



TransAlta Corporation

États financiers consolidés

31 décembre 2020

États financiers consolidés

Rapport de la direction

Aux actionnaires de TransAlta Corporation

Les états financiers consolidés et les autres informations financières figurant dans le présent rapport annuel ont été préparés par la direction. Il incombe à la direction de s'assurer que la préparation de ces informations est fondée sur des jugements sûrs, des méthodes et principes comptables pertinents et des estimations raisonnables. La direction s'assure en outre de la cohérence de toutes les informations présentées.

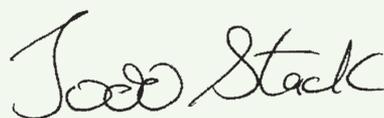
La direction est aussi responsable de l'établissement et du maintien de contrôles et de procédures internes régissant la présentation de l'information financière. Le processus de contrôle interne comprend un service d'audit interne et une politique définie de conduite des affaires qui s'applique à tous les employés. De plus, TransAlta Corporation a adopté un code d'éthique visant l'ensemble des employés, signé tous les ans. Le code d'éthique peut être consulté sur le site Web de TransAlta (www.transalta.com). La direction estime que le processus de contrôle interne, les procédés d'examen et les conventions établies procurent une assurance raisonnable quant à la fiabilité et à la pertinence des états financiers. La direction estime en outre que les activités de TransAlta sont menées conformément à la loi et à des normes strictes de conduite des affaires.

Le conseil d'administration (le « conseil ») doit s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne, principalement par l'entremise de son comité d'audit, des finances et des risques (le « comité »). Le comité, qui est entièrement composé d'administrateurs ne faisant pas partie de la direction, examine les états financiers et le rapport annuel et en recommande l'approbation au conseil. Le comité se réunit avec la direction, les auditeurs internes et les auditeurs externes pour s'entretenir des contrôles internes ainsi que de questions d'audit et de présentation de l'information financière. Les auditeurs internes et externes ont librement et pleinement accès au comité. De plus, le comité recommande le cabinet d'auditeurs indépendants dont la nomination doit être entérinée par les actionnaires.



Dawn L. Farrell

Présidente et chef de la direction



Todd Stack

Premier vice-président, Finances et
chef de la direction des finances

Le 2 mars 2021

Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Aux actionnaires de TransAlta Corporation

Le rapport suivant porte sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation («TransAlta») et est établi par la direction selon les règles 13a-15f et 15d-15f de la loi américaine intitulée *Securities Exchange Act of 1934* et le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*.

La direction de TransAlta est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne pertinent à l'égard de l'information financière de TransAlta.

La direction s'est appuyée sur le cadre de travail défini de 2013 par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission («COSO») pour évaluer l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta. La direction estime que le cadre de travail de 2013 du COSO convient à son évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta, car il est objectif, permet des mesures qualitatives et quantitatives raisonnablement cohérentes du contrôle interne de TransAlta, est suffisamment complet pour ne pas exclure les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur l'évaluation de l'efficacité de ce contrôle interne et s'applique de façon appropriée à une telle évaluation.

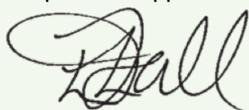
En raison des limites qui lui sont inhérentes, le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne peut fournir une assurance absolue que les objectifs de la présentation de l'information financière sont atteints. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière repose sur un processus dont le résultat est directement lié à la diligence et à la conformité des personnes qui en sont responsables et, par conséquent, est assujéti à des erreurs de jugement ou des défaillances. En outre, le contrôle interne à l'égard de l'information financière peut être compromis par une collusion ou par une dérogation abusive. En raison de ces limites, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies significatives à temps. Cependant, ces limites inhérentes font partie intégrante du processus de présentation de l'information financière, et il est possible de mettre au point des dispositifs de protection afin de réduire, sinon d'éliminer, ce risque.

Conformément aux Normes internationales d'information financière, TransAlta consolide proportionnellement les entreprises communes Sheerness Generating Station et Pioneer Pipeline Limited Partnership et comptabilise ses placements dans SP Skookumchuck Investment, LLC et EMG International, LLC selon la méthode de la mise en équivalence. La direction n'a pas la capacité contractuelle d'évaluer les contrôles internes au sein de ces partenariats et entreprises associées. Une fois que l'information financière est obtenue de la part des partenariats et des entreprises associées, elle fait l'objet d'un contrôle interne par TransAlta. La conclusion de la direction à l'égard de l'efficacité du contrôle interne ne porte pas sur les contrôles internes au niveau des opérations des partenariats et des entreprises associées.

Les états financiers consolidés de 2020 de TransAlta incluent, au titre des entreprises communes et des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, un actif total de 481 millions de dollars et des actifs nets de 394 millions de dollars au 31 décembre 2020, de même que des produits de 112 millions de dollars et un résultat net de 6 millions de dollars pour l'exercice clos à cette date.

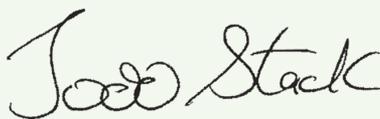
La direction a évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta au 31 décembre 2020 et a conclu qu'il était efficace.

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., qui a audité les états financiers consolidés de TransAlta pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, a également délivré un rapport sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière dans le cadre des normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ce rapport se trouve à la page suivante du présent rapport annuel.



Dawn L. Farrell

Présidente et chef de la direction



Todd Stack

Premier vice-président, Finances et
chef de la direction des finances

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Aux actionnaires et aux administrateurs de TransAlta Corporation

Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation au 31 décembre 2020 selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le Committee of Sponsoring Organization de la Treadway Commission (cadre de 2013) (les «critères COSO»). À notre avis, TransAlta Corporation maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2020 selon les critères COSO.

Comme il est mentionné dans le rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint, l'évaluation de la direction de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière et les conclusions qu'elle en a tirées ne visent pas les contrôles internes des entreprises communes Sheerness Generating Station et Pioneer Pipeline Limited Partnership et des placements dans SP Skookumchuck Investment, LLC et EMG International, LLC comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, qui sont compris dans les états financiers consolidés de 2020 de TransAlta Corporation et qui représentaient un actif total de 481 millions de dollars et des actifs nets de 394 millions de dollars au 31 décembre 2020, et des produits de 112 millions de dollars et un résultat net de 6 millions de dollars pour l'exercice clos à cette date. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation n'a également pas comporté une évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière des entreprises communes Sheerness Generating Station et Pioneer Pipeline Limited Partnership et des placements dans SP Skookumchuck Investment, LLC et EMG International, LLC comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis («PCAOB»), les états de la situation financière consolidés de TransAlta Corporation aux 31 décembre 2020 et 2019, et les comptes de résultat consolidés, les états du résultat global consolidés, les états des variations des capitaux propres consolidés et les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour chacun des trois exercices compris dans la période close le 31 décembre 2020, ainsi que les notes annexes, et nous avons exprimé une opinion sans réserve à leur égard dans notre rapport daté du 2 mars 2021.

Fondement de l'opinion

Le maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et l'évaluation de l'efficacité de ce contrôle comprise dans le rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint incombent à la direction de TransAlta Corporation. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation fondée sur notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de TransAlta Corporation conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs.

Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à l'expression de notre opinion.

Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui : 1) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des transactions et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les transactions sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil; et 3) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de l'efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

Ernst & Young S.N.L./S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada
Le 2 mars 2021

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Aux actionnaires et aux administrateurs de TransAlta Corporation

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des états de la situation financière consolidés ci-joints de TransAlta Corporation (la «Société») aux 31 décembre 2020 et 2019, et des comptes de résultat consolidés, des états du résultat global consolidés, des états des variations des capitaux propres consolidés et des tableaux des flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, ainsi que les notes annexes (collectivement, les «états financiers consolidés»). À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de TransAlta Corporation aux 31 décembre 2020 et 2019, ainsi que des résultats de ses activités d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des trois exercices de la période close le 31 décembre 2020, conformément aux Normes internationales d'information financière telles que publiées par l'International Accounting Standards Board.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis («PCAOB»), le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation au 31 décembre 2020 selon les critères établis dans le document intitulé *Internal Control - Integrated Framework* (2013), publié par le Committee of Sponsoring Organization de la Treadway Commission (les «critères COSO»), et nous avons exprimé une opinion sans réserve à cet égard dans notre rapport daté du 2 mars 2021.

Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de TransAlta Corporation. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés de TransAlta Corporation fondée sur nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de TransAlta Corporation conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Nos audits impliquaient notamment la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et la mise en œuvre de procédures qui répondent à ces risques. Ces procédures comprenaient le contrôle par sondages d'éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Nos audits comportaient également l'appréciation des méthodes comptables retenues et des estimations importantes faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Nous estimons que nos audits fournissent une base raisonnable pour fonder notre opinion.

Questions critiques de l'audit

Les questions critiques de l'audit ci-après sont des questions relevées au cours de l'audit des états financiers de la période considérée qui ont été ou doivent être communiquées au comité d'audit et qui 1) se rapportent à des comptes ou à des informations fournies qui sont significatifs par rapport aux états financiers et 2) requièrent des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes de notre part. La communication des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et ne signifie pas que nous exprimons des opinions distinctes sur les questions critiques de l'audit ou sur les comptes ou les informations fournies connexes.

Actifs à long terme dans l'unité génératrice de trésorerie («UGT») de la centrale thermique de Centralia et goodwill lié au secteur Énergie éolienne et énergie solaire

Description de la question Comme il en est question aux notes 2 I), 2 J), 2 Z) II), 18 et 21 des états financiers consolidés, la Société détient des actifs de production d'énergie importants qui doivent faire l'objet d'une appréciation des indicateurs de dépréciation au niveau de l'UGT et a comptabilisé un goodwill provenant d'acquisitions passées qui doit faire l'objet d'un test de dépréciation au moins une fois par an. Les actifs à long terme de l'UGT de la centrale thermique de Centralia sont inclus dans le secteur Centralia et s'élèvent à 260 millions de dollars. Le goodwill lié au secteur Énergie éolienne et énergie solaire s'élève à 175 millions de dollars.

Nous avons établi que l'appréciation des indicateurs de dépréciation pour l'UGT de la centrale thermique de Centralia était une question critique de l'audit, car elle implique d'auditer le jugement exercé par la direction pour apprécier diverses sources d'information externes et internes et plus particulièrement pour déterminer si d'importants changements ayant un effet négatif sur la Société sont survenus au cours de l'exercice, ou surviendront dans un proche avenir, dans l'environnement de marché ou économique. Nous avons établi que le calcul de la valeur recouvrable pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire aux fins du test annuel de dépréciation du goodwill était une question critique de l'audit en raison de l'incertitude importante liée à l'estimation et du jugement exercé par la direction pour déterminer la valeur recouvrable, principalement du fait de la sensibilité des hypothèses importantes aux flux de trésorerie futurs et de l'effet que des variations de ces hypothèses auraient sur la valeur recouvrable. Les estimations comportant un degré élevé de subjectivité comprennent la prévision des flux de trésorerie futurs, des profils de production et des prix des produits de base, et le calcul du taux d'actualisation approprié.

Façon dont nous avons traité la question dans le cadre de l'audit Nous avons acquis une compréhension du processus suivi par la direction pour effectuer son appréciation des indicateurs de dépréciation et l'estimation de la valeur recouvrable. Nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement des contrôles des processus suivis par la Société pour déceler les indicateurs et calculer la valeur recouvrable. Nos procédures d'audit pour tester l'appréciation des indicateurs ont consisté notamment à évaluer les prix futurs des produits de base établis par la Société en comparant ces prix aux estimations des prix futurs des produits de base effectuées par des tiers, disponibles en externe. Nos procédures d'audit pour tester la valeur recouvrable calculée par la Société pour le secteur Énergie éolienne et énergie solaire ont consisté notamment à comparer les hypothèses importantes utilisées pour estimer les flux de trésorerie aux contrats actuels avec des tiers et aux tendances passées et à obtenir des données historiques sur la production d'électricité pour évaluer les prévisions de production future. Nous avons apprécié l'exactitude historique des prévisions de la direction en les comparant aux résultats réels et avons effectué une analyse de sensibilité pour évaluer les hypothèses les plus importantes pour le calcul de la valeur recouvrable. Nous avons évalué les prix futurs des produits de base établis par la Société en comparant ces prix aux estimations des prix futurs des produits de base effectuées par des tiers, disponibles en externe. Nous avons également fait appel à notre spécialiste interne en évaluation pour nous aider à évaluer les taux d'actualisation, ce qui a nécessité une analyse comparative des données d'entrée avec les données disponibles sur les marchés.

Évaluation des instruments dérivés de niveau III

Description de la question Comme il en est question aux notes 2 Z) V) et 15 des états financiers consolidés, la Société est partie à des transactions qui sont comptabilisées à leur juste valeur à titre d'instruments financiers dérivés. L'évaluation des instruments dérivés classés au niveau III repose sur des hypothèses qui ne sont pas facilement observables. Au 31 décembre 2020, les instruments financiers dérivés de la Société classés au niveau III s'élevaient à 582 millions de dollars.

L'audit du calcul de la juste valeur des instruments dérivés de niveau III qui se fonde sur des données d'entrée non observables importantes peut être complexe et repose sur des jugements et des estimations portant sur les prix futurs des produits de base, les taux d'actualisation, la volatilité, la disponibilité de l'unité et les profils de la demande, et peut fluctuer considérablement selon la conjoncture du marché. Par conséquent, nous avons établi qu'une telle détermination de la juste valeur était une question critique de l'audit.

Façon dont nous avons traité la question dans le cadre de l'audit Nous avons acquis une compréhension des processus suivis par la Société et nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement des contrôles internes portant sur la détermination et l'examen des données d'entrée utilisées pour établir les justes valeurs de niveau III. Nos procédures d'audit ont consisté notamment à tester un échantillon de modèles internes d'évaluation d'instruments dérivés de niveau III utilisés par la direction et à évaluer les hypothèses importantes utilisées. Nous avons également comparé les hypothèses de la direction concernant les prix futurs, les ajustements au titre de l'évaluation du crédit et les hypothèses de liquidité à des données de tiers, et nous avons comparé des modalités telles que les volumes et le calendrier aux contrats sur produits de base exécutés. Nous avons comparé les hypothèses sur la disponibilité de l'unité et les profils de la demande aux données historiques. Nous avons effectué une analyse de sensibilité afin d'évaluer les hypothèses les plus importantes pour la détermination de la juste valeur de niveau III. Pour un échantillon d'instruments dérivés de niveau III, nous avons fait appel à notre spécialiste interne en évaluation pour nous aider à évaluer le caractère approprié des taux d'actualisation, en évaluant les hypothèses et méthodes importantes.

Ernst & Young S.R.L./S.E.V.C.R.L.

Comptables professionnels agréés

Nous agissons en tant qu'auditeurs de TransAlta Corporation et de ses prédécesseurs depuis 1947.

