

Comptes de résultat consolidés résumés

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

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

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

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

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

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

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

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)

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

États des variations des capitaux propres consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)

Six mois clos le 30 juin 2022	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuables aux participations	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2021	2 901	942	46	(2 453)	146	1 582	1 011	2 593
Résultat net	—	—	—	116	—	116	31	147
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	(9)	(9)	—	(9)
Pertes nettes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(169)	(169)	—	(169)
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	36	36	—	36
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	70	70	(70)	—
Total du résultat global	—	—	—	116	(72)	44	(39)	5
Dividendes versés sur actions ordinaires	—	—	—	(13)	—	(13)	—	(13)
Dividendes versés sur actions privilégiées	—	—	—	(10)	—	(10)	—	(10)
Actions achetées en vertu d'une offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») (note 19)	(15)	—	—	(3)	—	(18)	—	(18)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	7	—	(18)	—	—	(11)	—	(11)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	—	—	—	—	—	—	(72)	(72)
Solde au 30 juin 2022	2 893	942	28	(2 363)	74	1 574	900	2 474

Six mois clos le 30 juin 2021	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuables aux participations	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2020	2 896	942	38	(1 826)	302	2 352	1 084	3 436
Résultat net	—	—	—	(32)	—	(32)	61	29
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	—	—	—	—	(23)	(23)	—	(23)
Pertes nettes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(159)	(159)	1	(158)
Gains actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	38	38	—	38
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	39	39	(39)	—
Total du résultat global	—	—	—	(32)	(105)	(137)	23	(114)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(12)	—	(12)	—	(12)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(10)	—	(10)	—	(10)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	5	—	(5)	—	—	—	—	—
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	—	—	—	—	—	—	(67)	(67)
Solde au 30 juin 2021	2 901	942	33	(1 880)	197	2 193	1 040	3 233

Voir les notes jointes.

Tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

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

Voir les notes jointes.

Notes des états financiers consolidés résumés

(non audité)

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

1. Renseignements sur la Société

A. Description des activités

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

Secteurs opérationnels

En 2021, la Société a réaligné ses secteurs opérationnels afin qu'ils reflètent davantage un changement dans la manière dont le président et chef de la direction de TransAlta (le principal décideur opérationnel) examine l'information financière afin d'affecter les ressources et d'évaluer le rendement. Les principaux changements comprenaient l'abolition des secteurs Énergie thermique en Alberta et Centralia, et la réorganisation des secteurs Gaz en Amérique du Nord et Gaz en Australie, qui forment maintenant un nouveau secteur «Gaz». Les centrales thermiques en Alberta converties au gaz naturel ont été incluses dans le secteur Gaz. Les actifs restants qui étaient antérieurement inclus dans le secteur Énergie thermique en Alberta, notamment les actifs miniers et les centrales non converties au gaz naturel de même que l'unité restante de Centralia, sont maintenant inclus dans un nouveau secteur : «Transition énergétique». Aucune modification n'a été apportée aux secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire. Ce changement cadre davantage avec la stratégie à long terme de la Société et reflète son plan de croissance de l'électricité propre. Se reporter à la note 22 pour plus de détails.

B. Base d'établissement

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

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

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

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

L'autorisation de publication de ces états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités a été reçue du comité d'audit, des finances et des risques au nom du conseil d'administration de TransAlta (le «conseil») le 4 août 2022.

C. Utilisation d'estimations et de jugements importants

La préparation des présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités selon l'IAS 34 fait appel au jugement de la direction et exige de celle-ci qu'elle fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs, des produits et des charges, et la présentation d'information à l'égard des actifs éventuels et des passifs éventuels. Ces estimations sont assujetties à une part d'incertitude. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux d'actualisation, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique, et les modifications apportées aux lois et aux règlements.

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

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, des changements ont été apportés aux estimations relatives à la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 17), à l'imputation pour dépréciation d'actifs (reprise) (note 5) et aux obligations au titre des prestations définies.

Le passif au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi et les coûts connexes inclus dans la charge de rémunération sont touchés par les estimations relatives aux modifications des principales hypothèses actuarielles, y compris les taux d'actualisation. La hausse des taux d'actualisation, sous l'effet principalement de la hausse des taux de référence du marché, a entraîné la diminution de 46 millions de dollars des obligations au titre des prestations définies, qui se sont établies à 182 millions de dollars au 30 juin 2022 comparativement à 228 millions de dollars au 31 décembre 2021. Une hausse de 1 % des taux d'actualisation aurait une incidence de 40 millions de dollars sur les obligations au titre des prestations définies.

