des fonds provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles en introduisant des variations que nous jugeons temporaires, notamment l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des encaissements et des décaissements. Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	121	258	335	340
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	30	(110)	(20)	(30)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	151	148	315	310
Ajustements				
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	4	6	8	12
Divers	4	1	8	2
Fonds provenant des activités d'exploitation	159	155	331	324
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(26)	(61)	(55)	(86)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)	(1)	(3)
Dividendes versés sur actions privilégiées ¹	(10)	(10)	(20)	(20)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(26)	(27)	(45)	(59)
Paiements au titre des obligations locatives	(5)	(6)	(10)	(11)
Divers	—	(1)	—	(1)
Flux de trésorerie disponibles	91	49	200	144
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	276	284	276	284
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,58	0,55	1,20	1,14
Flux de trésorerie disponibles par action	0,33	0,17	0,72	0,51

1) Les dividendes versés sur les actions privilégiées pour la période de trois mois close le 30 juin 2019 ont été ajustés pour inclure les dividendes à verser au deuxième trimestre de 2019.

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
BAIIA aux fins de comparaison	217	215	437	436
Provisions et autres	10	7	15	11
Charge d'intérêts	(45)	(46)	(92)	(88)
Charge d'impôt exigible	(12)	(7)	(21)	(14)
Profit (perte) de change réalisé	(6)	(2)	9	(7)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(4)	(8)	(8)	(15)
Autres éléments avec effet de trésorerie et sans effet de trésorerie	(1)	(4)	(9)	1
Fonds provenant des activités d'exploitation	159	155	331	324
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(26)	(61)	(55)	(86)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(1)	(1)	(1)	(3)
Dividendes versés sur actions privilégiées ¹	(10)	(10)	(20)	(20)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(26)	(27)	(45)	(59)
Paiements au titre des obligations locatives	(5)	(6)	(10)	(11)
Divers	—	(1)	—	(1)
Flux de trésorerie disponibles	91	49	200	144

1) Les dividendes versés sur les actions privilégiées pour la période de trois mois close le 30 juin 2019 ont été ajustés pour inclure les dividendes à verser au deuxième trimestre de 2019.

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 au titre des 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 les activités de chacun de nos secteurs sont présentés dans le tableau ci-dessous :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Flux de trésorerie sectoriels¹				
Charbon – Canada	21	19	43	60
Charbon – États-Unis	20	11	48	(1)
Gaz – Amérique du Nord ²	25	24	54	48
Gaz – Australie	29	29	57	59
Énergie éolienne et énergie solaire	57	39	129	105
Hydroélectricité	27	32	50	56
Génération de flux de trésorerie sectoriels	179	154	381	327
Commercialisation de l'énergie	30	20	48	44
Siège social ³	(18)	(30)	(51)	(41)
Total des flux de trésorerie sectoriels	191	144	378	330

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. Se reporter à la rubrique «Stratégie de l'entreprise» du présent rapport de gestion et à la note 3 des états financiers consolidés résumés intermédiaires pour plus de précisions.

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

Les flux de trésorerie sectoriels générés par nos activités ont augmenté respectivement de 47 millions de dollars et de 48 millions de dollars au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019, du fait principalement des bons résultats des secteurs Charbon aux États-Unis, Gaz en Amérique du Nord, Énergie éolienne et énergie solaire et Commercialisation de l'énergie, le tout en partie contrebalancé par l'interruption planifiée dans le secteur Charbon au Canada au premier trimestre de 2020, une baisse de la demande touchant les secteurs Charbon au Canada et Hydroélectricité, et l'incidence des profits et pertes réalisés sur le swap sur rendement total dans le secteur Siège social. Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2020, nous avons enregistré une perte nette de 8 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 réalisé un profit net de 9 millions de dollars.

Charbon – Canada

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Disponibilité (%)	91,3	80,3	90,1	85,7
Production visée par des contrats (GWh)	1 302	1 424	2 840	3 486
Production marchande (GWh)	849	1 365	2 284	3 022
Total de la production (GWh)	2 151	2 789	5 124	6 508
Capacité installée brute (MW) ¹	3 229	3 231	3 229	3 231
Produits des activités ordinaires	141	186	333	421
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	85	91	206	237
Marge brute aux fins de comparaison	56	95	127	184
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	33	35	66	68
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	4	7	7
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	(10)	(20)	(20)
BALIA aux fins de comparaison	30	66	74	129
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	3	4	4	7
Dépenses d'investissement liées aux mines	1	5	2	10
Entretien d'envergure planifié	6	29	20	32
Total des dépenses d'investissement de maintien	10	38	26	49
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	1	1	3
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité	11	39	27	52
Provisions	(8)	–	(8)	1
Paiements au titre des obligations locatives	3	4	7	8
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	3	4	5	8
Flux de trésorerie du secteur Charbon – Canada	21	19	43	60

1) Les chiffres de 2019 et 2020 comprennent les unités 3 et 5 de la centrale de Sundance, d'une capacité de 774 MW, qui ont été mises temporairement à l'arrêt. De plus, l'échange visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee a donné lieu à une réduction nette de capacité de 2 MW survenue au quatrième trimestre de 2019.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 a augmenté en regard de celle des périodes correspondantes de 2019, principalement en raison d'une diminution des interruptions planifiées.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 a diminué respectivement de 638 GWh et 1 384 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2019. Cette baisse de la production est attribuable principalement aux réductions et à l'optimisation de la répartition qui ont entraîné une baisse de la production marchande dans les centrales alimentées au charbon découlant d'une baisse de la demande dans le contexte de la COVID-19 et une baisse de la production de pétrole dans la province.

Les produits des activités ordinaires pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 ont diminué respectivement de 45 millions de dollars et 88 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019, en raison surtout de la baisse de la production marchande.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, les produits des activités ordinaires par MWh de production sont demeurés relativement constants à environ respectivement 66 \$ par MWh et 65 \$ par MWh, comparativement à 67 \$ par MWh et 65 \$ par MWh, pour les périodes correspondantes de 2019, principalement en raison de la hausse des prix réalisés résultant des couvertures et des produits tirés des paiements fixes pour mise à disposition de capacités avec une diminution de la production visée par des contrats.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, les coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité par MWh de production ont augmenté pour s'établir à environ 40 \$ par MW pour les

deux périodes, comparativement à respectivement 33 \$ par MWh et 36 \$ par MWh pour les périodes correspondantes de 2019. Cette augmentation est en partie attribuable à la hausse de 7 millions de dollars de la provision pour pertes en ligne au cours des exercices précédents, soit respectivement 3 \$ par MWh et 1 \$ par MWh au titre des coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 (se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du présent rapport de gestion pour en savoir plus). Les coûts par MWh ont également augmenté en raison de la hausse des prix du gaz et des écarts des coûts fixes du charbon qui sont répartis sur un volume plus faible. Par conséquent, la marge brute comparable par MWh pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 a reculé respectivement de 8 \$ par MWh et 4 \$ par MWh, comparativement aux périodes correspondantes de 2019.

Nous avons continué de cogénérer avec du gaz naturel, lorsque cela était rentable. La combustion du gaz naturel produit moins d'émissions de GES que la combustion du charbon, ce qui abaisse nos coûts globaux de combustibles et de conformité liés aux GES.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 ont diminué de 2 millions de dollars pour les deux périodes, par rapport à celles des deux périodes correspondantes de 2019, grâce à un contrôle rigoureux des coûts.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué respectivement de 36 millions de dollars et 55 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2019. La diminution s'explique en grande partie par la faiblesse de la demande d'électricité, qui a entraîné une baisse des prix de gros de l'électricité en Alberta et une diminution de la production marchande, ainsi que par l'augmentation de la provision pour pertes en ligne.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité ont diminué respectivement de 28 millions de dollars et 25 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2019, du fait qu'il y a eu moins d'interruptions planifiées pour travaux d'entretien d'envergure au premier semestre de 2020. En 2019, il y a eu plus d'interruptions planifiées pour travaux d'entretien d'envergure, tandis qu'en 2020, il n'y a eu qu'une interruption planifiée en vue de la conversion à un système à deux carburants à la centrale de Sheerness.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2020, les flux de trésorerie du secteur Charbon au Canada ont augmenté de 2 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, principalement en raison d'une diminution des dépenses d'investissement de maintien qui a compensé la baisse du BAIIA aux fins de comparaison. Pour la période de six mois close le 30 juin 2020, les flux de trésorerie ont diminué de 17 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, en raison surtout d'une baisse de la production marchande et des prix, contrebalancée en partie par des dépenses d'investissement de maintien moins élevées.

Charbon – États-Unis

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Disponibilité (%)	44,6	35,2	60,4	55,9
Disponibilité ajustée (%) ¹	79,1	73,6	86,1	75,2
Volume des ventes contractuelles (GWh)	829	830	1 659	1 650
Volume des ventes marchandes (GWh)	–	397	1 271	2 571
Achats d'électricité (GWh)	(829)	(881)	(1 824)	(1 850)
Total de la production (GWh)	–	346	1 106	2 371
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	61	72	179	231
Combustible et achats d'électricité	17	34	85	188
Marge brute aux fins de comparaison	44	38	94	43
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	15	18	31	32
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	1	3	2
BAIIA aux fins de comparaison	27	19	60	9
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	1	2	1
Entretien d'envergure planifié	5	4	7	4
Total des dépenses d'investissement de maintien	6	5	9	5
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	1	3	3	5
Flux de trésorerie du secteur Charbon – États-Unis	20	11	48	(1)

1) Ajustée aux fins d'optimisation de la répartition.

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 30 juin 2020 a augmenté en regard de celle de la période correspondante de 2019, en raison d'une diminution des interruptions planifiées et d'une optimisation accrue de la répartition. La disponibilité ajustée pour la période de six mois close le 30 juin 2020 a augmenté en regard de celle de la période correspondante de 2019, en raison d'une baisse des réductions de la capacité nominale en 2020. Au premier trimestre de 2019, la centrale de Centralia a été exploitée avec une réduction de la capacité nominale en raison du blocage d'un précipitateur.

Il n'y a pas eu de production au cours du trimestre clos le 30 juin 2020, comparativement à une production de 346 GWh au cours de la même période en 2019, du fait que les unités ont fait l'objet de travaux d'entretien planifiés et qu'elles ont été mises en veille pendant le trimestre. Pour la période six mois close le 30 juin 2020, la production a diminué de 1 265 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2019, en raison surtout de la baisse des prix marchands au premier trimestre de 2020 et du calendrier d'optimisation de la répartition. En 2019, les deux unités de la centrale de Centralia sont demeurées en service jusqu'en avril en raison de la hausse des prix dans le nord-ouest du Pacifique, tandis qu'en 2020, en raison d'une baisse saisonnière des prix, ces deux unités ont été mises hors service en février et en mars et pendant tout le deuxième trimestre de 2020.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de trois mois close le 30 juin 2020 ont été de 3 millions de dollars moins élevées que celles de la période correspondante de 2019, principalement en raison des unités mises en veille. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de six mois close le 30 juin 2020 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2019 et sont conformes à nos attentes.

Le BAIIA aux fins de comparaison est revenu à un niveau normal en 2020 et pour les trois mois clos le 30 juin 2020, en hausse de 8 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2019, en raison surtout des achats d'électricité à plus bas prix et des variations favorables des taux de change. Pour la période de six mois close le 30 juin 2020, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 51 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2019, en raison notamment des conséquences d'un événement isolé de prix extrême survenu en mars 2019, au cours duquel la centrale de Centralia n'a pas été en mesure de consacrer l'une de ses unités à la production

physique de l'approvisionnement pour le prochain jour ouvré en raison d'un arrêt forcé non planifié pour des travaux de réparation. En outre, le BAIIA aux fins de comparaison au premier semestre de 2020 a tiré parti des achats d'électricité à plus bas prix et du raffermissement du dollar américain par rapport au dollar canadien.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté respectivement de 1 million de dollars et 4 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2019, du fait surtout du nombre à la hausse des travaux d'entretien planifiés en 2020 durant la mise en veille d'unités.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, les flux de trésorerie du secteur Charbon aux États-Unis ont augmenté respectivement de 9 millions de dollars et 49 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019, principalement en raison d'un BAIIA aux fins de comparaison plus élevé, en partie contrebalancé par la hausse des dépenses d'investissement de maintien.

Gaz – Amérique du Nord¹

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Disponibilité (%)	95,8	89,2	98,6	94,3
Production visée par des contrats (GWh)	452	423	909	860
Production marchande (GWh) ²	(51)	(59)	(51)	100
Total de la production (GWh)	401	364	858	960
Capacité installée brute (MW) ³	974	945	974	945
Produits des activités ordinaires	53	55	109	127
Combustible et achats d'électricité	14	12	28	43
Marge brute aux fins de comparaison	39	43	81	84
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	11	24	22
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	1	1	1
BAIIA aux fins de comparaison	27	31	56	61
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	2	3	2	8
Entretien d'envergure planifié	—	4	—	5
Total des dépenses d'investissement de maintien	2	7	2	13
Flux de trésorerie du secteur Gaz – Amérique du Nord	25	24	54	48

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. Se reporter à la rubrique « Stratégie de l'entreprise » du présent rapport de gestion et à la note 3 des états financiers consolidés résumés intermédiaires pour plus de précisions.

2) Comprend les achats d'électricité, qui sont utilisés pour l'optimisation de la répartition, lorsque cela était rentable.

3) La capacité installée brute de l'exercice 2020 comprend l'acquisition de la centrale Ada d'une capacité de 29 MW au deuxième trimestre de 2020. Les deux exercices comprennent la capacité de production de la centrale de Fort Saskatchewan, qui était comptabilisée à titre de contrat de location-financement avant novembre 2019 et comprennent la portion que nous détenons dans la centrale de Poplar Creek en tant que partie intégrante des mesures de notre capacité brute.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 a augmenté en regard de celle des périodes correspondantes de 2019, principalement en raison d'une diminution du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées à nos centrales de Sarnia et d'Ottawa.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2020, la production a augmenté de 37 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2019, en raison surtout de l'ajout de la centrale Ada et d'une hausse de la demande de la clientèle, contrebalancée en partie par une baisse de la demande du marché à notre centrale de Sarnia. Pour la période de six mois close le 30 juin 2020, la production a diminué de 102 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2019, en raison surtout d'une baisse de la demande du marché en Ontario au premier trimestre de 2020, en partie contrebalancée par la nouvelle centrale Ada. En raison de la nature de nos contrats, 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.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 ont augmenté respectivement de 1 million de dollars et 2 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2019, en raison de la renégociation du contrat d'entretien de Fort Saskatchewan, pour lequel nous n'avons plus de disposition de transfert.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 a diminué respectivement de 4 millions de dollars et 5 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2019 en raison d'une baisse des prix de l'électricité en Alberta et en Ontario.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 ont diminué respectivement de 5 millions de dollars et 11 millions de dollars par rapport à celles des périodes correspondantes de 2019 en raison notamment d'une baisse du nombre d'interruptions planifiées.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, les flux de trésorerie du secteur Gaz en Amérique du Nord ont augmenté respectivement de 1 million de dollars et 6 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2019, la baisse des dépenses d'investissement ayant été compensée en partie par un recul du BAIIA aux fins de comparaison.