Calgary, Canada

Le 2 mars 2021

Comptes de résultat consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2020	2019	2018
Produits des activités ordinaires (note 5)	2 101	2 347	2 249
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité (note 6)	968	1 086	1 100
Marge brute	1 133	1 261	1 149
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 6)	472	475	515
Amortissement	654	590	574
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 7)	84	25	73
Profit à la résiliation du contrat de droits relatifs aux mines de charbon de l'unité 3 de Keephills (note 4 R))	—	(88)	—
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	33	29	31
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance (note 4 S))	—	(56)	(157)
Autres résultats d'exploitation, montant net (note 9)	(11)	(49)	(47)
Résultats d'exploitation	(99)	335	160
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (note 10)	1	—	—
Produits tirés des contrats de location-financement	7	6	8
Charge d'intérêts nette (note 11)	(238)	(179)	(250)
Profit (perte) de change	17	(15)	(15)
Profit à la vente d'actifs et autres (notes 4 R) et 18)	9	46	1
Résultat avant impôts sur le résultat	(303)	193	(96)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 12)	(50)	17	(6)
Résultat net	(253)	176	(90)
Résultat net attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	(287)	82	(198)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 13)	34	94	108
	(253)	176	(90)
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(287)	82	(198)
Dividendes sur actions privilégiées (note 28)	49	30	50
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(336)	52	(248)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice (en millions)	275	283	287
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué (note 27)	(1,22)	0,18	(0,86)

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2020	2019	2018
Résultat net	(253)	176	(90)
Autres éléments du résultat global			
Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	(11)	(26)	15
Pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	(1)	—	—
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	(12)	(26)	15
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	(11)	(59)	84
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts	11	21	(41)
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ²	20	61	(8)
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ³	(110)	(42)	(46)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	(90)	(19)	(11)
Autres éléments du résultat global	(102)	(45)	4
Total du résultat global	(355)	131	(86)
Total du résultat global attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	(439)	54	(210)
Participations ne donnant pas le contrôle (note 13)	84	77	124
	(355)	131	(86)

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 3 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (recouvrement de 7 millions de dollars en 2019, charge de 5 millions de dollars en 2018).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 8 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (charge de 16 millions de dollars en 2019, recouvrement de 1 million de dollars en 2018).

3) Déduction faite du reclassement de la charge d'impôts sur le résultat de 31 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (charge de 10 millions de dollars en 2019, charge de 11 millions de dollars en 2018).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2020	2019
Trésorerie et équivalents de trésorerie	703	411
Liquidités soumises à restrictions (note 24)	71	32
Créances clients et autres débiteurs (note 14)	583	462
Charges payées d'avance	31	19
Actifs de gestion du risque (notes 15 et 16)	171	166
Stocks (note 17)	238	251
Actifs détenus en vue de la vente (notes 4 B) et 7)	105	–
	1 902	1 341
Placements (note 10)	100	–
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 8)	228	176
Actifs de gestion du risque (notes 15 et 16)	521	640
Immobilisations corporelles (note 18)		
Coût	13 398	13 395
Amortissement cumulé	(7 576)	(7 188)
	5 822	6 207
Actifs au titre de droits d'utilisation (note 19)	141	146
Immobilisations incorporelles (note 20)	313	318
Goodwill (note 21)	463	464
Actifs d'impôt différé (note 12)	51	18
Autres actifs (note 22)	206	198
Total de l'actif	9 747	9 508
Dettes fournisseurs et charges à payer	599	413
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 23)	59	58
Passifs de gestion du risque (notes 15 et 16)	94	81
Partie courante des passifs sur contrat (note 5)	1	1
Impôts sur le résultat à payer	18	14
Dividendes à verser (notes 27 et 28)	59	37
Partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives (note 24)	105	513
	935	1 117
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives (note 24)	3 256	2 699
Titres échangeables (note 25)	730	326
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 23)	614	488
Passifs d'impôt différé (note 12)	396	472
Passifs de gestion du risque (notes 15 et 16)	68	29
Passifs sur contrats (note 5)	14	14
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants (note 26)	298	301
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 27)	2 896	2 978
Actions privilégiées (note 28)	942	942
Surplus d'apport	38	42
Déficit	(1 826)	(1 455)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 29)	302	454
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 352	2 961
Participations ne donnant pas le contrôle (note 13)	1 084	1 101
Total des capitaux propres	3 436	4 062
Total du passif et des capitaux propres	9 747	9 508

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture (note 4)
Engagements et éventualités (note 36)

Au nom du conseil :


John P. Dielwart
Administrateur


Beverlee F. Park
Administratrice

Voir les notes jointes.

États des variations des capitaux propres consolidés

(en millions de dollars canadiens)

	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global ¹	Attribuables aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2018	3 059 \$	942 \$	11 \$	(1 496) \$	481 \$	2 997 \$	1 137 \$	4 134 \$
Ajustements découlant de l'application de l'IFRS 16	—	—	—	3	—	3	—	3
Solde ajusté au 1 ^{er} janvier 2019	3 059	942	11	(1 493)	481	3 000	1 137	4 137
Résultat net	—	—	—	82	—	82	94	176
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	—	—	—	—	(38)	(38)	—	(38)
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	19	19	—	19
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(26)	(26)	—	(26)
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	17	17	(17)	—
Total du résultat global				82	(28)	54	77	131
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(34)	—	(34)	—	(34)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(30)	—	(30)	—	(30)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA	(83)	—	—	15	—	(68)	—	(68)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (notes 4 V) et 13)	—	—	—	5	1	6	22	28
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	2	—	31	—	—	33	—	33
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(135)	(135)
Solde au 31 décembre 2019	2 978	942	42	(1 455)	454	2 961	1 101	4 062
Résultat net	—	—	—	(287)	—	(287)	34	(253)
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(91)	(91)	—	(91)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(11)	(11)	—	(11)
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	(50)	(50)	50	—
Total du résultat global				(287)	(152)	(439)	84	(355)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(58)	—	(58)	—	(58)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(49)	—	(49)	—	(49)
Actions rachetées dans le cadre de l'OPRA	(79)	—	—	18	—	(61)	—	(61)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables	—	—	—	5	—	5	15	20
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions (note 30)	(3)	—	(4)	—	—	(7)	—	(7)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(116)	(116)
Solde au 31 décembre 2020	2 896	942	38	(1 826)	302	2 352	1 084	3 436

1) Se reporter à la note 29 pour plus de précisions sur les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global. Voir les notes jointes.

Tableaux des flux de trésorerie consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2020	2019	2018
Activités d'exploitation			
Résultat net	(253)	176	(90)
Amortissement (note 37)	798	709	710
Profit net à la vente d'actifs (notes 4 I) et 4 R))	(9)	(45)	—
Désactualisation des provisions (note 23)	30	23	24
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 23)	(18)	(34)	(31)
Recouvrement d'impôt différé (note 12)	(85)	(18)	(34)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	42	(32)	30
Perte latente de change	1	13	28
Provisions	9	13	7
Dépréciation d'actifs (note 7)	84	25	73
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des coentreprises	(1)	—	—
Autres éléments sans effet de trésorerie	15	(102)	147
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	613	728	864
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation (note 33)	89	121	(44)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	702	849	820
Activités d'investissement			
Ajouts d'immobilisations corporelles (notes 18 et 37)	(486)	(417)	(277)
Ajouts d'immobilisations incorporelles (notes 20 et 37)	(14)	(14)	(20)
Liquidités soumises à restrictions (note 24)	(39)	34	(35)
Prêt à recevoir (note 22)	(5)	(10)	1
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 4)	(32)	(117)	(30)
Acquisition de placements (note 10)	(102)	—	—
Investissement dans le gazoduc Pioneer	—	(83)	(15)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	6	13	2
Profits réalisés sur les instruments financiers	2	3	2
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	17	24	59
Divers	(12)	23	15
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(22)	32	(96)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(687)	(512)	(394)
Activités de financement			
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 24)	(106)	(119)	312
Remboursement de la dette à long terme (note 24)	(489)	(96)	(1 179)
Émission de dette à long terme (note 24)	753	166	345
Émission de titres échangeables (note 25)	400	350	—
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 27)	(47)	(45)	(46)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 28)	(39)	(40)	(40)
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale (note 4 W))	—	—	144
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA (note 27)	(57)	(68)	(23)
Profits réalisés sur les instruments financiers	3	—	48
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 13)	(97)	(106)	(165)
Diminution des obligations locatives (note 24)	(25)	(21)	(18)
Frais de financement et autres	(11)	(35)	(31)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	(13)	—	2
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	272	(14)	(651)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	287	323	(225)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	5	(1)	—
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	292	322	(225)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	411	89	314
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	703	411	89
Impôts sur le résultat au comptant payés	36	35	87
Intérêts au comptant payés	201	185	188

Voir les notes jointes.