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

2. Méthodes comptables significatives

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

A. Modifications de méthodes comptables de la période considérée

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

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

B. Modifications de méthodes comptables futures

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

C. Chiffres comparatifs

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

3. Produits des activités ordinaires

A. Ventilation des produits des activités ordinaires

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

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

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

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

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

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

5) Comprend les produits tirés de diverses autres sources.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5) Comprend les produits tirés de diverses autres sources.

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

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

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

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

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

5) Comprend les produits tirés de diverses autres sources.

B. Modifications des contrats générateurs de produits

Gaz

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

Énergie éolienne

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

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

4. Charges selon leur nature

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

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

	Trois mois clos les 30 juin				Six mois clos les 30 juin			
	2022		2021		2022		2021	
	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration
Coûts du combustible – gaz	135	—	62	—	257	—	120	—
Coûts du combustible – charbon ¹	9	—	24	—	48	—	70	—
Redevances, coûts de location des terrains et autres coûts directs	5	—	5	—	12	—	10	—
Coûts des achats d'électricité ⁴	80	—	67	—	149	—	138	—
Amortissement minier ²	—	—	50	—	—	—	105	—
Salaires et avantages sociaux	2	56	7	61	3	114	17	107
Autres charges d'exploitation ^{3, 4}	—	61	—	87	—	115	—	144
Total	231	117	215	148	469	229	460	251

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

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

3) Pour le deuxième trimestre de 2021, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration comprenaient une réduction de valeur de 25 millions de dollars des stocks de pièces et de matériaux liés à la mine de Highvale et aux activités de combustion du charbon dans nos centrales converties au gaz.

4) Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, des montants de respectivement 3 millions de dollars et 5 millions de dollars liés aux frais de services des centrales pour le secteur Hydroélectricité ont été reclassés du poste Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité aux fins de comparaison. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

B. Coûts de conformité liés au carbone

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

Au 30 juin 2022, nous disposons de 1 054 604 crédits d'émission en stock achetés en externe d'une valeur comptable de 34 millions de dollars (2 033 752 crédits d'émission d'une valeur comptable de 55 millions de dollars au 31 décembre 2021). La Société dispose également d'environ 1 678 624 crédits d'émission admissibles d'une valeur comptable de néant générés en interne (1 922 973 crédits d'émission au 31 décembre 2021). De plus, la Société détient environ 1 750 000 crédits d'émissions admissibles générés par des actifs auparavant visés par des contrats d'achat d'électricité des centrales hydroélectriques («CAÉ des centrales hydroélectriques») d'une valeur comptable de néant pour la période de 2018 à 2020. Se reporter à la note 21 pour plus de détails.

5. Imputation pour dépréciation d'actifs (reprise)

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

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

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

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

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

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

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

2022

Énergie éolienne

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

Hydroélectricité

Au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation à l'égard de l'une des centrales hydroélectriques du secteur Hydroélectricité en raison principalement de l'augmentation des taux d'actualisation. La valeur recouvrable de 30 millions de dollars était fondée sur la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie en utilisant la méthode d'actualisation des flux de trésorerie et est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs.

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

Au 30 juin 2022	Emplacement des actifs	Taux d'actualisation des actifs visés par des contrats et des actifs marchands
Énergie éolienne et énergie solaire	Canada	6,4 % et 7,1 %
	États-Unis (É.-U.)	6,5 % et 7,3 %
Hydroélectricité	Canada	5,9 % et 6,4 %

2021

Gaz

Energy Transfer Canada, auparavant SemCAMS Midstream ULC («ET Canada»), a prétendument résilié les ententes liées à la mise en valeur et à la construction du projet de centrale de cogénération de Kaybob. Par conséquent, au premier trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une dépréciation de 27 millions de dollars dans le secteur Siège social étant donné que cette centrale n'était pas encore en service. La valeur recouvrable était fondée sur la juste valeur estimative diminuée des coûts de sortie à la revente du matériel acheté à ce jour. TransAlta a entamé une procédure d'arbitrage visant à obtenir un dédommagement pour la résiliation injustifiée des ententes par ET Canada. ET Canada demande au tribunal de déclarer que les ententes ont été résiliées légalement.