Gaz – Australie

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Disponibilité (%)	94,3	90,6	93,1	86,0
Production visée par des contrats (GWh)	448	453	919	919
Capacité installée brute (MW)	450	450	450	450
Produits des activités ordinaires	39	40	78	81
Combustible et achats d'électricité	1	1	3	2
Marge brute aux fins de comparaison	38	39	75	79
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	8	16	18
BAIIA aux fins de comparaison	29	31	59	61
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Entretien d'envergure planifié	—	2	2	2
Total des dépenses d'investissement de maintien	—	2	2	2
Flux de trésorerie du secteur Gaz – Australie	29	29	57	59

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 a augmenté en regard de celle des périodes correspondantes de 2019, essentiellement en raison des interruptions non planifiées en 2019.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 était conforme à celle des périodes correspondantes de 2019. En raison de la nature de nos contrats, les variations de la production n'ont pas d'incidence importante sur nos résultats, nos contrats prévoyant des paiements de capacité et la fourniture du combustible par le client ou un transfert des coûts au titre du combustible.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 a diminué de 2 millions de dollars pour les deux périodes par rapport à celui des périodes correspondantes de 2019, en raison surtout de l'affaiblissement du dollar australien par rapport au dollar canadien.

Les dépenses d'investissement de maintien pour la période de trois mois close le 30 juin 2020 ont diminué de 2 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2019, du fait essentiellement des travaux d'entretien d'envergure planifiés effectués à notre centrale de Southern Cross. Pour la période de six mois close le 30 juin 2020, les dépenses d'investissement de maintien ont été comparables à celles de la période correspondante de 2019, ce qui est conforme à nos attentes.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2020, les flux de trésorerie du secteur Gaz en Australie sont demeurés comparables à ceux de la période correspondante de 2019, et pour la période de six mois close le 30 juin 2020, les flux de trésorerie ont diminué de 2 millions de dollars, notamment en raison de l'affaiblissement du dollar australien par rapport au dollar canadien.

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Disponibilité (%)	96,3	95,2	95,8	95,1
Production visée par des contrats (GWh)	677	518	1 472	1 275
Production marchande (GWh)	260	190	601	404
Total de la production (GWh)	937	708	2 073	1 679
Capacité installée brute (MW) ¹	1 495	1 382	1 495	1 382
Produits des activités ordinaires	80	61	174	148
Combustible et achats d'électricité	4	3	9	7
Marge brute aux fins de comparaison	76	58	165	141
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	13	26	25
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	2	4	4
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(4)	—	(4)
BAIIA aux fins de comparaison	61	47	135	116
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Entretien d'envergure planifié	3	3	5	5
Total des dépenses d'investissement de maintien	3	3	5	5
Paiements au titre des obligations locatives	1	1	1	1
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	—	—	—	1
Divers	—	4	—	4
Flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire	57	39	129	105

1) La capacité installée brute de 2020 comprend l'ajout, à la fin de décembre, de Big Level et d'Antrim, contrebalancé en partie par une réduction du nombre de turbines éoliennes attribuable aux incendies de tour survenus aux parcs éoliens du Wyoming et de Summerview.

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 a augmenté en regard de celle des périodes correspondantes de 2019, en raison d'une diminution des interruptions planifiées et non planifiées.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 a augmenté respectivement de 229 GWh et 394 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2019, en raison surtout de la mise en service des parcs éoliens Big Level et Antrim en décembre 2019, de l'augmentation des ressources éoliennes et d'une disponibilité accrue.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté respectivement de 14 millions de dollars et 19 millions de dollars en regard des périodes correspondantes de 2019, du fait surtout de la hausse de la production liée à la mise en service des parcs éoliens Big Level et Antrim en décembre 2019, contrebalancée en partie par l'indemnité d'assurance reçue en 2019.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 ont été comparables à celles des périodes correspondantes de 2019, ce qui est conforme à nos attentes.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, les flux de trésorerie du secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont augmenté respectivement de 18 millions de dollars et 24 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019, en raison surtout d'une hausse du BAIIA aux fins de comparaison.

Énergie hydroélectrique

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Production				
Énergie visée par des contrats				
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta (GWh) ¹	508	417	814	735
Autres centrales hydroélectriques (GWh) ¹	135	133	167	160
Énergie marchande				
Autres centrales hydroélectriques (GWh)	26	25	31	28
Total de la production d'énergie (GWh)	669	575	1 012	923
Volumes des services auxiliaires (GWh) ²	717	788	1 589	1 569
Capacité installée brute (MW)	925	926	925	926
Produits des activités ordinaires				
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta - Énergie				
	16	27	40	56
Actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta - Services auxiliaires				
	8	28	44	57
Paiements de capacité reçus en vertu des CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta ³				
	15	14	30	28
Autres produits des activités ordinaires ⁴				
	17	18	23	23
Total des produits des activités ordinaires bruts	56	87	137	164
Paiement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta, montant net ⁵				
	(14)	(38)	(57)	(78)
Produits des activités ordinaires	42	49	80	86
Combustible et achats d'électricité				
	2	2	4	3
Marge brute aux fins de comparaison	40	47	76	83
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration				
	10	10	19	18
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat				
	1	—	2	1
BAIIA aux fins de comparaison	29	37	55	64
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes				
	1	1	2	2
Entretien d'envergure planifié				
	1	3	3	5
Total des dépenses d'investissement de maintien	2	4	5	7
Frais de démantèlement et de remise en état réglés				
	—	1	—	1
Flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité	27	32	50	56

1) Les actifs hydroélectriques assortis de CAÉ en Alberta comprennent 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River en vertu de la réglementation du CAÉ. Les autres centrales hydroélectriques comprennent nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, en Ontario et les centrales hydroélectriques en Alberta qui ne sont pas visées par des CAÉ réglementés.

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

3) Les paiements de capacité tiennent compte de la charge au titre de la capacité annuelle, telle qu'elle est décrite dans le règlement Power Purchase Arrangements Determination Regulation AR 175/2000 accessible par l'intermédiaire de l'imprimeur de la Reine du gouvernement de l'Alberta. Le CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta vient à échéance le 31 décembre 2020.

4) Les autres produits des activités ordinaires comprennent les produits des activités ordinaires tirés de nos centrales hydroélectriques ne faisant pas l'objet d'un CAÉ, de nos activités de transport et d'autres arrangements contractuels, y compris l'entente visant à réduire les inondations conclue avec le gouvernement de l'Alberta et les services de redémarrage à froid.

5) Le montant net du paiement lié aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta représente les obligations financières de la Société pour les montants notionnels d'énergie et de services auxiliaires conformément aux CAÉ des centrales hydroélectriques en Alberta qui viennent à échéance le 31 décembre 2020.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, la production a augmenté respectivement de 94 GWh et 89 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2019, du fait surtout d'une augmentation des ressources hydriques.

Le total des produits des activités ordinaires bruts pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 a reculé respectivement de 31 millions de dollars et 27 millions de dollars, par rapport à celui des périodes correspondantes de 2019, les produits de l'énergie et les produits des services auxiliaires ayant reculé sous l'effet de la baisse des prix en Alberta, le tout contrebalancé en partie par une hausse de la production.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, les produits par MWh de production tirés des actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta ont diminué pour s'établir respectivement à environ 31 \$ par MWh et 49 \$ par MWh, comparativement respectivement à 65 \$ par MWh et 76 \$ par MWh pour les périodes correspondantes de 2019. De la même manière, pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, les produits des services auxiliaires par MWh de production tirés des actifs hydroélectriques visés par des CAÉ en Alberta ont diminué pour s'établir respectivement à environ 11 \$ par MWh et 28 \$ par MWh, en regard de 36 \$ par MWh pour les deux périodes correspondantes de 2019. La baisse des prix réalisés est principalement attribuable aux conditions du marché en Alberta en 2020. Pour plus de précisions sur les conditions du marché et les prix, se reporter à la rubrique «Perspectives financières pour 2020» du présent rapport de gestion.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué respectivement de 8 millions de dollars et 9 millions de dollars en regard de celui des périodes correspondantes de 2019, les produits de l'énergie et les produits des services auxiliaires ayant reculé sous l'effet de la baisse des prix en Alberta, le tout contrebalancé en partie par une hausse de la production.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, les dépenses d'investissement de maintien ont diminué de 2 millions de dollars pour les deux périodes par rapport à celles des périodes correspondantes de 2019, en raison d'une baisse du nombre d'interruptions planifiées.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, les flux de trésorerie du secteur Hydroélectricité ont reculé respectivement de 5 millions de dollars et 6 millions de dollars, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019, en raison surtout d'une baisse du BAIIA aux fins de comparaison contrebalancée en partie par un recul des dépenses d'investissement de maintien.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	34	21	56	49
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	6	8	15	17
BAIIA aux fins de comparaison	28	13	41	32
Déduire :				
Provisions et autres	(2)	(7)	(7)	(12)
Flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie	30	20	48	44

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté respectivement de 15 millions de dollars et 9 millions de dollars, par rapport à celui des périodes correspondantes de 2019. Ces résultats ont été obtenus principalement grâce à des stratégies à court terme dans diverses régions géographiques, tant sur le marché de l'électricité que sur celui du gaz naturel.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, les flux de trésorerie du secteur Commercialisation de l'énergie ont augmenté respectivement de 10 millions de dollars et 4 millions de dollars, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019, du fait surtout d'une hausse du BAIIA aux fins de comparaison.

Siège social

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	27	43	34
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	2	—	2
BAlIA aux fins de comparaison	(14)	(29)	(43)	(36)
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	3	2	6	5
Total des dépenses d'investissement de maintien	3	2	6	5
Paiements au titre des obligations locatives	1	1	2	2
Divers	—	(2)	—	(2)
Flux de trésorerie du secteur Siège social	(18)	(30)	(51)	(41)

Les frais généraux du secteur Siège social ont diminué de 15 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 juin 2020 et ont augmenté de 7 millions de dollars pour la période de six mois close le 30 juin 2020, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019. Ces variations sont principalement attribuables aux profits et pertes réalisés sur le swap sur rendement total. Une tranche du montant du règlement de nos régimes de paiements fondés sur des actions est fixée en concluant des swaps sur rendement total, qui sont réglés au comptant tous les trimestres.

Informations complémentaires	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Flux de trésorerie du secteur Siège social	(18)	(30)	(51)	(41)
(Profits) pertes réalisés sur swap sur rendement total	(3)	4	8	(9)
Flux de trésorerie du secteur Siège social ajustés	(21)	(26)	(43)	(50)

Compte non tenu de l'incidence du swap sur rendement total, les coûts pour le secteur Siège social pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 ont diminué respectivement de 5 millions de dollars et 7 millions de dollars, du fait essentiellement d'une baisse des frais juridiques et des coûts de main-d'œuvre.

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 du Pacifique, qui a une incidence sur la production de notre secteur Charbon aux États-Unis. En règle générale, les centrales hydroélectriques produisent la majeure partie de leur électricité et enregistrent la majeure partie de leurs produits au printemps lorsque le niveau des bassins hydrographiques et des rivières commence à monter en raison de la fonte des neiges. À l'opposé, les vents sont historiquement plus forts pendant les mois froids de l'hiver et plus faibles pendant les mois chauds de l'été.

	T3 2019	T4 2019	T1 2020	T2 2020
Produits des activités ordinaires	593	609	606	437
BAlIA aux fins de comparaison	305	243	220	217
Fonds provenant des activités d'exploitation	244	189	172	159
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	51	66	27	(60)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	0,18	0,24	0,10	(0,22)
	T3 2018	T4 2018	T1 2019	T2 2019
Produits des activités ordinaires	593	622	648	497
BAlIA aux fins de comparaison	252	265	221	215
Fonds provenant des activités d'exploitation	204	217	169	155
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(86)	(122)	(65)	—
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	(0,30)	(0,43)	(0,23)	—

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 BAlIA 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 :

- Baisse des produits des activités ordinaires sous l'effet d'une détérioration des conditions de marché aux premier et deuxième trimestres de 2020 attribuable à la pandémie de COVID-19 et à la baisse des prix du pétrole
- Pertes de change importantes au premier trimestre de 2020 et profits de change au deuxième 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 d'actifs et reprises de dépréciation d'actifs au cours des premier et deuxième trimestres de 2020 (en raison des variations des taux d'actualisation) et des troisième et quatrième trimestres de 2019 et dépréciations d'actifs au cours des troisième et quatrième trimestres de 2018
- Répercussions des changements dans la durée d'utilité de certains actifs au cours du troisième trimestre de 2019
- Modification des taux d'imposition en Alberta au deuxième trimestre de 2019
- Paiements inférieurs à ce qui était prévu au contrat de location-financement de Poplar Creek qui est entré en vigueur en janvier 2019
- 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 des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés

Douze mois clos les	30 juin 2020	31 décembre 2019
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	764	757
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ	(56)	(56)
Ajouter : intérêts sur la dette, titres échangeables et contrats de location, déduction faite des produits d'intérêts et des intérêts incorporés au coût de l'actif	177	166
Fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts	885	867
Intérêts sur la dette, titres échangeables et contrats de location, déduction faite des produits d'intérêts	183	172
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées	20	20
Intérêts ajustés	203	192
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	4,4	4,5

1) Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation des périodes de six mois closes les 30 juin 2020 et 2019. Ces montants sont utilisés pour calculer les fonds provenant des activités d'exploitation pour la période de douze mois ayant pris fin, en additionnant les fonds provenant des activités d'exploitation depuis le début de l'exercice concerné et les fonds provenant des activités d'exploitation de 2019, puis en soustrayant les fonds provenant des activités d'exploitation de la période correspondante de l'exercice précédent. Se reporter également la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» dans le présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés est de quatre à cinq fois. Bien que les deux périodes se situent à l'intérieur de notre fourchette cible, le ratio a diminué légèrement en 2020 par rapport à celui de 2019, principalement en raison de la hausse des intérêts ajustés.

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée

Aux	30 juin 2020	31 décembre 2019
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2}	764	757
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ ¹	(56)	(56)
Déduire : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées ¹	(20)	(20)
Fonds provenant des activités d'exploitation ajusté¹	688	681
Dette à long terme à la fin de la période ³	3 113	3 212
Titres échangeables	328	326
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(257)	(411)
Déduire : principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	—	(10)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ⁴	(16)	(7)
Dette nette ajustée	3 639	3 581
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)	18,9	19,0

1) Douze derniers mois

2) Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» du présent rapport de gestion pour un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation des périodes de six mois closes les 30 juin 2020 et 2019. Ces montants sont utilisés pour calculer les fonds provenant des activités d'exploitation pour la période de douze mois ayant pris fin, en additionnant les fonds provenant des activités d'exploitation depuis le début de l'exercice concerné et les fonds provenant des activités d'exploitation de 2019, puis en soustrayant les fonds provenant des activités d'exploitation de la période correspondante de l'exercice précédent. Se reporter également la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» dans le présent rapport de gestion pour plus de précisions.

3) Comprend les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

4) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 30 juin 2020 et au 31 décembre 2019.

Notre fourchette cible pour le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée est de 20 % à 25 %. Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée a diminué en raison d'une hausse de la dette nette ajustée par rapport à 2019.

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

Aux	30 juin 2020	31 décembre 2019
Dette nette ajustée	3 639	3 581
BAIIA aux fins de comparaison ¹	985	984
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ ¹	(56)	(56)
BAIIA aux fins de comparaison ajusté¹	929	928
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté (multiple)	3,9	3,9

1) Douze derniers mois

Notre ratio cible au titre de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison est de 3,0 à 3,5 fois. Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison est demeuré stable par rapport à celui de 2019, ce qui est conforme à nos attentes.

Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé

En plus d'examiner les résultats et les ratios entièrement consolidés, la direction examine la dette nette sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté 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 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	30 juin 2020	31 décembre 2019
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 113	3 212
Titres échangeables	328	326
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(257)	(411)
Ajouter : trésorerie et flux de trésorerie de TransAlta Renewables ²	29	63
Déduire : principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	—	(10)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette ³	(16)	(7)
Déduire : dette nette à long terme de TransAlta Renewables	(825)	(961)
Déduire : financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis ⁴	(145)	(145)
Dette nette déconsolidée	2 698	2 538
BAIIA aux fins de comparaison ⁵	985	984
Déduire : indemnités de résiliation de CAÉ ⁵	(56)	(56)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta Renewables ⁵	(444)	(438)
Déduire : BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen ⁵	(60)	(80)
Ajouter : dividendes provenant de TransAlta Renewables ⁵	151	151
Ajouter : dividendes provenant de TA Cogen ⁵	20	37
BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé⁵	596	598
Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé⁵ (multiple)	4,5	4,2

1) Comprend les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) Au deuxième trimestre de 2020, nous avons ajusté le calcul afin de supprimer la partie des liquidités relative à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie de TransAlta Renewables pour tenir compte de la trésorerie déconsolidée. Les périodes antérieures ont également été mises à jour.

3) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 30 juin 2020 et au 31 décembre 2019.

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

5) Douze derniers mois

Notre ratio cible au titre de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé est de 2,5 à 3,0 fois. Le ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé a augmenté par rapport à celui de 2019, du fait notamment de soldes de trésorerie moins élevés et de l'incidence du change sur notre dette libellée en dollars américains.

Fonds provenant des activités d'exploitation déconsolidés

La Société a une politique en matière de dividendes qui a 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 30 juin 2020			Trois mois clos le 30 juin 2019		
	TransAlta – Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidés	TransAlta – Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidés
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	121	71		258	52	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	30	(5)		(110)	19	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variations du fonds de roulement	151	66		148	71	
<i>Ajustements :</i>						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	4	–		6	–	
Produits financiers et produits d'intérêts – participations financières	–	(10)		–	(13)	
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés – participations financières	–	42		–	36	
Divers	4	–		1	–	
Fonds provenant des activités d'exploitation	159	98	61	155	94	61
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			37			37
Distributions au partenaire de TA Cogen			(3)			(6)
Fonds provenant des activités d'exploitation de TransAlta déconsolidés			95			92

	Six mois clos le 30 juin 2020			Six mois clos le 30 juin 2019		
	TransAlta – Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidés	TransAlta – Consolidés	TransAlta Renewables	TransAlta – Déconsolidés
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	335	153		340	183	
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(20)	(23)		(30)	(22)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variations du fonds de roulement	315	130		310	161	
<i>Ajustements :</i>						
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	8	–		12	–	
Produits financiers et produits d'intérêts – participations financières	–	(18)		–	(39)	
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés – participations financières	–	82		–	73	
Divers	8	–		2	–	
Fonds provenant des activités d'exploitation	331	194	137	324	195	129
Dividendes provenant de TransAlta Renewables			75			75
Distributions au partenaire de TA Cogen			(4)			(21)
Fonds provenant des activités d'exploitation de TransAlta déconsolidés			208			183

Situation financière

Le tableau suivant présente le sommaire des soldes de compte tirés des états de la situation financière consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2020 et au 31 décembre 2019 :

Aux	30 juin 2020	31 décembre 2019	Augmentation (diminution)
Actifs			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	257	411	(154)
Créances clients et autres débiteurs	428	462	(34)
Stocks	297	251	46
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	939	806	133
Actifs détenus en vue de la vente	97	—	97
Immobilisations corporelles, montant net	5 936	6 207	(271)
Immobilisations incorporelles	341	318	23
Autres ¹	1 075	1 053	22
Total de l'actif	9 370	9 508	(138)
Passif et capitaux propres			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (courantes et non courantes)	3 113	3 212	(99)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	528	546	(18)
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	165	110	55
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 923	2 961	(38)
Autres ²	2 641	2 679	(38)
Total du passif et des capitaux propres	9 370	9 508	(138)

1) Comprend les liquidités soumises à restrictions, les charges payées d'avance, 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 titres échangeables, les passifs sur contrat, les obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants, les passifs d'impôt différé et les participations ne donnant pas le contrôle.

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

- Se reporter à la rubrique «Flux de trésorerie» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la variation de la trésorerie au cours de la période.
- La diminution des créances clients et autres débiteurs découle surtout de la baisse des paiements au titre de garanties et du calendrier des encaissements des montants dus par les clients.
- Les stocks ont augmenté principalement en raison d'une hausse des tonnes de charbon à la centrale de Centralia découlant de l'optimisation de la répartition qui a commencé dès février 2020 (34 millions de dollars) ainsi que d'une augmentation des stocks de crédits d'émission (15 millions de dollars).
- La hausse des actifs de gestion du risque, déduction faite des passifs, est attribuable surtout aux variations des prix du marché et des taux de change, en partie contrebalancées par des règlements de contrats.
- Les actifs détenus en vue de la vente ont trait à la vente du gazoduc Pioneer (se reporter à la rubrique «Stratégie de l'entreprise» du présent rapport de gestion pour plus de précisions).
- La diminution des immobilisations corporelles s'explique par un amortissement (336 millions de dollars) et la révision des provisions pour frais de démantèlement du fait des variations des taux d'actualisation (41 millions de dollars), lesquelles ont été en partie contrebalancées par des acquisitions (147 millions de dollars) liées aux actifs en construction pour les centrales converties du charbon au gaz, au parc éolien Windrise, à la centrale de cogénération de Kaybob, aux terrains, et aux dépenses d'entretien planifié d'envergure. Nos immobilisations corporelles ont également été fortement touchées en raison des variations des taux de change (54 millions de dollars).
- Les immobilisations corporelles ont augmenté en raison de l'acquisition de la centrale Ada (37 millions de dollars) et d'autres acquisitions (5 millions de dollars), le tout contrebalancé en partie par l'amortissement (23 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 (109 millions de dollars) et des remboursements de la dette (44 millions de dollars), en partie compensés par les variations des soldes impayés résultant du raffermissement du dollar américain (50 millions de dollars).
- La diminution de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions s'explique principalement par les variations des soldes impayés résultant du raffermissement du dollar américain (50 millions de dollars), en partie contrebalancées par la désactualisation (15 millions de dollars) et le raffermissement du dollar américain (13 millions de dollars).
- Les capitaux propres attribuables aux actionnaires ont diminué surtout en raison des paiements de dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées (43 millions de dollars), des rachats d'actions dans le cadre de l'OPRA (21 millions de dollars) et de l'incidence des régimes de paiements fondés sur des actions (14 millions de dollars), le tout contrebalancé en partie par des profits nets à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger (44 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 :

	Six mois clos les 30 juin		Augmentation (diminution)
	2020	2019	
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	411	89	322
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	335	340	(5)
Activités d'investissement	(204)	(230)	26
Activités de financement	(290)	10	(300)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	5	(1)	6
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	257	208	49

Pour la période de six mois close le 30 juin 2020, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation étaient comparables à ceux de la période correspondante de 2019.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2020, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, en raison surtout de ce qui suit :

- la diminution de la trésorerie utilisée pour les acquisitions : en 2020, TransAlta a fait l'acquisition de la centrale Ada (37 millions de dollars) alors qu'en 2019, elle a fait l'acquisition du parc éolien Antrim (32 millions de dollars) et du gazoduc Pioneer (83 millions de dollars);
- diminution qui a été contrebalancée par la baisse des variations de nos liquidités soumises à restrictions (19 millions de dollars) et la 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 (24 millions de dollars).

Pour la période de six mois close le 30 juin 2020, les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, en raison surtout de ce qui suit :

- 350 millions de dollars ont été fournis en 2019 lors de l'émission des titres échangeables;
- ce qui a été contrebalancé par la diminution des remboursements de la dette (40 millions de dollars) en raison des paiements moins élevés au titre des facilités de crédit (30 millions de dollars) et de la diminution des remboursements de principal prévus sur la dette à l'égard des projets (10 millions de dollars).
- Diminution de 14 millions de dollars des distributions versées aux actionnaires ne détenant pas le contrôle.

Capital financier

Structure du capital

Notre structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux	30 juin 2020		31 décembre 2019	
	\$	%	\$	%
TransAlta Corporation				
Dette avec recours – débiteures en dollars canadiens	648	9	647	9
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	949	13	905	13
Titres échangeables	328	5	326	5
Divers	8	–	9	–
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(228)	(3)	(348)	(5)
Déduire : principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP	–	–	(10)	–
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette	(16)	(1)	(7)	–
Dette avec recours, à l'exclusion du financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis	1 689	23	1 522	22
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis	145	2	145	2
Dette sans recours	413	6	426	6
Obligations locatives	125	2	119	2
Total de la dette nette – TransAlta Corporation	2 372	33	2 212	32
TransAlta Renewables				
Facilité de crédit	111	1	220	3
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(29)	–	(63)	(1)
Dette avec recours	82	1	157	2
Dette sans recours	692	10	718	10
Obligations locatives	22	–	23	–
Total de la dette nette – TransAlta Renewables	796	11	898	12
Total de la dette nette consolidée	3 168	44	3 110	44
Participations ne donnant pas le contrôle	1 068	15	1 101	15
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	2 944	41	2 978	42
Actions privilégiées	942	13	942	13
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(963)	(13)	(959)	(14)
Total du capital	7 159	100	7 172	100

La Société continue à maintenir une situation financière solide, en partie grâce aux contrats à long terme et aux positions couvertes. La Société devrait recevoir la deuxième tranche de 400 millions de dollars de l'investissement de Brookfield au quatrième trimestre de 2020 et nous avons accès à des capitaux supplémentaires grâce au financement possible de projets d'actifs existants qui sont actuellement non grevés. Entre 2020 et 2022, un montant de 1 197 millions de dollars de la dette contractée par la Société viendra à échéance, qui comprend un montant d'environ 947 millions de dollars de dette avec recours, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours. Pour ce qui est de la dette qui viendra à échéance en 2020, nous prévoyons utiliser nos liquidités et nos facilités de crédit existantes tandis que nous prévoyons refinancer la dette qui viendra à échéance en 2022. Actuellement, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 1,6 milliard de dollars, dont 257 millions de dollars en trésorerie et en équivalents de trésorerie.

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

Au 30 juin 2020	Montant total	Crédit utilisé			Date d'échéance
		Lettres de crédit en cours ¹	Emprunts réels	Capacité disponible	
TransAlta Corporation					
Facilité bancaire consortiale consentie ²	1 250	393	—	857	T2 2023
Facilités de crédit bilatérales consenties – Canada ³	240	233	—	7	T2 2022
TransAlta Renewables					
Facilité de crédit consentie ²	700	92	110	498	T2 2023
Total	2 190	718	110	1 362	

1) Nous sommes tenus 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 lié aux produits de base, aux activités de couverture, aux obligations au titre du régime de retraite, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 30 juin 2020, nous avons consenti des garanties au comptant de 15 millions de dollars.

2) TransAlta a des lettres de crédit de 110 millions de dollars et TransAlta Renewables a des lettres de crédit de 91 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.

3) L'une des facilités de crédit bilatérales de 80 millions de dollars vient à échéance au deuxième trimestre de 2021.

Le raffermissement du dollar américain a augmenté nos soldes de dette à long terme de 50 millions de dollars au 30 juin 2020. La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est couverte par des contrats financiers ou des investissements nets dans nos établissements aux États-Unis. Au cours de la période, les variations de notre dette libellée en dollars américains ont été contrebalancées comme suit :

	30 juin 2020
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U (couverture de l'investissement net)	23
Couvertures économiques de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	9
Couvertures économiques et autres	11
Non couvert	7
Total	50

Capital social

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

Aux	30 juillet 2020	30 juin 2020	31 décembre 2019
	Nombre d'actions (en millions)		
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	274,2	274,2	277,0
Actions privilégiées			
Série A	10,2	10,2	10,2
Série B	1,8	1,8	1,8
Série C	11,0	11,0	11,0
Série E	9,0	9,0	9,0
Série G	6,6	6,6	6,6
Actions privilégiées émises et en circulation à la fin de la période	38,6	38,6	38,6

Participations ne donnant pas le contrôle

Au 30 juin 2020, nous détenons une participation de 60,2 % (60,6 % au 30 juin 2019) 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.

Nous détenons également une participation de 50,01 % dans TA Cogen, qui détient et exploite trois centrales alimentées au gaz naturel (Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan) et une centrale alimentée au charbon, 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 30 juin 2020 est demeuré relativement comparable à celui de la période correspondante de 2019. Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour la période de six mois close le 30 juin 2020 a diminué de 29 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2019 pour s'établir à 22 millions de dollars. Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2020, le résultat de TransAlta Renewables a diminué, comparativement à celui de la période correspondante de 2019, en raison surtout de la variation de la juste valeur des placements dans les filiales de TransAlta, d'une baisse des produits des activités ordinaires attribuable à la faiblesse des prix en Alberta et d'une baisse des produits financiers liés aux filiales de TransAlta, le tout en partie contrebalancé par des profits de change. Les résultats réalisés par TA Cogen pour la période de six mois close le 30 juin 2020 ont également reculé par rapport à la période correspondante de 2019, principalement en raison de la baisse de la marge brute découlant de l'interruption planifiée en vue de la conversion à un système à deux carburants de la centrale de Sheerness et de la faiblesse des prix en Alberta.

Rendements aux fournisseurs de capitaux

Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Intérêt sur la dette	39	42	82	83
Intérêt sur les titres échangeables	8	5	15	5
Produits d'intérêts	(2)	(3)	(5)	(5)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(1)	(1)	(2)	(2)
Intérêts sur les obligations locatives	2	1	4	2
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres	5	4	9	7
Divers	—	2	1	4
Désactualisation des provisions	6	6	15	12
Charge d'intérêts nette	57	56	119	106

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, les charges d'intérêts nettes ont augmenté, principalement en raison des intérêts sur les titres échangeables, de la hausse des intérêts sur les obligations locatives attribuable aux contrats de location comptabilisés au quatrième trimestre de 2019 et de la hausse de la désactualisation des provisions attribuable aux modifications apportées à la provision pour frais de démantèlement estimative au second semestre de 2019. Pour plus de précisions sur les modifications à l'estimation de la provision pour frais de démantèlement estimative, se reporter à la note 3 A) IV) des états financiers consolidés annuels audités de 2019.

Nouveautés en matière de réglementation

Se reporter à la rubrique «Risques politiques et juridiques» de notre rapport de gestion annuel de 2019 pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

Marché de l'électricité de l'Alberta après le CAÉ

Le gouvernement de l'Alberta a terminé son examen de la politique sur l'atténuation du pouvoir de marché sur le marché de l'électricité de l'Alberta et a déterminé que l'ajout de nouvelles mesures d'atténuation aux mécanismes du marché actuel de l'Alberta n'est pas nécessaire. L'annonce du gouvernement réduit l'incertitude liée à la réglementation et fournit des précisions supplémentaires sur le marché pour les nouveaux investissements, les CAÉ venant à échéance à la fin de 2020.

Incidence de la COVID-19 sur les processus réglementaires et la publication de rapports sur l'environnement

En raison de la COVID-19, tous les exploitants de réseaux électriques intégrés d'Amérique du Nord et de la Federal Energy Regulatory Commission ont demandé à leur personnel de travailler de la maison, à l'exception du personnel chargé de l'exploitation des réseaux. Les processus de consultation en personne qui étaient prévus ont été annulés; ces processus et d'autres processus relatifs aux parties prenantes se font désormais par téléphone ou de façon virtuelle, ou ont été reportés. Ces mesures devraient entraîner des retards dans l'application des modifications réglementaires et dans les autres activités des groupes de travail actifs sur les marchés, voire leur annulation. Les activités normales du marché n'ont pas été touchées. Les consultations et les activités connexes se déroulent maintenant en ligne et s'adaptent à la nouvelle normalité, les travaux et les décisions étant en voie de respecter le calendrier d'avant la COVID-19.