Notes des états financiers consolidés

(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.

I. Secteurs de production

Les six secteurs de production de la Société sont : Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz en Amérique du Nord, Gaz en Australie, Énergie thermique en Alberta et Centralia. La Société, directement ou indirectement, détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et solaires, des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon, et exerce des activités minières connexes ainsi que des activités liées à des gazoducs au Canada, aux États-Unis et en Australie. Le secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprend les résultats financiers, sur une base proportionnelle, de notre placement dans SP Skookumchuck Investment LLC. Les produits sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services auxiliaires, comme le soutien du réseau. Les ventes d'électricité effectuées par le groupe commercial et industriel de la Société sont présumées découler de la production de la Société et ont été incluses dans le secteur Énergie thermique en Alberta.

II. Secteur Commercialisation de l'énergie

Le secteur Commercialisation de l'énergie tire ses produits et son résultat du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et instruments dérivés liés à l'énergie.

Le secteur Commercialisation de l'énergie gère la capacité de production disponible de même que les besoins en combustible et en transport des secteurs de production au moyen de contrats de diverses durées pour la vente à terme d'électricité et l'achat de gaz naturel et de capacité de transport. Le secteur Commercialisation de l'énergie est également responsable des décisions prises en matière d'optimisation du portefeuille. Les résultats de ces activités d'optimisation sont inclus dans chaque secteur de production.

III. Secteur Siège social et autres

Le secteur Siège social et autres comprend les fonctions financière, juridique et administrative, l'expansion de l'entreprise, ainsi que les relations avec les investisseurs de la Société. Les activités et les charges directement ou raisonnablement attribuables aux autres secteurs y sont affectées. En 2020, le segment Siège social et autres comprend également le placement dans EMG International LLC («EMG»), une entreprise de traitement des eaux usées.

B. Base d'établissement

Les présents états financiers consolidés ont été préparés par la direction selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB»).

Les états financiers consolidés ont été préparés sur la base du coût historique, sauf pour les instruments financiers et les actifs détenus en vue de la vente qui sont évalués à la juste valeur, comme il est expliqué dans les méthodes comptables suivantes.

Le conseil de TransAlta a autorisé la publication des présents états financiers consolidés le 2 mars 2021.

C. Périmètre de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société et des filiales sur lesquelles elle exerce un contrôle. Le contrôle existe lorsque la Société est exposée ou qu'elle a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec la filiale et qu'elle a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'elle détient sur celle-ci. Les filiales préparent les états financiers pour la même période de présentation de l'information financière et selon les mêmes méthodes comptables que la société mère.

2. Principales méthodes comptables

A. Comptabilisation des produits des activités ordinaires

I. Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Les produits des activités ordinaires de la Société tirés des contrats conclus avec des clients sont essentiellement tirés de la vente de capacité de production, d'électricité, d'énergie thermique, d'attributs environnementaux et de sous-produits de la production d'électricité. La Société évalue si les contrats qu'elle conclut répondent à la définition d'un contrat conclu avec un client à la passation du contrat et sur une base continue s'il y a une indication de changements importants dans les faits et les circonstances. Les produits des activités ordinaires sont évalués en fonction du prix de transaction spécifié dans un contrat conclu avec un client. Les produits sont comptabilisés lorsque le contrôle du bien ou du service est transféré au client. Dans le cas de certains contrats, les produits des activités ordinaires peuvent être comptabilisés au montant facturé, tel que le permet la mesure de simplification liée au moment de la facturation, si ce montant correspond directement à la prestation de la Société à la date considérée. La Société exclut des produits des activités ordinaires les montants perçus pour le compte de tiers.

Obligations de prestation

S'il est distinct, chaque bien ou service promis est comptabilisé séparément à titre d'obligation de prestation. Les contrats de la Société peuvent contenir plus d'une obligation de prestation.

Prix de transaction

La Société répartit le prix de transaction stipulé dans le contrat entre chacune des obligations de prestation. Le prix de transaction attribué aux obligations de prestation peut comprendre une contrepartie variable. La contrepartie variable est incluse dans le prix de transaction pour chaque obligation de prestation lorsqu'il est hautement probable qu'un ajustement à la baisse important du montant cumulatif des produits des activités ordinaires ne se produira pas. La contrepartie variable est évaluée à chaque période de présentation de l'information financière afin de déterminer si la limitation a été levée. La contrepartie comprise dans certains contrats conclus entre la Société et les clients est essentiellement variable, et peut comprendre à la fois la variabilité de la quantité et celle du prix, notamment : les produits des activités ordinaires peuvent être tributaires des volumes de production futurs, lesquels dépendent de la demande de la clientèle et du marché ou de la capacité opérationnelle de la centrale; les produits des activités ordinaires peuvent être tributaires du coût variable de la production d'énergie; les produits des activités ordinaires peuvent être tributaires des prix du marché; et les produits des activités ordinaires peuvent être assujettis à divers indices et indexations.

Lorsqu'un contrat renferme plusieurs obligations de prestation, la portion du prix de transaction qui est attribuée à chaque obligation de prestation reflète le montant de contrepartie auquel la Société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture des biens ou des services. La Société évalue le montant du prix de transaction à attribuer à chaque obligation de prestation en proportion de son prix de vente spécifique, qui est principalement estimé en fonction des montants qui seraient facturés aux clients dans des conditions de marché similaires.

Comptabilisation

La nature, le moment de la comptabilisation des obligations de prestation remplies et les modalités de paiement des biens et des services fournis par la Société sont décrits ci-dessous :

Biens et services	Description
<i>Capacité</i>	La capacité représente la disponibilité d'un actif pour fournir des biens ou des services. Les clients paient généralement pour se prévaloir de la capacité pour chaque période définie (c.-à-d. mensuelle) selon un montant représentatif de la disponibilité de l'actif pendant cette période. Les obligations de fournir de la capacité sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés selon une méthode d'évaluation fondée sur le temps écoulé. Les contrats de capacité sont généralement de nature à long terme. Les paiements sont généralement reçus des clients sur une base mensuelle.
<i>Contrats d'électricité</i>	La vente d'électricité sous contrat fait référence à la livraison d'unités d'électricité à un client aux termes d'un contrat. Les clients paient un prix contractuellement spécifié pour la production à la fin de périodes contractuelles prédéfinies (c.-à-d. mensuelles). Les obligations de livraison d'électricité sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés au moyen d'une mesure de la production fondée sur les unités (c.-à-d. les mégawattheures). Les contrats d'électricité sont généralement de nature à long terme, et les paiements sont généralement reçus sur une base mensuelle.
<i>Énergie thermique</i>	L'énergie thermique désigne la livraison d'unités de vapeur à un client en vertu d'un contrat. Les clients paient un prix contractuellement spécifié pour la production à la fin de périodes contractuelles prédéfinies (c.-à-d. mensuelles). Les obligations de livraison de vapeur sont remplies au fil du temps, et les produits des activités ordinaires sont comptabilisés au moyen d'une mesure de la production fondée sur les unités (c.-à-d. les gigajoules). Les contrats d'énergie thermique sont généralement de nature à long terme. Les paiements sont généralement reçus des clients sur une base mensuelle.
<i>Attributs environnementaux</i>	Les attributs environnementaux désignent la délivrance de certificats d'énergie renouvelable, de caractéristiques écologiques et d'autres éléments semblables. Les clients peuvent conclure un contrat visant des attributs environnementaux en même temps que l'achat d'électricité, auquel cas le client paie les attributs dans le mois suivant la livraison de l'électricité. Sinon, les clients paient à la livraison des attributs environnementaux. L'obligation de livrer des attributs environnementaux est remplie à un moment donné, généralement à leur livraison.
<i>Sous-produits de la production</i>	Les sous-produits de la production désignent la vente de sous-produits découlant de l'utilisation du charbon dans les centrales de la Société alimentées au charbon au Canada et aux États-Unis et la vente de charbon à des tiers. L'obligation de livrer des sous-produits est remplie à un moment donné, généralement à leur livraison. Les paiements sont reçus lorsque la livraison a été effectuée.