6. Autres résultats d'exploitation, montant net

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

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

Entente sur l'élimination du charbon en Alberta

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

Dommages-intérêts recouvrables

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, la Société a comptabilisé des montants de respectivement 3 millions de dollars et 10 millions de dollars découlant des exigences que l'entrepreneur doit respecter en matière de disponibilité des éoliennes.

Recouvrements d'assurance

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, la Société a comptabilisé une indemnité d'assurance de 7 millions de dollars liée aux coûts de remplacement de la tour du parc éolien de Kent Hills qui s'est effondrée.

7. Charge d'intérêts nette

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

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

Le 27 juillet 2022, la Société a déclaré un dividende de 7 millions de dollars sur les actions privilégiées échangeables au taux fixe de 1,745 % par action payable le 31 août 2022. Aux fins comptables, les actions privilégiées échangeables sont considérées comme une dette et, par conséquent, les dividendes sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

8. Impôts sur le résultat

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Charge d'impôt exigible	13	12	25	35
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la résorption des différences temporaires	(10)	—	148	(19)
Recouvrement d'impôt différé lié aux différences temporaires relatives au placement dans une filiale	(4)	—	(7)	—
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant de la réduction (reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé ¹	38	32	(93)	48
Charge d'impôts sur le résultat	37	44	73	64

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

¹) Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, la Société a comptabilisé une réduction de valeur de 38 millions de dollars des actifs d'impôt différé et une reprise de réduction de valeur de 93 millions de dollars des actifs d'impôt différé (réduction de 32 millions de dollars et 48 millions de dollars pour les périodes correspondantes closes le 30 juin 2021). Les actifs d'impôt différé ont trait principalement aux avantages fiscaux liés aux pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis et au Canada détenues directement. La Société a comptabilisé une réduction de valeur des actifs d'impôt différé associée aux activités de la Société aux États-Unis et au Canada puisqu'il n'est pas considéré comme probable qu'ils pourront générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. La Société évalue à la fin de chaque période s'il est probable qu'un résultat imposable futur suffisant soit généré pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes.

9. Participations ne donnant pas le contrôle

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Résultat net				
TransAlta Cogeneration L.P.	6	19	13	31
TransAlta Renewables	5	11	18	30
	11	30	31	61
Total du résultat global				
TransAlta Cogeneration L.P.	6	19	13	31
TransAlta Renewables	(21)	14	(52)	(8)
	(15)	33	(39)	23
Distributions en espèces versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.	5	5	22	17
TransAlta Renewables	25	25	50	50
	30	30	72	67
Aux			30 juin 2022	31 déc. 2021
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle				
TransAlta Cogeneration L.P.			133	142
TransAlta Renewables			767	869
			900	1 011
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)				
TransAlta Cogeneration L.P.			49,99	49,99
TransAlta Renewables			39,9	39,9

10. Créances clients et autres débiteurs

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

11. Instruments financiers

A. Actifs financiers et passifs financiers – évaluation

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

B. Juste valeur des instruments financiers

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

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

a. Niveau I

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

b. Niveau II

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

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

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

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

c. Niveau III

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

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

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

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

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

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base sont classés au niveau de la hiérarchie des justes valeurs au 30 juin 2022 comme suit : niveau I – actif net de 63 millions de dollars (actif net de 12 millions de dollars au 31 décembre 2021), niveau II – actif net de 414 millions de dollars (actif net de 122 millions de dollars au 31 décembre 2021) et niveau III – passif net de 407 millions de dollars (actif net de 159 millions de dollars au 31 décembre 2021).