En raison de la COVID-19, les gouvernements albertain et fédéral ont proposé des options de report de la publication des rapports sur l'environnement, y compris des options de report, pour les grands émetteurs de GES, de la publication de rapports sur la conformité à leurs programmes respectifs. Les centrales étaient toujours en mesure de présenter leurs rapports aux dates d'échéance habituelles. Avec l'ouverture des économies, certains gouvernements ont rétabli les obligations de publication de rapports sur l'environnement. Toutefois, les dates limites pour la publication des rapports des grands émetteurs de GES concernant leurs programmes seront encore reportées pour cette période annuelle de conformité, étant donné que ces reports ont été décidés dans le cadre de modifications temporaires de la réglementation.

Autre analyse consolidée

Engagements

En plus des engagements présentés ailleurs dans les états financiers et de ceux présentés dans les états financiers annuels audités de 2019, en 2020, la Société a conclu les engagements contractuels supplémentaires qui suivent, soit directement soit au moyen de ses participations dans des entreprises communes. Les paiements futurs approximatifs en vertu de ces contrats se présentent comme suit :

	2020	2021	2022	2023	2024	2025 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel et de livraison	—	3	12	5	3	1	24
Transport	—	3	5	5	5	7	25
Total	—	6	17	10	8	8	49

Contrats de gaz naturel et de livraison

Les montants tiennent compte du différentiel de prix ou de volume fixe dans les contrats de gaz naturel et de livraison, et sont présentés en regard des montants dans les états financiers consolidés annuels audités de 2019. En plus des engagements susmentionnés, à la clôture de la vente du gazoduc Pioneer, un contrat de 15 ans a été négocié pour la livraison de 275 TJ/jour de gaz naturel sur une base ferme d'ici 2023, ce qui portera le total des contrats de livraison fermes à 400 TJ/jour de gaz naturel. Ce contrat remplacerait l'engagement actuel de la Société d'acheter 139 TJ/jour de gaz naturel provenant du gazoduc Pioneer sur une période de 15 ans.

Transport

Les montants tiennent compte du différentiel dans les contrats de capacité de transport, et sont présentés en regard des montants dans les états financiers consolidés annuels audités de 2019. La Société a conclu plusieurs contrats visant l'achat de capacité du réseau de transport dans le nord-ouest Pacifique. La Société s'engage à accepter les services aux tarifs en vigueur du fournisseur, qu'ils soient rendus immédiatement ou plus tard, après la construction de centrales additionnelles, à condition que certaines exigences en matière de prestation de services soient satisfaites.

Éventualités

Pour plus de détails sur les éventualités importantes en cours, se reporter à la rubrique «Autre analyse consolidée» du rapport de gestion de 2019 contenu dans le rapport intégré annuel de 2019. Les changements à ces éventualités au cours de la période de six mois close le 30 juin 2020 sont présentés ci-après :

Procédure visant une règle relative aux pertes en ligne

La Société prend part à une procédure visant une règle relative aux pertes en ligne 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 en ligne, et a demandé à l'AESO de recalculer les facteurs de perte pour la période de 2006 à 2016 et d'établir une seule facture portant la différence des charges liées aux pertes au débit ou au crédit des intervenants du marché. L'AUC a rendu une décision exposant la méthode à utiliser rétroactivement, de sorte que la Société pouvait estimer la somme rétroactive potentielle totale qu'elle risquait de devoir payer relativement à sa production d'énergie ne faisant pas l'objet d'un CAÉ. La facture unique liée aux ajustements historiques devait être transmise en avril 2021, le règlement en espèces étant prévu en juin 2021. La provision précédente, qui était basée sur des données connues, était d'environ 12 millions de dollars.

L'AESO a demandé à l'AUC d'approuver un règlement de «facturation à l'utilisation», au lieu de la facture unique, demande que la Société a contesté. Cette forme de règlement permettrait à l'AESO d'émettre une facture pour chaque année historique au fur et à mesure que les facteurs de pertes en ligne sont recalculés, augmentant certains frais pour 2020. Selon les facteurs de perte récemment publiés par l'AESO pour la période allant de 2014 à 2016 et en utilisant la méthodologie approuvée par l'AUC, la provision a augmenté pour s'établir à 20 millions de dollars, principalement en raison de facteurs de perte plus élevés pour l'unité 3 de la centrale de Keephills et la centrale de Poplar Creek.

L'AUC s'est récemment prononcée sur la demande de l'AESO et a approuvé un processus de règlement des factures qui sera divisé en trois périodes (de 2014 à 2016, de 2010 à 2013 et de 2006 à 2009), la première facture pour les pertes en ligne étant émise en 2020. La première facture, dont le montant est estimé à environ 6 millions de dollars, sera payable en 2020, tandis que les deux autres factures seront payables en 2021. Il est important de noter que les montants estimés restent incertains et que les facteurs de perte recalculés par l'AESO sont susceptibles d'être revus et modifiés. TransAlta continuera de participer à la procédure et examinera attentivement tous les calculs pour s'assurer que les factures sont exactes et reflètent les décisions de l'AUC.

Litiges avec FMG

La Société est actuellement engagée dans deux litiges avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG»). Le premier concerne 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. Cette affaire devrait être instruite à partir du 3 mai 2021 plutôt que du 15 juin 2020, mais elle pourrait être reportée encore selon l'ampleur des restrictions toujours en vigueur du fait de la pandémie de COVID-19.

Le second litige porte sur les réclamations de FMG contre TransAlta concernant le transfert de la centrale de Solomon à FMG. FMG réclame certains montants liés à l'état de la centrale, alors que TransAlta réclame le remboursement de certains coûts non réglés. La date du procès n'a pas encore été fixée dans cette affaire, mais il n'aura pas lieu avant 2021.

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 tente de faire annuler la transaction de 2019 avec Brookfield. TransAlta est d'avis que l'action n'a aucun fondement et fait tout ce qu'il faut pour se défendre contre les allégations. Le procès de deux semaines a été reporté au 19 avril 2021, au lieu de septembre 2020, mais il pourrait être encore retardé, en fonction de l'ampleur des restrictions découlant de la pandémie COVID-19.

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

Le Balancing Pool et ENMAX Energy Corporation («ENMAX») tentent de faire annuler une sentence arbitrale au motif qu'ils n'ont pas eu droit à une audience équitable. Le 26 juin 2019, la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a rejeté les allégations d'iniquité du Balancing Pool et d'ENMAX. Le Balancing Pool et ENMAX ont toutefois demandé à la Cour d'appel la permission d'en appeler de la décision de la Cour du Banc de la Reine, permission qui leur a été accordée le 13 février 2020. L'appel devrait être entendu le 8 avril 2021. TransAlta pense que la Cour d'appel confirmera la décision de la Cour du Banc de la Reine selon laquelle la procédure d'arbitrage n'était pas inéquitable.

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.

La durée et l'incidence de la pandémie de COVID-19 sont inconnues pour le moment. Les estimations de la mesure dans laquelle la pandémie de COVID-19 pourrait influencer, directement ou indirectement, les activités, les résultats financiers et la situation financière de la Société dans les périodes futures sont également assujetties à une importante part d'incertitude. Pour une description des risques supplémentaires identifiés par suite de la pandémie, se reporter à la note 10 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2020 et pour les périodes de trois mois et de six mois closes à cette date.

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

Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions

Au cours du premier semestre de 2020, les taux d'actualisation utilisés à l'égard de la provision pour frais de démantèlement ont été très volatils, ce qui s'explique essentiellement par une hausse des écarts de crédit de TransAlta causée par la pandémie de COVID-19, laquelle a entraîné une hausse des écarts de crédit de la plupart des entités. La hausse des écarts de crédit au premier trimestre a été en partie contrebalancée par la baisse des taux de référence. En conséquence, au cours du premier trimestre, la Société a diminué la provision pour frais de démantèlement de 125 millions de dollars, dont 84 millions de dollars ont diminué les actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles et 41 millions de dollars ont été reflétés comme une reprise de dépréciation d'actifs. Au cours du deuxième trimestre, les taux d'actualisation utilisés à l'égard de la provision pour frais de démantèlement ont diminué en raison de la réduction des écarts de crédit de TransAlta, ce qui a entraîné une reprise partielle de 75 millions de dollars, dont 43 millions de dollars ont augmenté les actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles et 32 millions de dollars ont été comptabilisés comme une dépréciation d'actifs. Depuis le début de l'exercice, la provision pour frais de démantèlement a diminué de 50 millions de dollars, dont 41 millions de dollars ont diminué les actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles et 9 millions de dollars ont été reflétés comme une reprise de dépréciation d'actifs dans le compte de résultat, car ils concernent la mine de Centralia et les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, qui ne sont plus en exploitation et ont atteint la fin de leur durée d'utilité.

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 2019, à l'exception de l'adoption de nouvelles normes en vigueur au 1^{er} janvier 2020. La Société n'a adopté par anticipation aucune norme, interprétation ou modification qui a été publiée mais qui n'est pas encore en vigueur.

I. Modifications apportées à l'IAS 1 et à l'IAS 8 – Définition du terme «significatif»

La Société a adopté les modifications apportées à l'IAS 1 et à l'IAS 8 à compter du 1^{er} janvier 2020. Les modifications fournissent une nouvelle définition du terme «significatif» selon laquelle «une information est significative si on peut raisonnablement s'attendre à ce que son omission, son inexactitude ou son obscurcissement influence les décisions que les principaux utilisateurs des états financiers à usage général prennent en se fondant sur l'information financière que fournissent ces états financiers au sujet d'une entité comptable donnée».

Les modifications précisent que le caractère significatif dépend de la nature ou de l'ampleur de l'information, prise individuellement ou conjointement avec d'autres informations, dans le contexte des états financiers. L'inexactitude de l'information est significative si on peut s'attendre à ce qu'elle influence les décisions prises par les principaux utilisateurs. Ces modifications n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société et ne devraient pas avoir d'incidence sur celle-ci dans le futur.

II. Modifications apportées à l'IFRS 7 et à l'IFRS 9 – Réforme des taux d'intérêt de référence

En septembre 2019, l'IASB a publié le document intitulé Réforme des taux d'intérêt de référence, qui modifie les normes IFRS 9, IAS 39 et IFRS 7. Ces modifications offrent une exception temporaire, pendant la période d'incertitude, à l'application de certaines dispositions relatives à la comptabilité de couverture aux relations de couverture directement touchées par les réformes en cours des taux d'intérêt de référence. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2020. La Société a adopté ces modifications à compter du 1^{er} janvier 2020. Aucune relation de couverture n'a été directement touchée à cette date.

Au cours du premier trimestre 2020, la Société a conclu des couvertures de flux de trésorerie pour couvrir le risque de taux d'intérêt lié à une future émission prévue de titres d'emprunt en utilisant des instruments dérivés au taux interbancaire offert à Londres («LIBOR»). À titre d'exception temporaire, prévue par les modifications apportées à l'IFRS 9, la Société a fait comme si le taux d'intérêt LIBOR sur lequel se fondent les flux de trésorerie des swaps de taux d'intérêt n'était pas modifié par la réforme des taux interbancaires offerts («IBOR») au moment d'évaluer si la couverture est hautement efficace.

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 14 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport intégré annuel de 2019 et aux notes 9 et 10 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2020 et pour les périodes de trois mois et de six mois closes à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers.

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

Au 30 juin 2020, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments de niveau III était de 759 millions de dollars (686 millions de dollars au 31 décembre 2019). L'augmentation au cours de la période découle essentiellement des variations des prix du marché et des taux de change, en partie contrebalancées par des règlements de contrats. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2019.

Gouvernance et gestion du risque

Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» de notre rapport annuel intégré de 2019 et à la note 10 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 2019.

Nous avons pris un certain nombre de mesures d'atténuation du risque en réponse à la pandémie de COVID-19, y compris la mise en œuvre officielle du plan de continuité des activités de TransAlta le 9 mars 2020. Le conseil et la direction surveillent l'évolution de la situation et évaluent constamment ses répercussions sur les activités, les chaînes d'approvisionnement et les clients de la Société et, de façon plus générale, sur les activités et les affaires de la Société. 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 TransAlta, de possibles retards dans les projets de croissance, un risque de crédit accru lié aux contreparties et une hausse de la volatilité des prix des produits de base et des évaluations 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.

Afin de gérer les risques résultant de la COVID-19, nous avons pris un certain nombre de mesures pour poursuivre les efforts de continuité des activités de la Société :

Mesures prises par la direction

- Création d'une équipe d'urgence axée sur la COVID-19 dirigée par notre chef de l'exploitation, qui fait rapport à notre chef de la direction des finances
- Communication régulière avec le conseil et les employés en ce qui concerne la réponse de la Société à la COVID-19
- Création d'une équipe chargée d'élaborer, de mettre en œuvre et de réviser des protocoles sanitaires liés à la COVID-19, y compris une stratégie de retour au bureau et sur les sites qui restera en place jusqu'à ce qu'un vaccin ou un remède ait été distribué
- Création d'un comité chargé d'examiner et de traiter toutes les réclamations pour cause de force majeure liées à la COVID-19
- Élaboration de plans de leadership, y compris des plans pour assurer la relève des dirigeants, au besoin

Changements aux politiques

- Alignement des exigences relatives aux voyages non essentiels et à la mise en quarantaine sur les directives des autorités locales pour tous les employés et sous-traitants de TransAlta ayant voyagé par avion, autobus, train ou bateau, dans tous les territoires où nous exerçons nos activités;

Changements relatifs aux employés

- Rassurance des employés par rapport au fait que la pandémie de COVID-19 n'aura pas d'incidence sur leur emploi au sein de TransAlta
- Élaboration et mise en œuvre de protocoles de retour au bureau afin de s'assurer que tous les bureaux et installations de TransAlta demeurent sécuritaires
- Demande et obtention d'une autorisation de dispense de mise en quarantaine pour les travailleurs essentiels auprès du ministère de la Santé de l'Alberta afin de minimiser les perturbations au cas où une assistance technique internationale serait nécessaire pour nos actifs en Alberta
- Mise en place de procédures de dépistage (p. ex., questionnaires et prises de la température), de mesures de nettoyage améliorées et de protocoles de travail rigoureux dans les bureaux et installations de la Société conformément à notre stratégie de retour au bureau et sur les sites

Changements opérationnels

- Modification de nos procédures d'exploitation et mise en œuvre des restrictions relatives à l'accès non essentiel à nos installations afin de maintenir nos activités tout au long de la pandémie
- Examen du risque lié à la chaîne d'approvisionnement associé aux principaux intrants du processus de production d'électricité et mise en œuvre d'un suivi hebdomadaire de l'évolution du risque
- Communication avec nos principales personnes-ressources de la chaîne d'approvisionnement pour établir des stratégies et des mesures d'urgence nous permettant de continuer à faire progresser nos projets de croissance, dans la mesure du possible
- Détection de nouveaux risques liés à la cybersécurité associés aux courriels d'hameçonnage et aux protocoles de sécurité améliorés, et renforcement de la conscientisation aux menaces éventuelles

Surveillance financière

- Maintien de nos positions de couverture en Alberta, où 75 % de notre production thermique de base commerciale en Alberta est couverte à environ 53 \$ par MWh pour le reste de 2020
- Maintien de la surveillance des contreparties en ce qui concerne les variations de leur solvabilité ainsi que leur capacité à remplir leurs obligations
- Surveillance continue de la situation et communication avec nos principaux prêteurs concernant les incidences prévisibles et nos interventions face à la crise. Nos facilités de crédit consenties actuelles nous permettent de maintenir une situation financière solide et des liquidités considérables

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

Contrôles et procédures de communication de l'information

La direction est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière («CIIF») pertinent et de contrôles et procédures de communication de l'information («CPCI»). Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, la majorité de notre effectif qui soutient et réalise notre CIIF et nos CPCI travaillait à distance. L'incidence sur la conception et le rendement 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. 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 30 juin 2020, fin de la période visée par le présent rapport, notre CIIF et nos CPCI étaient efficaces.