Un passif sur contrat est comptabilisé lorsque la Société reçoit une contrepartie avant que l'obligation de prestation ne soit remplie. Un actif sur contrat est comptabilisé lorsque la Société a droit à une contrepartie parce qu'elle a rempli son obligation de prestation avant d'avoir envoyé la facture au client. La Société comptabilise séparément comme une créance ses droits inconditionnels à une contrepartie. Les actifs sur contrat et les créances clients sont évalués à chaque période de présentation de l'information financière pour déterminer s'il existe une indication objective de dépréciation.

La Société comptabilise une composante financement importante si le calendrier des paiements du client diffère de celui de la prestation de la Société en vertu du contrat et que cet écart est le résultat du financement par la Société de la fourniture de biens et de services.

II. Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources*Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location*

Dans certaines situations, un contrat de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme peut comprendre un contrat de location, ou être considéré comme tel. Les produits associés à des éléments ne relevant pas de contrats de location sont comptabilisés à titre de produits tirés de la vente de biens ou de la prestation de services, comme il est mentionné ci-dessus. Lorsque les modalités du contrat font en sorte que le client assume les principaux risques et avantages liés à la possession de l'actif sous-jacent, l'accord est considéré comme un contrat de location-financement, ce qui donne lieu à la comptabilisation de produits. Lorsque la Société conserve les principaux risques et avantages, l'accord est un contrat de location simple. Les produits locatifs, y compris les loyers conditionnels, le cas échéant, sont comptabilisés sur la durée du contrat.

Produits des activités ordinaires tirés des instruments dérivés

Les instruments dérivés utilisés dans le cadre des activités de gestion du risque lié aux produits de base pour réaliser des produits et acquérir des renseignements sur le marché comprennent des swaps prévoyant la livraison et des swaps financiers, des contrats de vente à terme, des contrats à terme normalisés et des options. Ces instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur. La juste valeur comptabilisée initialement et les variations ultérieures de la juste valeur ont une incidence sur le résultat net de la période au cours de laquelle les variations se produisent et sont présentées à leur montant net dans les produits des activités ordinaires. Les justes valeurs des instruments en cours à la fin de la période représentent les profits ou les pertes latents et sont présentées dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actifs ou de passifs de gestion du risque. Certains instruments dérivés utilisés par la Société dans des activités de négociation ne sont pas négociés sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période pour laquelle les cours de Bourse sont disponibles. Les justes valeurs de ces instruments dérivés sont calculées selon des techniques ou des modèles d'évaluation internes.

B. Conversion des monnaies étrangères

La Société, ses filiales et ses coentreprises déterminent leur monnaie fonctionnelle respective selon la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel elles exercent leurs activités. La monnaie fonctionnelle de la Société est le dollar canadien, et les monnaies fonctionnelles de ses filiales et ses coentreprises sont le dollar canadien, le dollar américain ou le dollar australien. Les transactions libellées en une monnaie autre que la monnaie fonctionnelle d'une entité sont converties au taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les profits et pertes de change qui en découlent sont comptabilisés, pour chaque entité, en résultat net de la période pendant laquelle ils surviennent.

Les comptes des établissements à l'étranger de la Société sont convertis dans la monnaie de présentation de la Société, le dollar canadien, afin qu'ils puissent être intégrés dans les états financiers consolidés. Les actifs et les passifs monétaires et non monétaires libellés en monnaies étrangères des établissements à l'étranger sont convertis aux taux de change en vigueur à la fin de la période, et les produits et les charges sont convertis aux taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les profits et les pertes découlant de la conversion sont inclus dans les autres éléments du résultat global, et le profit cumulé ou la perte cumulée est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. Les montants comptabilisés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat net lorsqu'il y a une réduction de l'investissement net dans les établissements à l'étranger par suite d'une sortie, d'une sortie partielle ou d'une perte de contrôle.

C. Instruments financiers et couvertures

I. Instruments financiers

Classement et évaluation

L'IFRS 9 a introduit l'exigence de classer et d'évaluer les actifs financiers en fonction de leurs caractéristiques de flux de trésorerie contractuels et du modèle économique de la Société pour l'actif financier. Tous les actifs financiers et les passifs financiers, y compris les instruments dérivés, sont comptabilisés à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés lorsque la Société devient partie aux clauses contractuelles d'un instrument financier ou d'un contrat sur dérivé non financier. Les actifs financiers doivent être classés et évalués au coût amorti, à la juste valeur par le biais du résultat net ou à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global.

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels, qui représentent uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts, surviennent à des dates précises et dont la détention s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels sont par la suite évalués au coût amorti. Les actifs financiers évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global sont ceux dont les flux de trésorerie contractuels, qui représentent uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts, surviennent à des dates précises et dont la détention s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels et de vendre les actifs financiers. Tous les autres actifs financiers sont par la suite évalués à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les passifs financiers sont classés en tant que passifs évalués à la juste valeur par le biais du résultat net lorsqu'ils sont détenus à des fins de transaction. Tous les autres passifs financiers sont par la suite évalués au coût amorti.

Les fonds reçus aux termes d'accords de financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux sont classés à titre de dette à long terme. Ces accords sont utilisés aux États-Unis lorsque des investisseurs acquièrent une participation dans l'entité responsable du projet et, en contrepartie de leur investissement, se voient attribuer la quasi-totalité du résultat, des flux de trésorerie et des avantages fiscaux (tels que les crédits d'impôt à la production, les crédits d'impôt à l'investissement, l'amortissement fiscal accéléré, selon le cas) jusqu'à ce qu'ils aient atteint le taux de rendement cible convenu. Une fois ce taux atteint, l'accord est inversé, la Société recevant alors la majorité du résultat, des flux de trésorerie et des avantages fiscaux. À ce moment-là, le financement par capitaux propres donnant droit à des

avantages fiscaux («financement donnant droit à des avantages fiscaux») sera classé comme une participation ne donnant pas le contrôle. En appliquant la méthode du taux d'intérêt effectif aux financements donnant droit à des avantages fiscaux, la Société a choisi de comptabiliser l'incidence des attributs fiscaux dans la charge d'intérêts nette.

La Société a recours à divers instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque lié au prix des produits de base, au risque de taux d'intérêt et au risque de change, y compris des swaps financiers à prix fixe, des contrats de vente d'électricité prévoyant la livraison à long terme, des contrats de change à terme et la désignation de la dette en devises comme couverture des investissements nets dans des établissements à l'étranger.

Les instruments dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur à la date à laquelle les contrats dérivés sont conclus et sont par la suite réévalués à leur juste valeur à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Le profit ou la perte qui en résulte est comptabilisé immédiatement dans le résultat net, à moins que le dérivé ne soit désigné et efficace comme instrument de couverture, auquel cas le moment de la comptabilisation dans le résultat net dépend de la nature de la relation de couverture.

Les dérivés incorporés dans des contrats hôtes non dérivés qui ne sont pas des actifs financiers entrant dans le champ d'application de l'IFRS 9 (p. ex., des passifs financiers) sont comptabilisés distinctement comme des dérivés lorsqu'ils répondent à la définition d'un dérivé, que leurs risques et caractéristiques ne sont pas étroitement liés à ceux des contrats hôtes et que les contrats hôtes ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Les dérivés incorporés dans des contrats hybrides qui contiennent des hôtes d'actifs financiers entrant dans le champ d'application de l'IFRS 9 ne sont pas séparés des contrats hôtes et l'ensemble du contrat est évalué à la juste valeur par le biais du résultat net ou au coût amorti, selon le cas.

Les actifs financiers sont décomptabilisés lorsque les droits contractuels sur les flux de trésorerie arrivent à expiration. Les passifs financiers sont décomptabilisés lorsque l'obligation est éteinte, qu'elle est annulée ou qu'elle a expiré.