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

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

	Six mois clos le 30 juin 2022			Six mois clos le 30 juin 2021		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	285	(126)	159	573	9	582
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	(207)	(268)	(475)	(142)	(46)	(188)
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	—	(96)	(96)	—	(62)	(62)
Contrats réglés	(52)	56	4	(70)	(1)	(71)
Variation des taux de change	2	(1)	1	(17)	1	(16)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque à la fin de la période	28	(435)	(407)	344	(99)	245
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global	(205)	—	(205)	(160)	—	(160)
Total des profits (pertes) compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	52	(365)	(313)	70	(107)	(37)
Pertes latentes comprises dans le résultat avant impôts sur le résultat liées aux actifs (passifs) nets détenus à la fin de la période	—	(309)	(309)	—	(108)	(108)

Au 30 juin 2022, le solde total des actifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 42 millions de dollars (305 millions de dollars au 31 décembre 2021) et le solde total des passifs de gestion du risque de niveau III s'élevait à 449 millions de dollars (146 millions de dollars au 31 décembre 2021). Les informations ci-dessous sur les contrats ou les groupes de contrats au titre des activités de gestion du risque qui sont inclus dans les évaluations de niveau III tiennent compte de l'incidence sur la juste valeur de l'actualisation, des ajustements relatifs à la liquidité et des ajustements de la valeur de crédit; toutefois, l'incidence compensatoire potentielle des positions de niveau II n'est pas prise en compte. La fourchette de sensibilité des justes valeurs de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, qui peuvent comprendre les prix à terme des produits de base, la volatilité des prix et des corrélations des produits de base, le volume des livraisons, les taux d'indexation et le coût de l'approvisionnement.

Au

30 juin 2022

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

Au

31 déc. 2021

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

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

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

Le contrat est libellé en dollars américains. Le dollar américain s'est apprécié par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2021 et le 30 juin 2022, ce qui a donné lieu à une augmentation de la juste valeur de base et de la valeur de sensibilité de respectivement néant et 1 million de dollars.

ii. Livraison de charbon – États-Unis

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Le 22 décembre 2021, TransAlta a conclu deux CAÉ virtuels à long terme visant la totalité de la production de ses projets de parcs éoliens White Rock East et White Rock West de 300 MW (collectivement, les «projets de parcs éoliens White Rock») qui seront situés dans le comté de Caddo, en Oklahoma. La Société reçoit la différence entre le prix contractuel fixe par MWh et le prix du pool par MWh établi. Les contrats entrent en vigueur à la date de mise en service des parcs éoliens, ce qui devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2023, et prennent fin plus de 10 ans après cette date. La composante énergie des contrats est comptabilisée comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

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

III. Autres actifs et passifs de gestion du risque

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

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant une juste valeur d'actif net de 48 millions de dollars au 30 juin 2022 (actif net de 8 millions de dollars au 31 décembre 2021), sont classés au niveau II de la hiérarchie des justes valeurs. Les variations importantes des autres actifs et passifs nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de la période de six mois close le 30 juin 2022 découlent essentiellement de l'incidence positive de l'augmentation des taux d'intérêt pour les contrats existants et des taux de change favorables pour les nouveaux contrats conclus en 2022.

IV. Autres actifs et passifs financiers

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

	Juste valeur ¹				Valeur comptable totale ¹
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Titres échangeables au 30 juin 2022	—	713	—	713	737
Dettes à long terme au 30 juin 2022	—	2 781	—	2 781	3 076
Titres échangeables au 31 décembre 2021	—	770	—	770	735
Dettes à long terme au 31 décembre 2021	—	3 272	—	3 272	3 167

¹⁾ Comprend la partie courante.

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

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

C. Profits et pertes initiaux

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

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

12. Activités de gestion du risque

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

A. Actifs et passifs nets de gestion du risque

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

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

Au 31 décembre 2021

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

B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

I. Risque de marché

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

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

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

Les secteurs de production utilisent divers contrats sur produits de base afin de gérer le risque lié au prix des produits de base découlant de la production d'électricité, des achats de combustible, des émissions et des sous-produits qu'ils jugent appropriés. Au 30 juin 2022, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 41 millions de dollars (33 millions de dollars au 31 décembre 2021). En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les transactions d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces transactions sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché liées à celles-ci ayant une incidence sur le résultat net de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 30 juin 2022, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 60 millions de dollars (51 millions de dollars au 31 décembre 2021), dont un montant de 22 millions de dollars se rapportait aux CAÉ virtuels (18 millions de dollars au 31 décembre 2021).

iii. Risque de taux d'intérêt

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

La facilité de crédit de la Société et l'obligation sans recours de Poplar Creek sont les seuls instruments d'emprunt assujettis à des taux d'intérêt variables, ce qui représentait 3 % de la dette de la Société au 30 juin 2022 (3 % au 31 décembre 2021). Au 30 juin 2022, la valeur nominale de l'obligation sans recours de Poplar Creek s'élevait à 100 millions de dollars (104 millions de dollars au 31 décembre 2021) et la charge d'intérêts était fondée sur le taux offert en dollars canadiens à trois mois, qui sera abandonné en 2024.