Informations supplémentaires

		30 juin 2020	31 décembre 2019
Cours de clôture (TSX) (\$)		8,05	9,28
Fourchette de cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	11,23	10,14
	Bas	5,32	5,50
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés ² (multiple)		4,4	4,5
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée ² (%)		18,9	19,0
Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté ^{1,2} (multiple)		3,9	3,9
Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé ^{1,2} (multiple)		4,5	4,2
Dette nette ajustée sur le total du capital ¹ (%)		50,8	49,9
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ² (%)		5,7	3,3
Rendement du capital investi ² (%)		5,5	4,3
Couverture par le résultat ² (multiple)		1,7	1,5
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2} (%)		6,5	6,6
Couverture des dividendes ² (multiple)		18,6	18,6
Rendement des actions ² (%)		2,0	1,7

1) Ces ratios intègrent des composantes qui ne sont pas définies selon les IFRS. Aucune de ces mesures ne doit être utilisée séparément ou en remplacement du rendement financier ou de la situation financière de la Société tels qu'ils sont présentés selon les IFRS. Ces ratios sont des mesures complémentaires utiles pour évaluer le rendement financier, l'efficacité et la situation de trésorerie de la Société et sont courants dans les rapports d'autres sociétés, mais peuvent être définis et appliqués autrement. Pour un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS utilisées dans ces calculs, se reporter à la rubrique «Analyse des résultats financiers consolidés» dans le présent rapport de gestion.

2) Douze derniers mois

Formules des ratios

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés = fonds provenant des activités d'exploitation + intérêts sur la dette et les obligations locatives - produit d'intérêts - intérêts incorporés au coût de l'actif / intérêts sur la dette et obligations locatives + 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées - produit d'intérêts

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée = fonds provenant des activités d'exploitation - 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées / dette à long terme à la fin de la période, obligations locatives et titres échangeables, y compris la tranche courante, la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie - capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP

Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison = dette à long terme, obligations locatives et titres échangeables, y compris la tranche courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture de la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie - capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP/du BAIIA aux fins de comparaison

Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé = dette à long terme, obligations locatives et titres échangeables, y compris la tranche courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie - capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP - dette à long terme et obligations locatives, y compris la tranche courante de TransAlta Renewables - financement donnant droit à des avantages fiscaux / BAIIA aux fins de comparaison - BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta Renewables - BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen + dividendes reçus de TransAlta Renewables + dividendes reçus de TA Cogen

Dette nette ajustée sur le total du capital = dette à long terme, obligations locatives et titres échangeables, y compris la tranche courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie - capital des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP / dette nette ajustée + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires - 50 % des actions privilégiées émises

Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires = résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires / capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global - actions privilégiées émises

Rendement du capital investi = résultat avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette - résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle / capital investi, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

Couverture par le résultat = résultat net attribuable aux actionnaires + impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette / intérêts sur la dette et obligations locatives + 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées - produit d'intérêts

Ratio de distribution = dividendes versés sur actions ordinaires / fonds provenant des activités d'exploitation - 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées

Ratio de couverture des dividendes fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison = fonds provenant des activités d'exploitation - 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées / dividendes sur actions ordinaires versés

Rendement des actions = dividende versé par action ordinaire / cours de clôture de la période

Glossaire des termes clés

Actifs hydroélectriques en Alberta

Les actifs hydroélectriques de la Société situés en Alberta comprennent les centrales de production hydroélectrique Barrier, Bearspaw, Cascade, Ghost, Horseshoe, Interlakes, Kananaskis, Pocaterra, Rundle, Spray, Three Sisters, Bighorn et Brazeau.

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^{er} juin 2003) et le Balancing Pool Regulation. Pour de plus amples renseignements, visitez le site www.balancingpool.ca.

Capacité

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

Capacité marchande

Terme utilisé pour décrire les actifs qui ne sont pas visés par des contrats et qui sont exposés aux prix du marché.

Capacité maximale nette

Capacité maximale ou service nominal effectif modifié pour tenir compte des limites ambiantes qu'une unité de production ou une centrale peut soutenir pendant une durée déterminée, moins la capacité utilisée pour répondre à la demande de service des centrales et aux besoins auxiliaires.

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.

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.

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.

Consommation spécifique de chaleur

Mesure de conversion, exprimée en BTU/MWh, d'une quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire de l'électricité.

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.

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 renouvelable

Énergie produite à l'aide de mécanismes terrestres renouvelables comme le vent, l'énergie géothermique, l'énergie solaire et la biomasse, qui peuvent se régénérer.

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.

Gazoduc Pioneer

Le gazoduc Pioneer est détenu et exploité conjointement par TransAlta et Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd.

Gigajoule (GJ)

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

Gigawatt (GW)

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

Gigawattheure (GWh)

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

Indemnités de résiliation de CAÉ

Le Balancing Pool a résilié les contrats d'achat d'électricité des unités B et C de la centrale de Sundance et, par conséquent, a versé à TransAlta une indemnité de 157 millions de dollars au premier trimestre de 2018 ainsi qu'une indemnité supplémentaire de 56 millions de dollars (plus la TPS et les intérêts) reçue dans le cadre de la victoire en arbitrage contre le Balancing Pool au troisième trimestre de 2019. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture».

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.

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

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

Société de fiducie Computershare du Canada

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

Téléphone

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

Télécopieur

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

Site Web

www.investorcentre.com

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

Investisseurs – Demandes de renseignements

Téléphone

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

Courriel

investor_relations@transalta.com

Médias – Demandes de renseignements

Téléphone

Sans frais : 1.855.255.9184
ou 403.267.2540

Courriel

TA_Media_Relations@transalta.com

Comptes de résultat consolidés résumés

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

(non audité)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Produits des activités ordinaires (note 4)	437	497	1 043	1 145
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité (note 5)	151	177	389	543
Marge brute	286	320	654	602
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 5)	112	130	240	234
Amortissement	163	143	319	288
(Reprise de) dépréciation d'actifs (note 1 B))	32	—	(9)	—
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	8	17	15
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	(12)	(20)	(22)
Résultats d'exploitation	(19)	51	107	87
Produits tirés des contrats de location-financement	1	1	2	3
Charge d'intérêts nette (note 6)	(57)	(56)	(119)	(106)
Profit (perte) de change	23	(8)	4	(9)
Autres pertes	—	(12)	—	(12)
Résultat avant impôts sur le résultat	(52)	(24)	(6)	(37)
Recouvrement d'impôts sur le résultat (note 7)	(17)	(50)	(15)	(33)
Résultat net	(35)	26	9	(4)
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(50)	10	(13)	(55)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	15	16	22	51
	(35)	26	9	(4)
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(50)	10	(13)	(55)
Dividendes sur actions privilégiées (note 16)	10	10	20	10
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(60)	—	(33)	(65)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	276	284	276	284
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,22)	—	(0,12)	(0,23)

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Résultat net	(35)	26	9	(4)
Autres éléments du résultat global				
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	(21)	(17)	(15)	(36)
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ²	(4)	(3)	5	—
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	(25)	(20)	(10)	(36)
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ³	(29)	(33)	67	(54)
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ³	18	12	(23)	20
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁴	41	46	55	(5)
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁵	(24)	(29)	(49)	(8)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	6	(4)	50	(47)
Autres éléments du résultat global	(19)	(24)	40	(83)
Total du résultat global	(54)	2	49	(87)
Total du résultat global attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(41)	22	37	(103)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	(13)	(20)	12	16
	(54)	2	49	(87)

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat respectivement de 7 millions de dollars et de 5 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 (recouvrement de 1 million de dollars et de 8 millions de dollars en 2019).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de néant et de 1 million de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 (charge de 1 million de dollars et 1 million de dollars en 2019).

3) Aucune charge d'impôts sur le résultat n'a été comptabilisée pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 ou 2019.

4) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de 11 millions de dollars et de 16 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 (charge de 13 millions de dollars et recouvrement de 1 million de dollars en 2019).

5) Déduction faite du reclassement de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de 6 millions de dollars et de 13 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020 (charge de 8 millions de dollars et de 2 millions de dollars en 2019).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

<i>(non audité)</i>	Au 30 juin 2020	Au 31 décembre 2019
Trésorerie et équivalents de trésorerie	257	411
Liquidités soumises à restrictions	16	32
Créances clients et autres débiteurs	428	462
Charges payées d'avance	48	19
Actifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	275	166
Stocks (note 11)	297	251
	1 321	1 341
Actifs détenus en vue de la vente (note 3 D))	97	—
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	168	176
Actifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	664	640
Immobilisations corporelles (note 12)		
Coût	13 526	13 395
Amortissement cumulé	(7 590)	(7 188)
	5 936	6 207
Actifs au titre de droits d'utilisation	151	146
Immobilisations incorporelles (note 3 C))	341	318
Goodwill	465	464
Actifs d'impôt différé	34	18
Autres actifs	193	198
Total de l'actif	9 370	9 508
Dettes fournisseurs et charges à payer	401	413
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions	67	58
Passifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	109	81
Partie courante des passifs sur contrat	1	1
Impôts sur le résultat à payer	21	14
Dividendes à verser (notes 15 et 16)	38	37
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 13)	513	513
	1 150	1 117
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 13)	2 600	2 699
Titres échangeables (note 14)	328	326
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 1 B))	461	488
Passifs d'impôt différé	451	472
Passifs de gestion du risque (notes 9 et 10)	56	29
Passifs sur contrat	14	14
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	319	301
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 15)	2 944	2 978
Actions privilégiées	942	942
Surplus d'apport	32	42
Déficit	(1 499)	(1 455)
Cumul des autres éléments du résultat global	504	454
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 923	2 961
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	1 068	1 101
Total des capitaux propres	3 991	4 062
Total du passif et des capitaux propres	9 370	9 508

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

Engagements et éventualités (note 17)

Voir les notes jointes.

États des variations des capitaux propres consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)

Six mois clos le 30 juin 2020	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuable 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	—	—	—	(13)	—	(13)	22	9
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								
Profits nets sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	44	44	—	44
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(15)	(15)	—	(15)
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	10	10	(10)	—
Total du résultat global	—	—	—	(13)	50	37	12	49
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(23)	—	(23)	—	(23)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(20)	—	(20)	—	(20)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA	(30)	—	—	9	—	(21)	—	(21)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 8)	—	—	—	3	—	3	9	12
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	(4)	—	(10)	—	—	(14)	—	(14)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	—	—	—	—	—	—	(54)	(54)
Solde au 30 juin 2020	2 944	942	32	(1 499)	504	2 923	1 068	3 991

Six mois clos le 30 juin 2019	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuable aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2018	3 059	942	11	(1 496)	481	2 997	1 137	4 134
Incidence des modifications apportées aux méthodes comptables	—	—	—	3	—	3	—	3
Solde ajusté au 1 ^{er} janvier 2019	3 059	942	11	(1 493)	481	3 000	1 137	4 137
Résultat net	—	—	—	(55)	—	(55)	51	(4)
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								
Pertes nettes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(34)	(34)	—	(34)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(13)	(13)	—	(13)
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	(36)	(36)	—	(36)
Total du résultat global	—	—	—	(55)	(48)	(103)	16	(87)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(11)	—	(11)	—	(11)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(10)	—	(10)	—	(10)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA	(26)	—	—	5	—	(21)	—	(21)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 8)	—	—	—	2	—	2	12	14
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	1	—	1	—	—	2	—	2
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	—	—	—	—	—	—	(70)	(70)
Solde au 30 juin 2019	3 034	942	12	(1 562)	433	2 859	1 095	3 954

Voir les notes jointes.

Tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Activités d'exploitation				
Résultat net	(35)	26	9	(4)
Amortissement (note 18)	188	173	372	347
Perte à la vente d'actifs	—	17	—	17
Désactualisation des provisions	6	6	15	12
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(4)	(8)	(8)	(15)
Recouvrement d'impôt différé (note 7)	(29)	(57)	(36)	(47)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	7	(18)	(46)	(16)
(Profits latents) pertes latentes de change	(24)	6	2	5
Provisions	9	2	9	4
(Reprise de) dépréciation d'actifs (note 1 B))	32	—	(9)	—
Autres éléments sans effet de trésorerie	1	1	7	7
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	151	148	315	310
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(30)	110	20	30
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	121	258	335	340
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 12)	(75)	(110)	(147)	(144)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(3)	(3)	(5)	(6)
Liquidités soumises à restrictions	(1)	—	16	35
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(37)	—	(37)	(32)
Investissement dans le gazoduc Pioneer	—	(33)	—	(83)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	1	1	1	2
Profits réalisés sur instruments financiers	3	—	6	3
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	4	6	8	12
Augmentation du prêt à recevoir	(3)	(4)	(3)	(4)
Divers	1	11	4	10
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	1	(45)	(47)	(23)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(109)	(177)	(204)	(230)
Activités de financement				
Diminution nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 13)	(8)	(210)	(109)	(139)
Remboursement de la dette à long terme (note 13)	(27)	(25)	(44)	(54)
Émission de titres échangeables (note 14)	—	350	—	350
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 15)	(12)	(12)	(23)	(23)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 16)	(10)	(10)	(20)	(10)
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 15)	(10)	(18)	(19)	(18)
Pertes réalisées (profits réalisés) sur instruments financiers	3	—	(7)	—
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 8)	(23)	(24)	(42)	(56)
Remboursement des obligations locatives (note 13)	(5)	(6)	(10)	(11)
Divers	(2)	—	(2)	—
Frais de financement	—	(28)	—	(28)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	—	2	(14)	(1)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(94)	19	(290)	10
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	(82)	100	(159)	120
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	1	(1)	5	(1)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(81)	99	(154)	119
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	338	109	411	89
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	257	208	257	208
Impôts sur le résultat au comptant payés	8	7	20	15
Intérêts au comptant payés	60	53	99	85

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 et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov.

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

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

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités reflètent tous les ajustements qui consistent en des ajustements et charges récurrents réguliers qui sont, de l'avis de la direction, nécessaires à une présentation fidèle des résultats. Les résultats de TransAlta sont en partie à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes. Les coûts d'entretien sont habituellement plus élevés au cours des deuxième et troisième trimestres, périodes durant lesquelles les prix de l'électricité sont censés être inférieurs étant donné qu'ils augmentent généralement durant les mois d'hiver sur le marché canadien.

L'autorisation de publication de ces états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités a été reçue du comité d'audit, des finances et des risques au nom du conseil d'administration le 30 juillet 2020.

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 Y) des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour plus de précisions.