Les actifs financiers sont également décomptabilisés lorsque la Société a transféré ses droits de recevoir des flux de trésorerie générés par ces actifs ou qu'elle a l'obligation de payer les flux de trésorerie reçus à un tiers en vertu d'un contrat de transfert de flux de trésorerie, et qu'elle a transféré soit la quasi-totalité des risques et des avantages des actifs, soit le contrôle. TransAlta continuera de comptabiliser les actifs et tout passif associé si elle conserve la quasi-totalité des risques et avantages des actifs, ou conserve le contrôle de ces actifs. L'étendue du lien conservé prenant la forme d'une garantie visant les actifs transférés est évaluée au moins élevé de la valeur comptable initiale des actifs ou du montant maximal de la contrepartie que TransAlta pourrait être tenue de rembourser.

Les actifs financiers et les passifs financiers sont compensés, et le montant net est présenté dans les états de la situation financière consolidés si la Société a un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention soit de régler le montant net, soit de réaliser les actifs et de régler les passifs simultanément.

Les coûts de transaction sont passés en charges au fur et à mesure qu'ils sont engagés pour les instruments financiers classés ou désignés à la juste valeur par le biais du résultat net. Les coûts de transaction des autres instruments financiers, comme les instruments d'emprunt, sont comptabilisés comme partie intégrante de la valeur comptable de l'instrument financier. La Société utilise la méthode du taux d'intérêt effectif aux fins de l'amortissement de tous les coûts de transaction, de toutes les primes ou de tous les escomptes obtenus ou engagés à l'égard des instruments financiers évalués au coût amorti.

Dépréciation des actifs financiers

TransAlta comptabilise une correction de valeur pour pertes de crédit attendues pour les actifs financiers évalués au coût amorti ainsi que pour certains autres instruments. La correction de valeur pour pertes d'un actif financier est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour la durée de vie si le risque de crédit a augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale ou si l'actif financier est déprécié dès son acquisition ou sa création. Si le risque de crédit que comporte l'actif financier n'a pas augmenté de manière importante depuis la comptabilisation initiale, sa correction de valeur pour pertes est évaluée au montant de la perte de crédit attendue pour les 12 mois à venir.

Pour les créances clients, les créances locatives et les actifs sur contrat comptabilisés selon l'IFRS 15, TransAlta utilise une méthode simplifiée pour évaluer la correction de valeur pour pertes. Par conséquent, la Société ne fait pas le suivi des variations du risque de crédit, mais comptabilise plutôt une correction de valeur pour pertes au montant des pertes de crédit attendues pour la durée de vie à chaque date de clôture.

L'évaluation des pertes de crédit attendues est établie à la lumière des résultats passés et est ajustée en fonction de l'information de nature prospective. L'information prospective utilisée comprend les taux de défaillance de tiers au fil du temps, selon les cotes de crédit.

II. Couvertures

Si la comptabilité de couverture peut être appliquée et si la Société choisit cette méthode, une relation de couverture est désignée comme une couverture de la juste valeur, une couverture de flux de trésorerie ou une couverture du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger.

Une relation de couverture remplit les conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture si, à l'origine de la couverture, il existe une désignation et une documentation officielle décrivant la relation de couverture et si la valeur de l'instrument de couverture et celle de l'élément couvert varient en sens inverse l'une de l'autre sous l'impulsion du risque couvert. La documentation comprend l'identification de l'instrument de couverture et de l'élément ou de la transaction faisant l'objet de la couverture, la nature du risque couvert, les objectifs de la Société en matière de gestion du risque et de stratégie de couverture, et la manière dont l'efficacité de la couverture sera évaluée. Le processus de la comptabilité de couverture consiste notamment à rattacher tous les instruments dérivés à des actifs et à des passifs spécifiques comptabilisés, ou à des engagements fermes ou à des transactions prévues hautement probables spécifiques.

La Société détermine, de façon méthodique, tant au moment de la mise en place de la couverture que par la suite, si les instruments dérivés utilisés permettent de compenser de façon très efficace les variations des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts. Si les critères de couverture ne sont pas satisfaits ou que la Société n'applique pas la comptabilité de couverture, l'instrument dérivé est comptabilisé à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés, et les variations ultérieures de la juste valeur sont comptabilisées en résultat net au cours de la période où elles ont lieu.

Couvertures de la juste valeur

Dans une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de sa juste valeur attribuables au risque couvert, et les variations sont comptabilisées en résultat net. Les variations de la juste valeur de l'élément couvert, dans la mesure où la relation de couverture est efficace, sont compensées par les variations de la juste valeur du dérivé de couverture, qui sont également comptabilisées en résultat net.

Au titre des couvertures de la juste valeur liées aux éléments comptabilisés au coût amorti, tout ajustement de la valeur comptable est amorti par le biais du résultat net sur la durée résiduelle de la couverture selon la méthode du taux d'intérêt effectif («TIE»). L'amortissement selon la méthode du TIE peut démarrer dès qu'un ajustement est apporté, mais doit commencer au plus tard lorsque l'élément couvert cesse d'être ajusté pour prendre en compte les variations de sa juste valeur attribuables au risque couvert.

Si l'élément couvert est décomptabilisé, la juste valeur non amortie est immédiatement comptabilisée dans le résultat net.

Couvertures de flux de trésorerie

Dans une relation de couverture de flux de trésorerie, la partie efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global, tandis que toute partie inefficace est comptabilisée en résultat net. La réserve de couverture de flux de trésorerie est ajustée au moins élevé du cumul des profits et pertes sur l'instrument de couverture et du cumul des variations de la juste valeur de l'élément couvert.

Si la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants comptabilisés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat global doivent y rester si les flux de trésorerie futurs couverts sont toujours susceptibles de se réaliser. Autrement, le montant sera immédiatement reclassé en résultat net à titre d'ajustement de reclassement. Après la cessation de la comptabilité de couverture, une fois que les flux de trésorerie couverts se sont produits, tout montant restant dans les autres éléments du résultat global doit être comptabilisé selon la nature de la transaction sous-jacente.

Couvertures du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger

En couvrant le risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger, la partie efficace des profits et pertes de change sur les instruments de couverture est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global, et la partie inefficace est comptabilisée en résultat net. Les justes valeurs connexes sont comptabilisées dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, selon ce qui convient. Les montants comptabilisés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat net lorsqu'il y a une réduction de l'investissement net couvert par suite d'une sortie, d'une sortie partielle ou d'une perte de contrôle.

D. Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'encaisse et les placements très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins.

E. Garanties versées et reçues

Les modalités de certains contrats peuvent exiger que la Société ou les contreparties fournissent des garanties lorsque la juste valeur de l'obligation en vertu de ces contrats dépasse les limites de crédit consenties. Une baisse de la note par certaines agences peut entraîner une diminution des limites de crédit consenties à la Société ou aux contreparties et augmenter ainsi le montant de la garantie qui doit être fournie par la Société ou les contreparties.

F. Stocks

I. Combustible

Le solde des stocks de la Société est constitué de combustibles tels que le charbon et le gaz naturel, qui sont évalués au plus faible du coût moyen pondéré et de la valeur nette de réalisation.

Le coût des stocks de charbon produits en interne est établi à l'aide de la méthode du coût complet, lequel comprend toutes les dépenses et les charges directement engagées afin que les stocks parviennent à leur état et lieu existants. Les stocks de charbon disponibles tendent à augmenter au cours des deuxième et troisième trimestres en raison des conditions climatiques favorables et d'une baisse de la production d'électricité pendant les périodes d'entretien. Par suite du nombre limité d'étapes de traitement nécessaires pour extraire le charbon et le préparer en vue de la consommation et de sa valeur unitaire relativement basse, la direction ne fait pas de distinction entre les produits en cours de production et le charbon disponible à la consommation. Le coût des stocks de gaz naturel et de charbon comprend toutes les dépenses et les charges directement engagées afin que les stocks parviennent à leurs état et lieu existants.