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

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

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

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

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

II. Risque de crédit

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

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

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

2) Comprennent un prêt à recevoir de 45 millions de dollars inclus au poste Autres actifs à l'égard duquel la contrepartie n'a aucune note de solvabilité externe. La tranche courante de 13 millions de dollars a été exclue des créances clients et autres débiteurs, puisqu'elle est incluse au poste Prêt à recevoir dans le tableau ci-dessus.

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

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités et des couvertures liées aux produits de base compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 36 millions de dollars au 30 juin 2022 (37 millions de dollars au 31 décembre 2021).

III. Risque de liquidité

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

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

	2022	2023	2024	2025	2026	2027 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	1 146	—	—	—	—	—	1 146
Dette à long terme ¹	570	169	126	140	143	1 961	3 109
Titres échangeables ²	—	—	—	750	—	—	750
(Actifs) passifs de gestion du risque lié aux produits de base	71	(20)	(68)	(52)	5	(6)	(70)
Autres actifs de gestion du risque	(39)	(3)	(5)	—	—	(1)	(48)
Obligations locatives ³	(3)	—	4	4	3	95	103
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives ⁴	78	129	125	118	111	809	1 370
Intérêt sur les titres échangeables ^{2,4}	26	53	62	—	—	—	141
Dividendes à verser	39	—	—	—	—	—	39
Total	1 888	328	244	960	262	2 858	6 540

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

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

3) Les obligations locatives comprennent un incitatif à la location de 6 millions de dollars qui devrait être reçu en 2022 et en 2023.

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

C. Garanties et modalités conditionnelles d'instruments dérivés

I. Actifs financiers donnés en garantie

Au 30 juin 2022, la Société avait fourni 403 millions de dollars (55 millions de dollars au 31 décembre 2021) en trésorerie et équivalents de trésorerie à des chambres de compensation réglementées à titre de garantie pour des activités liées aux produits de base. Ces fonds sont détenus dans des comptes distincts par les chambres de compensation. La garantie fournie est comptabilisée dans les créances clients et autres débiteurs des états de la situation financière consolidés.

II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 30 juin 2022, la Société détenait un montant de 604 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2021) au comptant en garantie des obligations de contreparties. Selon les modalités des contrats, la Société peut être tenue de verser des intérêts sur le solde impayé et de rembourser le principal lorsque les contreparties s'acquittent de leurs obligations contractuelles, ou lorsque le montant de l'obligation diminue par suite des variations de la valeur du marché. Les intérêts à payer aux contreparties sur les garanties reçues sont calculés selon les modalités de chaque contrat. La garantie détenue est liée aux instruments dérivés dans une position de passif net et est comptabilisée dans les dettes fournisseurs et charges à payer des états de la situation financière consolidés.

III. Modalités conditionnelles d'instruments dérivés

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

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

13. Placements

Placement dans Energy Impact Partners («EIP»)

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

Ekona Power Inc.

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

14. Immobilisations corporelles

Actifs en construction

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, la Société a comptabilisé des ajouts de respectivement 119 millions de dollars et 191 millions de dollars liés principalement aux actifs en construction des projets de parcs éoliens White Rock, Horizon Hill et Garden Plain ainsi que du projet d'énergie solaire dans le nord de la région de Goldfields, et à d'autres travaux d'entretien d'envergure planifiés.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2021, la Société a comptabilisé des ajouts de respectivement 119 millions de dollars et 217 millions de dollars liés principalement aux actifs en construction pour la conversion du charbon au gaz, au projet de parc éolien Windrise, au projet de rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance et à d'autres dépenses d'entretien planifiées d'envergure. Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2021, la Société a achevé la conversion de l'unité 2 de la centrale de Keele, de l'unité 1 de la centrale de Sheerness et de l'unité 6 de la centrale de Sundance.