L'épidémie du nouveau coronavirus (la «COVID-19») a amené les gouvernements à l'échelle mondiale à adopter des mesures d'urgence visant à contrer la propagation du virus. Ces mesures, notamment les interdictions de voyage, les périodes de quarantaine volontaire, l'auto-isolement, la distanciation physique et sociale et la fermeture des entreprises considérées comme non essentielles, ont fortement perturbé les entreprises à l'échelle mondiale, ce qui s'est traduit par un contexte économique incertain et complexe. La durée et l'incidence de la pandémie de COVID-19 sont inconnues pour le moment. Les estimations de la mesure dans laquelle la pandémie de COVID-19 pourrait influencer, directement ou indirectement, les activités, les résultats financiers et la situation financière de la Société dans les périodes futures sont également assujetties à une importante part d'incertitude. Se reporter à la note 10 pour une description des risques supplémentaires liés à la pandémie.

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

Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions

Au cours du premier semestre de 2020, les taux d'actualisation utilisés à l'égard de la provision pour frais de démantèlement ont été très volatils, ce qui s'explique essentiellement par une hausse des écarts de crédit de TransAlta causée par la pandémie de COVID-19, laquelle a entraîné une hausse des écarts de crédit de la plupart des entités. La hausse des écarts de crédit au premier trimestre a été en partie contrebalancée par la baisse des taux de référence. En conséquence, au cours du premier trimestre, la Société a diminué la provision pour frais de démantèlement de 125 millions de dollars, dont 84 millions de dollars ont diminué les actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles et 41 millions de dollars ont été reflétés comme une reprise de dépréciation d'actifs. Au cours du deuxième trimestre, les taux d'actualisation utilisés à l'égard de la provision pour frais de démantèlement ont diminué en raison de la réduction des écarts de crédit de TransAlta, ce qui a entraîné une reprise partielle de 75 millions de dollars, dont 43 millions de dollars ont augmenté les actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles et 32 millions de dollars ont été comptabilisés comme une dépréciation d'actifs. Depuis le début de l'exercice, la provision pour frais de démantèlement a diminué de 50 millions de dollars, dont 41 millions de dollars ont diminué les actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles et 9 millions de dollars ont été reflétés comme une reprise de dépréciation d'actifs dans le compte de résultat, car ils concernent la mine de Centralia et les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, qui ne sont plus en exploitation et ont atteint la fin de leur durée d'utilité.

2. Principales méthodes comptables

A. Modifications comptables de la période considérée

Les méthodes comptables adoptées pour la préparation des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités sont conformes à celles utilisées pour la préparation des états financiers consolidés annuels de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, à l'exception de l'adoption de nouvelles normes en vigueur au 1^{er} janvier 2020. La Société n'a adopté par anticipation aucune norme, interprétation ou modification qui a été publiée mais qui n'est pas encore en vigueur.

I. Modifications apportées à l'IAS 1 et à l'IAS 8 – Définition du terme «significatif»

La Société a adopté les modifications apportées à l'IAS 1 et à l'IAS 8 à compter du 1^{er} janvier 2020. Les modifications fournissent une nouvelle définition du terme «significatif» selon laquelle «une information est significative si on peut raisonnablement s'attendre à ce que son omission, son inexactitude ou son obscurcissement influence les décisions que les principaux utilisateurs des états financiers à usage général prennent en se fondant sur l'information financière que fournissent ces états financiers au sujet d'une entité comptable donnée».

Les modifications précisent que le caractère significatif dépend de la nature ou de l'ampleur de l'information, prise individuellement ou conjointement avec d'autres informations, dans le contexte des états financiers. L'inexactitude de l'information est significative si on peut s'attendre à ce qu'elle influence les décisions prises par les principaux utilisateurs. Ces modifications n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société et ne devraient pas avoir d'incidence sur celle-ci dans le futur.

II. Modifications apportées à l'IFRS 7 et à l'IFRS 9 – Réforme des taux d'intérêt de référence

En septembre 2019, l'International Accounting Standards Board a publié des modifications aux Normes internationales d'information financière («IFRS») relativement au document intitulé *Réforme des taux d'intérêt de référence*, qui modifie les normes IFRS 9, IAS 39 et IFRS 7. Ces modifications offrent une exception temporaire, pendant la période d'incertitude, à l'application de certaines dispositions relatives à la comptabilité de couverture aux relations de couverture directement touchées par les réformes en cours des taux d'intérêt de référence. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2020. La Société a adopté ces modifications à compter du 1^{er} janvier 2020. Aucune relation de couverture n'a été directement touchée à cette date.

Au cours du premier trimestre 2020, la Société a conclu des couvertures de flux de trésorerie pour couvrir le risque de taux d'intérêt lié à une future émission prévue de titres d'emprunt en utilisant des instruments dérivés au taux interbancaire offert à Londres («LIBOR»). À titre d'exception temporaire, prévue par les modifications apportées à l'IFRS 9, la Société a fait comme si le taux d'intérêt LIBOR sur lequel se fondent les flux de trésorerie des swaps de taux d'intérêt n'était pas modifié par la réforme des taux interbancaires offerts («LIBOR») au moment d'évaluer si la couverture est hautement efficace.

B. 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. Pandémie mondiale

L'Organisation mondiale de la Santé («OMS») 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 a officiellement mis en œuvre son plan de continuité des activités le 9 mars 2020, qui préconisait ce qui suit : i) veiller à ce que les employés en mesure de travailler à distance l'aient fait; et ii) s'assurer que les employés chargés de l'exploitation et de la maintenance de ses installations, qui n'étaient pas en mesure de travailler à distance ont pu travailler en toute sécurité et de façon à protéger leur santé. Au cours du deuxième trimestre de 2020, la Société a instauré une approche échelonnée visant le retour au bureau des employés qui faisaient du télétravail. Tous les bureaux et sites de TransAlta suivent des protocoles stricts en matière de dépistage et d'éloignement physique, et sont dotés d'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 restent pleinement opérationnelles et peuvent répondre aux besoins de nos clients. Nous avons modifié nos procédures d'exploitation et mis en œuvre des protocoles sanitaires pour permettre à tous les employés de bureau de retourner sur l'ensemble des sites d'ici la fin du mois de juillet. 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. La Société devrait recevoir la deuxième tranche de 400 millions de dollars de financement de Brookfield au quatrième trimestre de 2020 et la Société a accès à des capitaux supplémentaires grâce au projet possible de financement d'actifs existants qui sont actuellement non grevés. Actuellement, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 1,6 milliard de dollars, dont 257 millions de dollars en trésorerie, et nous disposons de suffisamment de liquidités pour rembourser la dette venant à échéance en novembre 2020. Le prochain remboursement important de la dette est prévu en novembre 2022.

La Société a couvert environ 75 % de sa production de base commerciale en Alberta à 53 \$ par MWh pour le reste de 2020.

Le conseil et la direction surveillent l'évolution de la situation 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 des évaluations 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 sur la demande d'électricité et le prix des produits de base.

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

Le 26 mai 2020, la Société a annoncé que la Bourse de Toronto («TSX») a accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de l'OPRA, TransAlta peut racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 7,02 % des actions flottantes au 25 mai 2020. Aux termes de l'OPRA, les actions peuvent être rachetées sur le marché libre à la Bourse de Toronto ainsi que sur toute autre plateforme de négociation canadienne sur laquelle les actions ordinaires sont négociées, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées.

La période au cours de laquelle TransAlta est autorisée à effectuer des rachats dans le cadre de l'OPRA a commencé le 29 mai 2020 et se termine le 28 mai 2021 ou à toute date antérieure à laquelle le nombre maximal d'actions ordinaires aura été racheté en vertu de l'OPRA ou à laquelle l'OPRA prendra fin, au choix de la Société.

En vertu des règles de la Bourse de Toronto, un maximum de 228 157 actions ordinaires (soit 25 % du volume de transactions quotidien moyen à la Bourse de Toronto de 912 630 actions ordinaires pour la période de six mois close le 30 avril 2020) peut être racheté à la Bourse de Toronto n'importe quel jour de Bourse dans le cadre de l'OPRA, sous réserve de la possibilité d'effectuer une acquisition en bloc excédant le maximum quotidien par semaine civile.

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2020, dans le cadre de l'OPRA actuelle et de l'OPRA précédente, la Société a racheté et annulé un total de 2 849 400 actions ordinaires à un prix moyen de 7,51 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 21 millions de dollars.

C. Acquisition d'un actif de cogénération sous contrat dans le Michigan

Le 19 mai 2020, la Société a conclu l'acquisition précédemment annoncée d'une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel visée par des contrats auprès de deux sociétés fermées pour un prix d'achat d'environ 27 millions de dollars américains, sous réserve des ajustements liés au fonds de roulement. L'actif est une centrale de cogénération de 29 MW («Ada») dans le Michigan, visé par un CAÉ à long terme et des contrats de vente de vapeur pour environ six ans conclus avec Consumers Energy et Amway. Cette acquisition s'inscrit dans la stratégie de TransAlta qui consiste à développer l'activité de production sur place et à diversifier le portefeuille de cogénération de la Société.

Le tableau suivant présente la juste valeur des actifs et passifs identifiables des entités acquises à la date d'acquisition :

Au 19 mai 2020	Juste valeur provisoire comptabilisée à l'acquisition
Actifs	
Fonds de roulement net	6
Immobilisations corporelles ¹	1
Immobilisations incorporelles ^{1,2}	37
Passifs de gestion du risque (courants et non courants) ¹	(5)
Provision pour frais de démantèlement ¹	(1)
Total des actifs nets identifiables à la juste valeur	38
Contrepartie en trésorerie	32
Contrepartie liée au fonds de roulement	6
Prix d'achat total transféré	38

1) L'évaluation des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, des passifs de gestion du risque et des provisions pour frais de démantèlement des entités acquises n'était pas terminée à la date à laquelle le conseil d'administration a approuvé la publication des états financiers intermédiaires. Par conséquent, ces soldes devront peut-être être ajustés ultérieurement avant le 19 mai 2021 (un an après la transaction).

2) Se rapportent au contrat de vente d'électricité acquis et seront amortis sur six ans.

D. Vente du gazoduc Pioneer

Au cours du deuxième trimestre de 2020, TransAlta a conclu un accord définitif d'achat et de vente en ce qui concerne la vente précédemment annoncée de sa participation de 50 % dans le gazoduc à NOVA Gas Transmission Ltd. («NGTL»), une filiale en propriété exclusive de TC Énergie, (la «transaction»). Le prix d'achat de 255 millions de dollars représente les participations de TransAlta et de Tidewater Midstream & Infrastructure Ltd. («Tidewater»). Dans le cadre de cette transaction, NGTL a l'intention d'intégrer le gazoduc Pioneer dans son réseau pipelinier en Alberta.

E. Mise hors service de l'unité 3 de la centrale de Sundance

Le 22 juillet 2020, la Société a annoncé qu'elle avait donné avis à l'Alberta Electric System Operator («AESO») de son intention de mettre hors service à compter du 31 juillet 2020 l'unité 3 de la centrale de Sundance actuellement mise temporairement à l'arrêt. La décision de mise hors service a été prise en fonction notamment de l'évaluation par TransAlta des conditions futures du marché, de l'âge et de l'état de l'unité, ainsi que de notre capacité à fournir de l'énergie et de la capacité de production de notre portefeuille en Alberta. Cette décision nous permet de faire avancer notre transition vers une électricité entièrement propre d'ici 2025. Une dépréciation d'actifs d'environ 69 millions de dollars (52 millions de dollars après impôts) sera comptabilisée au troisième trimestre de 2020.

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 de commercialisation et de négociation de l'énergie, que la Société ventile selon les groupes suivants afin de déterminer comment les facteurs économiques influent sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires.

Trois mois clos le 30 juin 2020	Charbon – Canada	Charbon – É.-U.	Gaz – Amérique du Nord ¹	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro-électricité	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	78	1	45	22	63	39	–	–	248
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location²	14	–	–	16	–	–	–	–	30
Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés Incitatifs gouvernementaux	20	67	–	–	(6)	–	25	1	107
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources³	–	–	–	–	2	–	–	–	2
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources³	28	–	3	1	15	3	–	–	50
Total des produits des activités ordinaires	140	68	48	39	74	42	25	1	437
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	6	1	–	–	7	–	–	–	14
Au fil du temps	72	–	45	22	56	39	–	–	234
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	78	1	45	22	63	39	–	–	248

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. Se reporter à la note 3 C) pour plus de précisions.

2) 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.

3) Comprennent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

Trois mois clos le 30 juin 2019	Charbon – Canada	Charbon – É.-U.	Gaz – Amérique du Nord ¹	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro-électricité	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	89	2	50	22	57	42	–	–	262
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location²	16	–	–	17	–	–	–	–	33
Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés Incitatifs gouvernementaux	(19)	73	(3)	–	11	–	26	2	90
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources³	–	–	–	–	2	–	–	–	2
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources³	89	11	–	1	2	7	–	–	110
Total des produits des activités ordinaires	175	86	47	40	72	49	26	2	497
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	15	2	–	–	9	–	–	–	26
Au fil du temps	74	–	50	22	48	42	–	–	236
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	89	2	50	22	57	42	–	–	262

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. Se reporter à la note 3 C) pour plus de précisions.

2) 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.

3) Comprennent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

Six mois clos le 30 juin 2020	Charbon – Canada	Charbon – É.-U.	Gaz – Amérique du Nord ¹	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro-électricité	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	155	5	95	43	134	75	–	–	507
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ²	27	–	–	31	–	–	–	–	58
Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés	22	166	1	–	5	–	53	3	250
Incitatifs gouvernementaux	–	–	–	–	3	–	–	–	3
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ³	142	39	3	4	37	5	–	(5)	225
Total des produits des activités ordinaires	346	210	99	78	179	80	53	(2)	1 043

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires

À un moment précis	11	5	–	–	11	–	–	–	27
Au fil du temps	144	–	95	43	123	75	–	–	480

Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	155	5	95	43	134	75	–	–	507
---	------------	----------	-----------	-----------	------------	-----------	----------	----------	------------

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. Se reporter à la note 3 C) pour plus de précisions.

2) 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.

3) Comprennent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

Six mois clos le 30 juin 2019	Charbon – Canada	Charbon – É.-U.	Gaz – Amérique du Nord ¹	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro-électricité	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	196	4	109	44	132	77	–	–	562
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ²	32	–	–	34	–	–	–	–	66
Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés	(52)	35	2	–	13	–	72	2	72
Incitatifs gouvernementaux	–	–	–	–	4	–	–	–	4
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ³	224	193	1	3	12	9	–	(1)	441
Total des produits des activités ordinaires	400	232	112	81	161	86	72	1	1 145

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires

À un moment précis	23	4	–	–	15	–	–	–	42
Au fil du temps	173	–	109	44	117	77	–	–	520

Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	196	4	109	44	132	77	–	–	562
---	------------	----------	------------	-----------	------------	-----------	----------	----------	------------

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. Se reporter à la note 3 C) pour plus de précisions.

2) 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.