II. Commercialisation de l'énergie

Les stocks de produits de base détenus dans le secteur Commercialisation de l'énergie à des fins de transaction sont évalués à la juste valeur diminuée des coûts de sortie. Les variations de la juste valeur diminuée des coûts de sortie sont comptabilisées dans le résultat net de la période au cours de laquelle la variation survient.

III. Pièces, matériaux et fournitures

Les pièces, les matériaux et les fournitures sont comptabilisés au moindre du coût, évalué au coût moyen mobile, et de la valeur nette de réalisation.

IV. Crédits et quotas d'émission

Les crédits et quotas d'émission sont comptabilisés dans les stocks au coût. Ceux qui ont été achetés aux fins d'utilisation par la Société sont comptabilisés au coût et, par la suite, au moindre du coût moyen pondéré et de la valeur nette de réalisation. Pour les crédits d'émission qui ne sont pas habituellement fongibles, la Société comptabilise les crédits en utilisant la méthode d'identification spécifique. Les crédits consentis à TransAlta ou générés en interne sont comptabilisés à une valeur nulle. Les passifs au titre des émissions sont comptabilisés selon les meilleures estimations du montant requis par la Société pour régler l'obligation excédant les plafonds et les cibles établis par le gouvernement. Dans la mesure où les coûts d'observation sont recouvrables aux termes de contrats conclus avec des tiers, ces montants sont comptabilisés dans les produits lorsqu'ils sont recouverts.

Les crédits et quotas d'émission détenus à des fins de transaction qui répondent à la définition d'un instrument dérivé sont comptabilisés selon la méthode de la juste valeur. Autrement, ils sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice.

G. Immobilisations corporelles

L'investissement de la Société dans les immobilisations corporelles est d'abord présenté au coût initial de chaque composante au moment de la construction, de l'achat ou de l'acquisition. Une composante est la partie corporelle d'un actif qui peut être identifiée séparément et amortie sur sa propre durée d'utilité attendue et qui devrait procurer des avantages sur plus d'un an. Les coûts initiaux comprennent, par exemple, les matériaux, la main-d'œuvre, les coûts d'emprunt et d'autres coûts directement attribuables, y compris l'estimation initiale du coût de démantèlement ou de remise en état. Les coûts sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles s'il est probable que des avantages économiques futurs seront réalisés et que le coût de l'élément peut être évalué de façon fiable. Le coût des pièces de rechange importantes est incorporé et classé dans les immobilisations corporelles, puisque ces éléments ne peuvent être utilisés qu'avec un élément des immobilisations corporelles.

L'entretien planifié est effectué à intervalles réguliers. Les travaux d'entretien d'envergure planifiés comprennent l'inspection, les réparations et l'entretien des composantes existantes ainsi que leur remplacement. Les coûts engagés au titre des activités d'entretien d'envergure sont incorporés dans le coût de l'actif au cours de la période où les activités d'entretien ont lieu et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'à la prochaine activité d'entretien d'envergure. Les dépenses de remplacement de composantes engagées dans le cadre de travaux d'entretien d'envergure sont incorporées dans le coût de l'actif et amorties sur la durée d'utilité estimée de ces composantes.

Les coûts de réparation et d'entretien courants et de remplacement de pièces mineures sont imputés au résultat net au fur et à mesure qu'ils sont engagés. Après la comptabilisation initiale et l'évaluation au coût, toutes les catégories d'immobilisations corporelles continuent d'être évaluées selon le modèle du coût et sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur, le cas échéant.

Un élément ou une composante des immobilisations corporelles est décomptabilisé au moment de la cession ou lorsqu'aucun avantage économique n'est attendu de son utilisation ou de sa cession. Tout profit ou toute perte découlant de la décomptabilisation est inclus dans le résultat net au moment de la décomptabilisation de l'actif.

La durée d'utilité de chaque composante des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits courants et les résultats passés, compte tenu des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue et de la désuétude technologique possible. La durée d'utilité sert à évaluer le taux d'amortissement de la composante des immobilisations corporelles. Les immobilisations corporelles sont amorties à partir du moment où l'actif est prêt à être utilisé, soit, en général, au commencement des activités commerciales. Les pièces de rechange désignées comme essentielles pour assurer le fonctionnement continu d'une centrale en particulier sont amorties sur la durée d'utilité de la centrale, même si la pièce n'est pas en service. Les autres pièces de rechange sont amorties à partir du moment où elles sont mises en service. Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie au montant de sa valeur résiduelle sur sa durée d'utilité estimée, généralement selon le mode linéaire ou le mode des unités de production. La durée d'utilité estimée, la valeur résiduelle et les modes d'amortissement sont examinés annuellement et peuvent être révisés sur la base de nouveaux renseignements ou de renseignements additionnels. L'effet d'un changement de la durée d'utilité, de la valeur résiduelle ou du mode d'amortissement est comptabilisé de façon prospective.

La durée d'utilité résiduelle estimée des composantes des actifs amortissables, classés par catégorie d'actifs, se présente comme suit :

Production d'énergie hydroélectrique	De 1 an à 52 ans
Production d'énergie éolienne	De 1 an à 29 ans
Production d'énergie au gaz	De 1 an à 17 ans
Production d'énergie au charbon	De 1 an à 29 ans
Biens et matériel miniers	De 1 an à 9 ans
Pièces de rechange amortissables et autres	De 2 ans à 52 ans

TransAlta inscrit à l'actif les coûts d'emprunt sur le capital investi dans des projets en construction (voir la note 2 R)). Au démarrage des activités commerciales, les coûts d'emprunt incorporés dans le coût de l'actif, à titre de quote-part du coût total de l'actif, sont amortis sur la durée d'utilité estimée de l'actif connexe.

H. Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles acquises dans le cadre d'un regroupement d'entreprises sont comptabilisées séparément du goodwill à leur juste valeur à la date de l'acquisition. Les immobilisations incorporelles acquises séparément sont comptabilisées au coût. Les immobilisations incorporelles générées en interne découlant de projets de mise en valeur sont comptabilisées si l'entité peut démontrer qu'elle respecte certains critères liés à la faisabilité de l'utilisation interne ou de la vente ou aux avantages économiques futurs probables de l'immobilisation incorporelle.

Les immobilisations incorporelles sont initialement comptabilisées au coût, qui comprend tous les coûts directement imputables nécessaires pour créer, produire et préparer l'immobilisation pour qu'elle puisse être exploitée de la manière prévue par la direction.

Après la comptabilisation initiale, les immobilisations incorporelles continuent d'être évaluées selon le modèle du coût et sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur, le cas échéant. L'amortissement est compris dans les postes Amortissement et Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité des comptes de résultat consolidés.

L'amortissement commence lorsque l'immobilisation incorporelle est prête à être utilisée et est comptabilisé selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée de l'immobilisation incorporelle, sauf pour les droits relatifs aux mines de charbon, qui sont amortis selon le mode de l'unité de production, d'après les réserves minières estimées. La durée d'utilité estimée des immobilisations incorporelles peut être déterminée, par exemple, d'après la durée du contrat ou de l'accord de licence connexe. La durée d'utilité estimée et les modes d'amortissement sont examinés annuellement, et l'effet des changements est comptabilisé de façon prospective.

Les immobilisations incorporelles se composent des contrats de vente d'électricité, à des tarifs fixes plus élevés que les tarifs du marché à la date d'acquisition, des droits relatifs aux mines de charbon, des logiciels et des immobilisations incorporelles en cours de développement. La durée d'utilité résiduelle estimée des immobilisations incorporelles se présente comme suit :

Logiciels	De 2 ans à 7 ans
Contrats de vente d'électricité	De 1 an à 20 ans

I. Dépréciation d'immobilisations corporelles et incorporelles, à l'exception du goodwill

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un indice que les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles à durée d'utilité déterminée ont subi une perte de valeur.