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

Production d'énergie renouvelable

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

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

Production d'énergie au gaz

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

Transition énergétique

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

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

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

15. Immobilisations incorporelles

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

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

16. Autres actifs

Les autres actifs comprennent un prêt non garanti de 45 millions de dollars (55 millions de dollars au 31 décembre 2021) lié à une avance consentie par Kent Hills Wind LP, filiale de la Société, à même le produit net tiré du financement par voie d'obligations du parc éolien de Kent Hills (les «obligations de Kent Hills») à son partenaire détenant une participation de 17 %. Au deuxième trimestre de 2022, la Société a reçu un remboursement de 10 millions de dollars qui était exigé en vertu de la renonciation et de la modification apportée aux obligations de Kent Hills. Au deuxième trimestre de 2022, la convention du prêt à recevoir a été modifiée et l'échéance initiale du prêt du 2 octobre 2022 a été repoussée à octobre 2027, ce qui a entraîné le reclassement d'une partie du prêt à recevoir dans les actifs non courants. Les autres modalités du prêt initial demeurent inchangées, et le prêt continue de porter intérêt à un taux de 4,55 %, l'intérêt étant payable trimestriellement. Aucun remboursement du principal n'est prévu avant l'échéance. Toutefois, le remboursement des montants associés aux dépenses d'investissement liées au remplacement des fondations pourrait être requis, comme il est décrit dans la modification apportée aux obligations de Kent Hills.

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

17. Provision pour frais de démantèlement et autres provisions

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

	Démantèlement et remise en état	Autres provisions	Total
Solde au 31 décembre 2021	793	34	827
Passifs réglés	(14)	(12)	(26)
Désactualisation	19	—	19
Transferts	(2)	—	(2)
Révisions des flux de trésorerie estimés	12	6	18
Révisions des taux d'actualisation	(211)	—	(211)
Variation des taux de change	2	—	2
Solde au 30 juin 2022	599	28	627

	Démantèlement et remise en état	Autres provisions	Total
Solde au 31 décembre 2021	793	34	827
Partie courante	35	13	48
Partie non courante	758	21	779
Solde au 30 juin 2022	599	28	627
Partie courante	35	4	39
Partie non courante	564	24	588

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a subi l'incidence de la hausse des taux d'actualisation, largement attribuable à l'augmentation des taux de référence du marché. En moyenne, les taux d'actualisation ont augmenté pour s'établir dans une fourchette de 6,8 % à 9,3 % au 30 juin 2022 (fourchette de 3,6 % à 6,5 % au 31 décembre 2021). Les révisions des taux d'actualisation et les révisions des flux de trésorerie estimés au titre de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état comprennent un montant de 106 millions de dollars lié aux immobilisations corporelles et un montant de 93 millions de dollars lié aux actifs mis hors service comptabilisé comme reprise de dépréciation d'actifs.

18. Facilités de crédit et dette à long terme

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

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

Obligations de Kent Hills

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

Au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a obtenu une renonciation et a ratifié un acte de fiducie complémentaire qui facilitait la réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills. Après l'obtention de la renonciation, la Société a reclassé une partie de la valeur comptable totalisant 212 millions de dollars (valeur nominale de 215 millions de dollars) des obligations de Kent Hills en circulation (221 millions de dollars au 31 décembre 2021) dans les passifs non courants, à l'exception des remboursements prévus du principal échéant dans les 12 mois suivant le 30 juin 2022. Conformément à l'acte de fiducie complémentaire, Kent Hills Wind LP ne peut verser de distributions à ses partenaires tant que les travaux de remplacement des fondations ne seront pas terminés.

Les obligations de Kent Hills émises en octobre 2017 portent intérêt à un taux de 4,45 %. Le principal et les intérêts sont payables tous les trimestres jusqu'à l'échéance des obligations le 30 novembre 2033. Les obligations de Kent Hills sont garanties par une charge de premier rang sur la totalité des actifs de l'émetteur, soit Kent Hills Wind LP, qui comprend principalement les unités 1, 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills, dont la valeur comptable combinée des immobilisations corporelles s'élevait à 181 millions de dollars au 30 juin 2022 (182 millions de dollars au 31 décembre 2021).

Liquidités soumises à restrictions

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

La Société détenait également des liquidités soumises à restrictions de 43 millions de dollars (53 millions de dollars au 31 décembre 2021) liées à l'obligation de TEC Hedland PTY Ltd, des réserves devant être détenues aux termes des accords commerciaux et aux fins du service de la dette. Les réserves de trésorerie peuvent être remplacées par des lettres de crédit dans l'avenir.