3) Comprennent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

5. Charges selon leur nature

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

	Trois mois clos les 30 juin				Six mois clos les 30 juin			
	2020		2019		2020		2019	
	Combustible et achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Combustible et achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Combustible et achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Combustible et achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration
Combustible	88	–	105	–	247	–	319	–
Achats d'électricité	25	–	23	–	64	–	127	–
Amortissement minier	25	–	30	–	53	–	59	–
Salaires et avantages sociaux	13	54	19	60	25	121	38	109
Autres charges d'exploitation	–	58	–	70	–	119	–	125
Total	151	112	177	130	389	240	543	234

6. Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Intérêt sur la dette	39	42	82	83
Intérêt sur les titres échangeables	8	5	15	5
Produits d'intérêts	(2)	(3)	(5)	(5)
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(1)	(1)	(2)	(2)
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	2	1	4	2
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	5	4	9	7
Divers	–	2	1	4
Désactualisation des provisions	6	6	15	12
Charge d'intérêts nette	57	56	119	106

7. Impôts

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Charge d'impôt exigible	12	7	21	14
Recouvrement d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(14)	(10)	(24)	(19)
Recouvrement d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'imposition ou aux lois fiscales	—	(40)	—	(40)
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant de la réduction (reprise de réductions antérieures) de valeur des actifs d'impôt différé ¹	(15)	(7)	(12)	12
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(17)	(50)	(15)	(33)

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Charge d'impôt exigible	12	7	21	14
Recouvrement d'impôt différé	(29)	(57)	(36)	(47)
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(17)	(50)	(15)	(33)

1) Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, la Société a comptabilisé la reprise d'une réduction antérieure de valeur des actifs d'impôt différé respectivement de 15 millions de dollars et de 12 millions de dollars (reprise d'une réduction antérieure de 7 millions de dollars et réduction de 12 millions de dollars au 30 juin 2019). Les actifs d'impôt différé ont trait principalement aux avantages fiscaux liés à des 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. Les produits des activités ordinaires et les autres éléments du résultat global comptabilisés ont entraîné des différences temporaires imposables, qui constituent la principale base pour l'utilisation de certaines de ces pertes fiscales et de la reprise de la réduction de valeur.

8. 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.

Le pourcentage de la propriété, des droits de vote et de la participation en capitaux propres de la Société dans TransAlta Renewables a changé comme suit :

Période ¹	Pourcentage
Du 1 ^{er} janvier 2019 au 31 mars 2019	60,8
Du 1 ^{er} avril 2019 au 30 juin 2019	60,6
Du 1 ^{er} juillet 2019 au 30 septembre 2019	60,5
Du 1 ^{er} octobre 2019 au 31 décembre 2019	60,4
Du 1 ^{er} janvier 2020 au 31 mars 2020	60,3
Du 1 ^{er} avril 2020 au 30 juin 2020	60,2

1) Les changements d'une période à l'autre sont attribuables au régime de réinvestissement des dividendes de TransAlta Renewables qui permet aux investisseurs de réinvestir leurs dividendes dans des actions ordinaires. Pour cette raison, le pourcentage de la participation change chaque mois. La Société ne participe pas au régime de réinvestissement des dividendes.

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Résultat net				
TransAlta Cogeneration L.P.	2	5	5	9
TransAlta Renewables	13	11	17	42
	15	16	22	51
Total du résultat global				
TransAlta Cogeneration L.P.	2	5	5	9
TransAlta Renewables	(15)	(25)	7	7
	(13)	(20)	12	16
Distributions en espèces versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.	3	6	4	21
TransAlta Renewables	20	18	38	35
	23	24	42	56
Aux			30 juin 2020	31 décembre 2019
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.			162	160
TransAlta Renewables			906	941
			1 068	1 101
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)				
TransAlta Cogeneration L.P.			49,99	49,99
TransAlta Renewables			39,8	39,6

9. 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 de la juste valeur 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 14 des états financiers consolidés annuels audités de 2019.

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 et leur forme.

Au		30 juin 2020				
Description	Juste valeur de base	Sensibilité	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Fourchette	Variation possible raisonnable
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	776	+45 -134	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquide (par MWh)	22 \$ US à 25 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 9 \$ US
			Techniques d'évaluation des options, statistiques historiques («bootstrap») et régression historique des prix	Relation de base	57 % à 103 %	5,0 % à 6,0 %
Produits structurés – est des États-Unis	4	+1 -1		Facteurs non standards	63 % à 116 %	2,0 % à 11,0 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	19	+6 -6	Statistiques historiques («bootstrap»)	Volume Coût de l'approvisionnement		(+/-) 5 % (+/-) 1,00 \$ US par MWh
				Prix de l'électricité à terme non liquide (par MWh)	36 \$ US à 54 \$ US	6 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	(29)	+24 -24	Prévisions de prix à long terme	Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquide (par unité)	10 \$ US	1 \$ US
Autres	(1)	+5 -5				
Au		31 décembre 2019				
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	737	+46 -139	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquide (par MWh)	20 \$ US à 28 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 9 \$ US
			Techniques d'évaluation des options, statistiques historiques («bootstrap») et régression historique des prix	Relation de base	91 % à 112 %	4,0 % à 6,0 %
Produits structurés – est des États-Unis	7	+2 -2		Facteurs non standards	63 % à 116 %	4,0 % à 10,0 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	10	+3 -3	Statistiques historiques («bootstrap»)	Volume Coût de l'approvisionnement		(+/-) 5 % (+/-) 1 \$ US par MWh
				Prix de l'électricité à terme non liquide (par MWh)	38 \$ US à 60 \$ US	6 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	(28)	+20 -20	Prévisions de prix à long terme	Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquide (par unité)	9 \$ US	1 \$ US
Autres ¹	(6)	+8 -8				

1) Étant donné que la Société a effectué moins d'achats d'électricité conditionnels, il n'est plus important de les présenter séparément et ils sont désormais inclus dans le poste «Autres». En conséquence, les montants au 31 décembre 2019 ont été reclassés pour des raisons de cohérence.

i. Vente 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 apprécié par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2019 et le 30 juin 2020, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont augmenté respectivement d'environ 35 millions de dollars et 6 millions de dollars.

ii. Produits structurés – est des États-Unis

La Société a conclu des contrats d'électricité à prix fixe dans l'est des États-Unis, où elle a accepté d'acheter ou de vendre de l'électricité à des installations ou emplacements où les marchés sont non liquides ou en dehors des heures standards.

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 projet de parc éolien Big Level, la Société a un contrat à long terme fondé sur les écarts en vertu duquel elle reçoit un prix fixe par MWh et paie le cours du marché en vigueur et en temps réel de l'énergie par MWh ainsi que la livraison physique de crédits d'énergie renouvelable fondés sur une approximation de la production. La mise en service de la centrale a eu lieu en décembre 2019 et le contrat, qui est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2019, se prolonge sur 15 ans à partir la date de mise en service. Le contrat est comptabilisé 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 30 juin 2020 : niveau I – passif net de 1 million de dollars (passif net de 3 millions de dollars au 31 décembre 2019), niveau II – actif net de 27 millions de dollars (actif net de 9 millions de dollars au 31 décembre 2019), niveau III – actif net de 759 millions de dollars (actif net de 686 millions de dollars au 31 décembre 2019).

Les variations importantes des actifs et des passifs nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de la période de six mois close le 30 juin 2020 découlent essentiellement des variations des prix du marché et des taux de change, en partie contrebalancés par 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 six mois closes respectivement les 30 juin 2020 et 2019 :

	Six mois clos le 30 juin 2020			Six mois clos le 30 juin 2019		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	678	8	686	689	6	695
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	65	18	83	17	—	17
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	—	4	4	—	10	10
Contrats réglés	(42)	(5)	(47)	(27)	(7)	(34)
Variation des taux de change	34	(1)	33	(31)	(1)	(32)
Actifs nets de gestion du risque à la fin de la période	735	24	759	648	8	656
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Profits comptabilisés (pertes comptabilisées) dans les autres éléments du résultat global	99	—	99	(14)	—	(14)
Total des profits compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	42	21	63	27	9	36
Profits latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux actifs nets détenus à la fin de la période	—	16	16	—	2	2

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 de passif net de 11 millions de dollars au 30 juin 2020 (actif net de 4 millions de dollars au 31 décembre 2019), sont classés au niveau II de la hiérarchie de la juste valeur. Les variations importantes dans les autres actifs nets de gestion du risque au cours de la période de six mois close le 30 juin 2020 sont principalement attribuables aux variations défavorables des taux de change et aux nouveaux contrats.

IV. Autres actifs et passifs financiers

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

	Juste valeur ¹				Valeur comptable totale ¹
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Titres échangeables au 30 juin 2020	—	320	—	320	328
Dettes à long terme au 30 juin 2020	—	3 137	—	3 137	2 966
Titres échangeables au 31 décembre 2019	—	342	—	342	326
Dettes à long terme au 31 décembre 2019	—	3 157	—	3 157	3 070

1) Comprend la partie courante.

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

La valeur comptable des autres actifs et passifs financiers à court terme (trésorerie et équivalents de trésorerie, créances clients, garanties versées, dettes fournisseurs et charges à payer, garanties reçues et dividendes à verser) se rapproche de leur juste valeur compte tenu de la nature liquide de l'actif ou du passif. La juste valeur du prêt à recevoir et des créances au titre des contrats de location-financement se rapproche de 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 de ces dérivés sont établies en utilisant des données d'entrée qui ne sont pas facilement observables. Se reporter à la rubrique B de la présente note 9 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 dans les actifs et passifs de gestion du risque et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur établie selon le modèle d'évaluation, à comptabiliser dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présentent comme suit :

	Six mois clos les 30 juin	
	2020	2019
Profit net non amorti au début de la période	9	49
Nouveaux profits (pertes) initiaux	4	—
Variation des taux de change	(1)	—
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(25)	(32)
Profit net non amorti (perte nette non amortie) à la fin de la période	(13)	17

10. 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 15 des états financiers consolidés annuels audités de 2019.

A. Actifs et passifs nets de gestion du risque

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

Au 30 juin 2020

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	127	42	169
Non courants	607	9	616
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	734	51	785
Divers			
Courants	2	(5)	(3)
Non courants	(10)	2	(8)
Autres actifs nets de gestion du risque	(8)	(3)	(11)
Total des actifs nets de gestion du risque	726	48	774

Au 31 décembre 2019

	Couvertures de flux de trésorerie	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base			
Courants	70	15	85
Non courants	606	1	607
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	676	16	692
Divers			
Courants	—	—	—
Non courants	—	4	4
Autres actifs nets de gestion du risque	—	4	4
Total des actifs nets de gestion du risque	676	20	696

B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

I. Risque de marché

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

Le secteur Commercialisation de l'énergie de la Société mène les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché. La valeur à risque («VaR») sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation pour compte propre de la Société, sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 %, résultant des fluctuations normales du marché. Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. La VaR au 30 juin 2020 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 2 millions de dollars (1 million de dollars au 31 décembre 2019).

b. Risque lié au prix des produits de base – production

Les secteurs de production utilisent divers contrats sur produits de base afin de gérer le risque lié au prix des produits de base découlant de la production d'électricité, des achats de combustible, des émissions et des sous-produits qu'ils jugent appropriés. Au 30 juin 2020, 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 8 millions de dollars (25 millions de dollars au 31 décembre 2019). En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les transactions d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces transactions sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché liées à celles-ci ayant une incidence sur le résultat net de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 30 juin 2020, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 5 millions de dollars (8 millions de dollars au 31 décembre 2019).

II. Risque de crédit

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes lorsque des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit l'exposition maximale au risque de crédit de la Société, compte non tenu des garanties détenues, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 30 juin 2020 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	83	17	100	428
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	100	—	100	168
Actifs de gestion du risque ¹	97	3	100	939
Prêt à recevoir ²	—	100	100	50
Total				1 585

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 20 millions de dollars au 30 juin 2020 (5 millions de dollars au 31 décembre 2019).

Dans le contexte économique actuel attribuable à la pandémie de COVID-19, TransAlta a mis en œuvre les mesures supplémentaires suivantes afin de surveiller les changements dans la capacité de ses contreparties à s'acquitter de leurs obligations :

- Surveillance quotidienne des événements ayant une incidence sur la solvabilité d'une contrepartie et l'abaissement de la note de crédit d'une contrepartie
- Contrôle et suivi hebdomadaires, s'il y a lieu, des créances clients
- Examen et surveillance quotidiens des principaux fournisseurs, contreparties et clients (p. ex., preneurs)

Au besoin, des mesures supplémentaires d'atténuation du risque seront prises pour réduire le risque auquel est exposée TransAlta. Ces mesures d'atténuation du risque peuvent comprendre, sans s'y limiter, le suivi immédiat des montants en souffrance, la modification de l'échéancier des paiements pour s'assurer de recevoir une partie des fonds plus rapidement, la demande de garanties supplémentaires, la réduction des délais de règlement des transactions et la collaboration étroite avec les contreparties concernées pour trouver des solutions négociées.

III. Risque de liquidité

TransAlta maintient une situation financière solide, sans problèmes de liquidités. La Société dispose de suffisamment de liquidités existantes pour rembourser la dette venant à échéance en novembre 2020. 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 :

	2020	2021	2022	2023	2024	2025 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	401	—	—	—	—	—	401
Dette à long terme ¹	447	99	651	263	106	1 432	2 998
Titres échangeables ²	—	—	—	—	—	350	350
Actifs de gestion du risque lié aux produits de base	(101)	(120)	(130)	(152)	(157)	(125)	(785)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	1	16	(10)	5	—	(1)	11
Obligations locatives	4	4	7	5	5	122	147
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives ³	138	134	126	98	92	710	1 298
Intérêt sur les titres échangeables ^{2,3}	12	25	25	24	24	—	110
Dividendes à verser	38	—	—	—	—	—	38
Total	940	158	669	243	70	2 488	4 568

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture.

2) Suppose que les débetures seront échangées le 1^{er} janvier 2025. Se reporter à la note 14 pour plus de précisions.

3) Non comptabilisé à titre de passif financier aux états de la situation financière consolidés.

IV. Risque de taux d'intérêt

Au cours du premier trimestre de 2020, la Société a conclu des contrats de dérivés sur taux d'intérêt pour des montants notionnels de 150 millions de dollars américains, 150 millions de dollars australiens et 75 millions de dollars canadiens afin de couvrir les risques de taux d'intérêt liés aux émissions prévues de titres d'emprunt entre la fin de 2020 et la fin de 2022. Les couvertures ont été désignées comme couvertures de flux de trésorerie. En raison de la réforme de l'IBOR, il est prévu de remplacer le LIBOR par un autre taux d'intérêt de référence le 1^{er} janvier 2022. Par conséquent, la Société s'expose à des incertitudes quant au montant des flux de trésorerie des éléments de couverture fondés sur l'IBOR, car certains des dérivés sont fondés sur le LIBOR.

C. Garanties et modalités conditionnelles d'instruments dérivés

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

Au 30 juin 2020, la Société avait fourni une garantie de 128 millions de dollars (112 millions de dollars au 31 décembre 2019) 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 85 millions de dollars à ses contreparties (51 millions de dollars au 31 décembre 2019).

11. Stocks

Les stocks détenus dans le cours normal des affaires, qui comprennent du charbon, des crédits d'émission, des pièces et des matériaux, et du gaz naturel, sont évalués au coût ou à leur valeur nette de réalisation, si elle est inférieure. Les stocks détenus aux fins de transaction, qui comprennent le gaz naturel et les crédits et quotas au titre des émissions, sont évalués à la juste valeur diminuée des coûts de sortie.

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

	30 juin 2020	31 décembre 2019
Pièces et matériaux	114	108
Charbon ¹	152	130
Frais de découverte différés	10	6
Gaz naturel	2	3
Crédits d'émission achetés	19	4
Total	297	251

1) Les stocks de charbon ont augmenté principalement à la mine de Centralia, les unités étant mises en veille en raison de l'optimisation de la répartition étant donné que la Société tire profit de l'achat d'électricité à bas prix pour s'acquitter des obligations contractuelles.

12. Immobilisations corporelles

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, la Société a fait des acquisitions respectivement de 75 millions de dollars et de 147 millions de dollars. Les acquisitions faites depuis le début de l'exercice sont principalement liées aux actifs en construction pour la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées 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 cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2019, la Société a comptabilisé des montants respectivement de 110 millions de dollars et de 144 millions de dollars au titre des acquisitions liées principalement à la construction des parcs éoliens Big Level et Antrim et à d'autres dépenses d'investissement de maintien. En outre, au cours de la période de six mois close le 30 juin 2019, la Société a fait l'acquisition d'immobilisations corporelles liées au projet d'aménagement du parc éolien Antrim pour la somme de 50 millions de dollars et au gazoduc Pioneer pour la somme de 83 millions de dollars.

La charge d'amortissement a augmenté principalement en raison de l'échange visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee, de la reprise de la dépréciation à la mine de Centralia et des changements apportés à la durée d'utilité, tous ces facteurs s'appliquant au second semestre de 2019. Pour plus de précisions sur ces changements, se reporter aux notes 3 A) IV) et 4 D) des états financiers consolidés annuels.

Au 30 juin 2020, la provision pour frais de démantèlement avait considérablement diminué, ce qui a réduit de 41 millions de dollars les actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles. Se reporter à la note 1 B) pour plus de précisions.

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

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Au	30 juin 2020			31 décembre 2019		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	111	111	1,7 %	220	220	3,5 %
Débetures	648	651	5,8 %	647	651	5,8 %
Billets de premier rang ³	949	958	5,4 %	905	914	5,4 %
Dette sans recours	1 105	1 117	4,4 %	1 144	1 157	4,3 %
Divers ⁴	153	161	7,1 %	154	162	7,1 %
	2 966	2 998		3 070	3 104	
Obligations au titre des contrats de location-financement	147			142		
	3 113			3 212		
Moins : partie courante de la dette à long terme	(496)			(494)		
Moins : partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	(17)			(19)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	(513)			(513)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	2 600			2 699		

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 0,7 milliard de dollars américains au 30 juin 2020 (0,7 milliard de dollars américains au 31 décembre 2019).

4) Inclut 112 millions de dollars américains au 30 juin 2020 (117 millions de dollars américains au 31 décembre 2019) au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

Au 30 juin 2020, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

Au 30 juin 2020, le raffermissement du dollar américain avait fait augmenter de 50 millions de dollars nos soldes de dette à long terme libellés en dollars américains, principalement les billets de premier rang et le financement donnant droit à des avantages fiscaux. La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est couverte par des contrats financiers ou des investissements nets dans nos établissements aux États-Unis. Au cours de la période, les variations de notre dette libellée en dollars américains ont été contrebalancées comme suit :

	Au 30 juin 2020
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net)	23
Couvertures économiques de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	9
Couvertures économiques et autres	11
Non couvert	7
Total	50

14. Titres échangeables

A. Tranche de 350 millions de dollars de débetures subordonnées non garanties

Au	30 juin 2020			31 décembre 2019		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Débetures échangeables échéant le 1 ^{er} mai 2039	328	350	7 %	326	350	7 %

B. Option d'échange

Au	30 juin 2020		31 décembre 2019	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Option d'échange - dérivé incorporé	—	+32	—	+35
		-25		-27

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 de la juste valeur 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.

15. Actions ordinaires

A. Émissions et en circulation

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

	Six mois clos les 30 juin			
	2020		2019	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émissions et en circulation au début de la période	277,0	2 978	284,6	3 059
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	—	(4)	—	—
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA	(2,8)	(30)	(2,4)	(26)
Options d'achat d'action exercées	—	—	0,1	1
Émissions et en circulation à la fin de la période	274,2	2 944	282,3	3 034

B. OPRA

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

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

	30 juin 2020	30 juin 2019
Total des actions rachetées	2 849 400	2 398 200
Prix de rachat moyen par action	7,51 \$	8,57 \$
Coût total	21	21
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	30	26
Montant comptabilisé dans le déficit	9	5

C. Dividendes

Le 20 avril 2020, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,0425 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} juillet 2020. Le 22 juillet 2020, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,0425 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} octobre 2020.

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.

D. Options sur actions

Le 3 mars 2020, le conseil a approuvé une augmentation du nombre d'actions ordinaires réservées aux fins d'émission dans le cadre du régime d'options sur actions de la Société (le «régime d'options») pour le faire passer à 16 500 000. Les actionnaires ont donné leur approbation le 21 avril 2020 et la Bourse de Toronto a donné la sienne le 21 mai 2020. TransAlta a augmenté cette réserve d'actions à 13 000 000 actions pour la dernière fois en 2011 et a augmenté de 3 500 000 le nombre d'actions ordinaires disponibles dans le cadre du régime d'options afin de continuer de disposer de suffisamment d'actions pour attribuer des options aux participants admissibles dans le cadre du programme global de rémunération de la Société.

Le tableau suivant présente les options sur actions attribuées aux membres de la haute direction par la Société au cours des périodes de six mois closes les 30 juin 2020 et 2019 :

Mois de l'attribution	Nombre d'options sur actions attribuées (en millions)	Prix d'exercice	Période d'acquisition (en années)	Durée avant expiration (en années)
Janvier 2020	0,7	9,28 \$	3	7
Janvier 2019 ¹	1,2	5,59 \$	3	7

1) Certaines options sur actions ont fait l'objet d'une renonciation lorsqu'un membre de la haute direction a quitté la Société.

16. Actions privilégiées

A. Dividendes

Le tableau suivant résume la valeur des dividendes déclarés sur les actions privilégiées au cours des périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin 2020 et 2019 :

Série	Montants trimestriels	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
		2020	2019	2020	2019 ¹
A	0,16931	1	2	3	2
B ²	0,228	1	—	1	—
C	0,25169	3	3	6	3
E	0,32463	3	3	6	3
G	0,31175	2	2	4	2
Total pour la période		10	10	20	10

1) Au cours du premier trimestre de 2019, la Société n'a déclaré aucun dividende, le dividende trimestriel pour la période correspondant au premier trimestre de 2019 ayant été déclaré en décembre 2018.

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

Le 22 juillet 2020, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 30 septembre 2020, de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,14359 \$ 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.

17. Engagements et éventualités

A. Engagements

En plus des engagements présentés ailleurs dans les états financiers et de ceux présentés dans les états financiers annuels audités de 2019, en 2020, la Société a conclu les engagements contractuels supplémentaires qui suivent, soit directement soit au moyen de ses participations dans des entreprises communes. Les paiements futurs approximatifs en vertu de ces contrats se présentent comme suit :

	2020	2021	2022	2023	2024	2025 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel et de livraison	—	3	12	5	3	1	24
Transport	—	3	5	5	5	7	25
Total	—	6	17	10	8	8	49

Contrats de gaz naturel et de livraison

Les montants tiennent compte du différentiel de prix ou de volume fixe dans les contrats de gaz naturel et de livraison, et sont présentés en regard des montants dans les états financiers consolidés annuels audités de 2019. En plus des engagements susmentionnés, à la clôture de la vente du gazoduc Pioneer, un contrat de 15 ans a été négocié pour la livraison de 275 TJ/jour de gaz naturel sur une base ferme d'ici 2023, ce qui portera le total des contrats de livraison fermes à 400 TJ/jour de gaz naturel. Ce contrat remplacerait l'engagement actuel de la Société d'acheter 139 TJ/jour de gaz naturel provenant du gazoduc Pioneer sur une période de 15 ans.

Transport

Les montants tiennent compte du différentiel dans les contrats de capacité de transport, et sont présentés en regard des montants dans les états financiers consolidés annuels audités de 2019. La Société a conclu plusieurs contrats visant l'achat de capacité du réseau de transport dans le nord-ouest Pacifique. La Société s'engage à accepter les services aux tarifs en vigueur du fournisseur, qu'ils soient rendus immédiatement ou plus tard, après la construction de centrales additionnelles, à condition que certaines exigences en matière de prestation de services soient satisfaites.

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 35 des états financiers consolidés annuels audités. Les changements à ces éventualités au cours de la période de six mois close le 30 juin 2020 sont présentés ci-après :

I. Procédure visant une règle relative aux pertes en ligne

La Société prend part à une procédure visant une règle relative aux pertes en ligne 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 en ligne, et a demandé à l'AESO de recalculer les facteurs de perte pour la période de 2006 à 2016 et d'établir une seule facture portant la différence des charges liées aux pertes au débit ou au crédit des intervenants du marché. L'AUC a rendu une décision exposant la méthode à utiliser rétroactivement, de sorte que la Société pouvait estimer la somme rétroactive potentielle totale qu'elle risquait de devoir payer relativement à sa production d'énergie ne faisant pas l'objet d'un CAÉ. La facture unique liée aux ajustements historiques devait être transmise en avril 2021, le règlement en espèces étant prévu en juin 2021. La provision précédente, qui était basée sur des données connues, était d'environ 12 millions de dollars.

L'AESO a demandé à l'AUC d'approuver un règlement de «facturation à l'utilisation», au lieu de la facture unique, demande que la Société a contesté. Cette forme de règlement permettrait à l'AESO d'émettre une facture pour chaque année historique au fur et à mesure que les facteurs de pertes en ligne sont recalculés, augmentant certains frais pour 2020. Selon les facteurs de perte récemment publiés par l'AESO pour la période allant de 2014 à 2016 et en utilisant la méthodologie approuvée par l'AUC, la provision a augmenté pour s'établir à 20 millions de dollars, principalement en raison de facteurs de perte plus élevés pour l'unité 3 de la centrale de Keephills et la centrale de Poplar Creek.

L'AUC s'est récemment prononcée sur la demande de l'AESO et a approuvé un processus de règlement des factures qui sera divisé en trois périodes (de 2014 à 2016, de 2010 à 2013 et de 2006 à 2009), la première facture pour les pertes en ligne étant émise en 2020. La première facture, dont le montant est estimé à environ 6 millions de dollars, sera payable en 2020, tandis que les deux autres factures seront payables en 2021. Il est important de noter que les montants estimés restent incertains et que les facteurs de perte recalculés par l'AESO sont susceptibles d'être revus et modifiés. TransAlta continuera de participer à la procédure et examinera attentivement tous les calculs pour s'assurer que les factures sont exactes et reflètent les décisions de l'AUC.

II. Litiges avec FMG

La Société est actuellement engagée dans deux litiges avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG»). Le premier concerne 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. Cette affaire devrait être instruite à partir du 3 mai 2021 plutôt que du 15 juin 2020, mais elle pourrait être reportée encore selon l'ampleur des restrictions toujours en vigueur du fait de la pandémie de COVID-19.

Le second litige porte sur les réclamations de FMG contre TransAlta concernant le transfert de la centrale de Solomon à FMG. FMG réclame certains montants liés à l'état de la centrale, alors que TransAlta réclame le remboursement de certains coûts non réglés. La date du procès n'a pas encore été fixée dans cette affaire, mais il n'aura pas lieu avant 2021.

III. 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 tente de faire annuler la transaction de 2019 avec Brookfield. TransAlta est d'avis que l'action n'a aucun fondement et fait tout ce qu'il faut pour se défendre contre les allégations. Cette affaire a été reportée et le procès de deux semaines débutera le 19 avril 2021, plutôt qu'en septembre 2020, mais elle pourrait être reportée encore, selon l'ampleur des restrictions découlant de la pandémie de COVID-19.

IV. Cas de force majeure lié au stator de l'unité 1 de la centrale de Keehills

Le Balancing Pool et ENMAX Energy Corporation («ENMAX») tentent de faire annuler une sentence arbitrale au motif qu'ils n'ont pas eu droit à une audience équitable. Le 26 juin 2019, la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a rejeté les allégations d'iniquité du Balancing Pool et d'ENMAX. Le Balancing Pool et ENMAX ont toutefois demandé à la Cour d'appel la permission d'en appeler de la décision de la Cour du Banc de la Reine, permission qui leur a été accordée le 13 février 2020. L'appel devrait être entendu le 8 avril 2021. TransAlta pense que la Cour d'appel confirmera la décision de la Cour du Banc de la Reine selon laquelle la procédure d'arbitrage n'était pas inéquitable.

18. Informations sectorielles**A. Résultats présentés par secteur**

Trois mois clos le 30 juin 2020	Charbon – Canada	Charbon – États-Unis	Gaz – Amérique du Nord ¹	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	140	68	48	39	74	42	25	1	437
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	111	17	14	2	4	2	–	1	151
Marge brute	29	51	34	37	70	40	25	–	286
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	33	15	12	9	13	10	6	14	112
Amortissement	68	25	10	12	34	7	1	6	163
Dépréciation d'actifs	2	30	–	–	–	–	–	–	32
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	2	–	–	2	1	–	–	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	–	–	–	–	–	–	–	(10)
Résultats d'exploitation	(67)	(21)	12	16	21	22	18	(20)	(19)
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	1	–	–	–	–	–	1
Charge d'intérêts nette									(57)
Profit de change									23
Profit à la vente d'actifs									–
Résultat avant impôts sur le résultat									(52)

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. Se reporter à la note 3 C) pour plus de précisions.

Trois mois clos le 30 juin 2019	Charbon – Canada	Charbon – États-Unis	Gaz – Amérique du Nord ¹	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	175	86	47	40	72	49	26	2	497
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	122	34	12	2	3	2	–	2	177
Marge brute	53	52	35	38	69	47	26	–	320
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	35	18	11	8	13	10	8	27	130
Amortissement	58	18	10	14	29	7	–	7	143
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	1	1	–	2	–	–	–	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	–	–	–	(4)	–	–	2	(12)
Résultats d'exploitation	(34)	15	13	16	29	30	18	(36)	51
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	1	–	–	–	–	–	1
Charge d'intérêts nette									(56)
Perte de change									(8)
Autres pertes									(12)
Résultat avant impôts sur le résultat									(24)

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. Se reporter à la note 3 C) pour plus de précisions.

Six mois clos le 30 juin 2020	Charbon – Canada	Charbon – États-Unis	Gaz – Amérique du Nord ¹	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	346	210	99	78	179	80	53	(2)	1 043
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	260	85	28	5	9	4	–	(2)	389
Marge brute	86	125	71	73	170	76	53	–	654
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	66	31	24	16	26	19	15	43	240
Amortissement	135	47	21	23	67	13	1	12	319
Reprise de la dépréciation d'actifs	(2)	(7)	–	–	–	–	–	–	(9)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	3	1	–	4	2	–	–	17
Autres résultats d'exploitation, montant net	(20)	–	–	–	–	–	–	–	(20)
Résultats d'exploitation	(100)	51	25	34	73	42	37	(55)	107
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	2	–	–	–	–	–	2
Charge d'intérêts nette									(119)
Profit de change									4
Résultat avant impôts sur le résultat									(6)

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. Se reporter à la note 3 C) pour plus de précisions.

Six mois clos le 30 juin 2019	Charbon – Canada	Charbon – États-Unis	Gaz – Amérique du Nord ¹	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	400	232	112	81	161	86	72	1	1 145
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	297	188	43	4	7	3	–	1	543
Marge brute	103	44	69	77	154	83	72	–	602
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	68	32	22	18	25	18	17	34	234
Amortissement	119	36	20	25	58	15	1	14	288
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	2	1	–	4	1	–	–	15
Autres résultats d'exploitation, montant net	(20)	–	–	–	(4)	–	–	2	(22)
Résultats d'exploitation	(71)	(26)	26	34	71	49	54	(50)	87
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	3	–	–	–	–	–	3
Charge d'intérêts nette									(106)
Perte de change									(9)
Autres pertes									(12)
Résultat avant impôts sur le résultat									(37)

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. Se reporter à la note 3 C) pour plus de précisions.

IV. Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés

Le rapprochement entre la dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés et celle selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés est présenté dans le tableau qui suit :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos le 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés	163	143	319	288
Amortissement compris au poste Coût du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité (note 5)	25	30	53	59
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés	188	173	372	347

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 30 juin 2020 :

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

1,7 fois

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