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

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

	Six mois clos les 30 juin			
	2022		2021	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	271,0	2 901	269,8	2 896
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA	(1,4)	(15)	—	—
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	0,9	6	—	(3)
Options d'achat d'action exercées	0,2	1	1,2	8
Émises et en circulation à la fin de la période	270,7	2 893	271,0	2 901

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

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

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

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

Aux	30 juin 2022	31 déc. 2021
Total des actions rachetées ¹	1 400 000	—
Prix de rachat moyen par action	12,50 \$	—
Coût total (en millions)	18 \$	—
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	15 \$	—
Montant comptabilisé dans le déficit	3 \$	—

^{1) Au 25 mai 2022.}

C. Dividendes

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

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

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

20. Actions privilégiées

A. Émises et en circulation

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

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

Le 16 juin 2022, la Société a annoncé que 1 044 299 des 11 000 000 d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C (les «actions de série C») actuellement en circulation avaient été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, en actions privilégiées de premier rang rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série D (les «actions de série D»), compte tenu de tous les avis de choix reçus après la date limite de conversion du 15 juin 2022.

B. Dividendes

Le 27 avril 2022, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 30 juin 2022, de 0,17981 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,16505 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,25169 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, de 0,32463 \$ par action sur les actions privilégiées de série E et de 0,31175 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

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

21. Engagements et éventualités

A. Engagements

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

Au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a conclu un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction d'un montant d'environ 37 millions de dollars (41 millions de dollars australiens) en lien avec le projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith. Au deuxième trimestre de 2022, la Société a conclu des ententes d'un montant de 86 millions de dollars pour les travaux de réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills.

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

B. Éventualités

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

Crédits de rendement en matière d'émissions au titre des CAÉ des centrales hydroélectriques

Le Balancing Pool prétend avoir droit à des crédits de rendement en matière d'émissions («CRE») gagnés de 2018 à 2020 inclusivement par les centrales hydroélectriques de l'Alberta par suite de la décision de TransAlta d'assujettir ces dernières au règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* et au règlement intitulé *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation*. Il revendique la propriété des CRE, car, à son avis, aux termes des dispositions relatives aux modifications législatives prévues dans les CAÉ des centrales hydroélectriques, les CRE doivent être transférés au Balancing Pool. TransAlta n'a aucunement tiré profit des CRE ni de la prétendue modification de la loi, et estime que le Balancing Pool n'a pas droit à ces crédits. Un arbitrage a été entrepris, et l'audience devrait avoir lieu du 6 au 10 février 2023. TransAlta détient environ 1,75 million de CRE non comptabilisés qui ont été créés entre 2018 et 2020 et qui sont exposés à un risque en raison de la réclamation du Balancing Pool.

Cas de force majeure lié au stator de l'unité 1 de la centrale de 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 en ont appelé de cette décision devant la Cour d'appel, et l'appel a été entendu le 27 janvier 2022.

Le 9 juin 2022, la Cour d'appel a rendu une décision unanime rejetant la demande d'ENMAX et du Balancing Pool. La Cour d'appel a accueilli la réclamation pour cause de force majeure qui a été déposée lorsque l'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors circuit en 2013. Par suite de cette décision, la réclamation pour cause de force majeure de la Société est toujours valide et les coûts associés au cas de force majeure ne seront pas réévalués au détriment de TransAlta. ENMAX et le Balancing Pool ont jusqu'au 8 août 2022 pour déposer une demande auprès de la Cour suprême du Canada afin d'obtenir l'autorisation d'en appeler de la décision de la Cour d'appel.

Interruptions à la centrale de Sarnia

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

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

22. Informations sectorielles

A. Description des secteurs à présenter

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4) Pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, un montant de 3 millions de dollars lié aux frais de services des centrales pour le secteur Hydroélectricité a été reclassé du poste Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité aux fins de comparaison. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4) Pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, un montant de 5 millions de dollars lié aux frais de services des centrales pour le secteur Hydroélectricité a été reclassé du poste Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au poste Coûts du combustible et des achats d'électricité aux fins de comparaison. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

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

Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

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

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