Un rendement très faible par rapport aux résultats d'exploitation projetés ou passés, des changements importants au titre de l'utilisation des actifs ou de la stratégie d'affaires globale de la Société, ou des tendances sectorielles ou économiques négatives notables sont quelques-uns des facteurs qui pourraient indiquer une dépréciation. Dans certains cas, ces événements sont manifestes. Toutefois, dans bien des cas, il n'existe pas d'événement isolable indiquant une dépréciation possible. Plutôt, une série d'événements sans conséquence, s'ils sont pris isolément, surviennent au cours d'une période et indiquent qu'un actif peut avoir subi une perte de valeur. La situation peut se compliquer lorsque la Société n'est pas l'exploitant de l'installation. Des événements peuvent alors passer inaperçus pendant un certain temps.

Les activités, le marché et l'environnement d'affaires de la Société font l'objet d'un suivi régulier, et des jugements et des évaluations sont formulés pour déterminer s'il s'est produit un événement indiquant une dépréciation possible. En pareil cas, la Société doit estimer la valeur recouvrable de l'actif ou de l'UGT à laquelle l'actif appartient. La valeur recouvrable correspond à la juste valeur de l'actif diminuée des coûts de sortie ou à sa valeur d'utilité, selon le plus élevé des deux montants. La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif lors d'une transaction normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les prix récents des transactions sont pris en compte dans le calcul de la juste valeur. Si aucune pareille transaction ne peut être relevée, un modèle d'évaluation approprié comme l'actualisation des flux de trésorerie est utilisé. La valeur d'utilité correspond à la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs devant être générés par l'utilisation continue de l'actif et par sa cession in fine. Si la valeur recouvrable est inférieure à la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT, une imputation pour dépréciation d'actifs est comptabilisée en résultat net, et la valeur comptable de l'actif est ramenée à sa valeur recouvrable.

Chaque date de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un indice qu'une imputation pour dépréciation comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Dans un tel cas, la valeur recouvrable de l'actif ou de l'UGT à laquelle l'actif appartient est estimée et, si la valeur recouvrable a augmenté, l'imputation pour dépréciation comptabilisée antérieurement est reprise. Si une imputation pour dépréciation est reprise, la valeur comptable de l'actif est accrue et est établie au moindre de sa valeur recouvrable estimée révisée et de la valeur comptable (diminuée des amortissements) qui aurait été calculée si aucune imputation pour dépréciation n'avait été comptabilisée antérieurement. La reprise d'une imputation pour dépréciation est comptabilisée en résultat net.

J. Goodwill

Le goodwill généré lors d'un regroupement d'entreprises est comptabilisé à titre d'actif à la date de la prise de contrôle. Le goodwill est évalué comme le coût d'une acquisition majoré du montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (le cas échéant), diminué de la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge identifiables connexes.

Le goodwill n'est pas amorti, mais doit plutôt faire l'objet d'un test de dépréciation au moins une fois l'an, ou plus souvent si une analyse des événements ou de la situation indique qu'il pourrait y avoir eu une perte de valeur. Un changement important de la situation financière de l'UGT, ou des groupes d'UGT, à laquelle se rapporte le goodwill ou des tendances sectorielles ou économiques négatives importantes sont des signes possibles. Pour les besoins des tests de dépréciation, le goodwill est affecté à chacune des UGT ou aux groupes d'UGT qui devraient bénéficier des synergies du regroupement d'entreprises qui a donné lieu au goodwill. Pour effectuer le test de dépréciation, la valeur recouvrable des UGT ou des groupes d'UGT auxquels correspond le goodwill est comparée à sa valeur comptable. Si la valeur recouvrable est inférieure à la valeur comptable, une imputation pour dépréciation est immédiatement comptabilisée en résultat net, d'abord en réduisant la valeur comptable du goodwill, puis en diminuant la valeur comptable des autres actifs de l'unité. Une imputation pour dépréciation comptabilisée au titre du goodwill n'est pas reprise au cours des périodes ultérieures.

K. Frais de mise en valeur de projets

Les frais de mise en valeur de projets englobent les frais externes, directs et différentiels nécessaires à la réalisation d'une acquisition ou d'un projet de construction. Ces frais sont comptabilisés à titre de charges d'exploitation jusqu'au moment où la construction d'une centrale ou l'acquisition d'un placement devrait se produire, quand il y a des raisons de croire que les coûts futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis seront une source de valeur future pour la Société. Les coûts engagés sont alors inclus dans les autres actifs. L'inscription à l'actif de ces coûts est évaluée chaque période, et les montants inscrits à l'actif à l'égard de projets devenus improbables sont passés en charges.

L. Impôts

La Société utilise la méthode du passif fiscal pour comptabiliser les impôts sur le résultat de ses activités. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôt différé sont comptabilisés d'après l'écart entre la valeur comptable des actifs et des passifs et leur valeur fiscale respective (différences temporaires). Un actif d'impôt différé peut également être comptabilisé pour réaliser l'avantage prévu au titre de crédits d'impôt et de pertes fiscales pouvant faire l'objet d'un report prospectif, dans la mesure où il est probable que l'entreprise disposera d'un résultat imposable futur auquel elle pourra imputer les crédits d'impôt et les pertes fiscales. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont déterminés au moyen des taux d'imposition et en vertu des lois fiscales en vigueur ou pratiquement en vigueur à la fin de la période, lesquelles devraient s'appliquer aux exercices au cours desquels il est prévu que les différences temporaires se réaliseront ou seront réglées. L'impôt différé est directement débité ou crédité au résultat net, sauf s'il est lié à des éléments débités ou crédités aux autres éléments du résultat global ou directement aux capitaux propres. La valeur comptable des actifs d'impôt différé est évaluée à la fin de chaque période et est réduite dans la mesure où il est improbable que l'entité dispose d'un résultat imposable suffisant pour que la totalité ou une partie de l'actif soit réalisé. Les actifs d'impôt différé non comptabilisés sont réévalués chaque date de clôture et sont comptabilisés dans la mesure où il est devenu probable que le résultat imposable futur permettra de recouvrer l'actif d'impôt différé.

Pour les différences temporaires imposables liées à des participations dans des filiales, un passif d'impôt différé doit être comptabilisé, sauf dans la mesure où la Société est capable de contrôler la date à laquelle la différence temporaire se résorbera et s'il est probable que la différence temporaire ne se résorbera pas dans un avenir prévisible.

M. Avantages futurs du personnel

La Société offre des régimes à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Le coût des services rendus selon les régimes à prestations définies est établi au moyen de la méthode des unités de crédit projetées au prorata des services. Le coût financier net est déterminé en appliquant le taux d'actualisation au passif net au titre des prestations définies. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actuelle de l'obligation au titre des prestations définies et du coût financier net est déterminé à l'aide des taux de rendement du marché à la fin de la période, des obligations de sociétés de première qualité, ayant une monnaie et une durée correspondant à la monnaie et à la durée estimées des obligations au titre des prestations. Les réévaluations, notamment les écarts actuariels et le rendement des actifs des régimes (compte non tenu des intérêts nets), sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global de la période au cours de laquelle elles se sont produites. Les écarts actuariels découlent des ajustements liés aux résultats passés et des changements au titre des hypothèses actuarielles. Les réévaluations ne sont pas reclassées des autres éléments du résultat global au résultat net au cours des périodes subséquentes.

Les profits ou les pertes découlant de la réduction ou de la liquidation d'un régime à prestations définies sont comptabilisés au moment où la réduction ou la liquidation survient. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages sociaux donne lieu à une réduction ou à une liquidation d'obligations, la réduction est comptabilisée avant la liquidation.

Pour déterminer si le financement minimum prescrit par la loi pour les régimes de retraite à prestations définies de la Société entraîne la comptabilisation d'un passif additionnel, la Société fournit des lettres de crédit à titre de sûreté qui ont pour effet de diminuer les exigences liées au financement. Aucun passif additionnel n'a été comptabilisé à cet égard.

Les cotisations exigibles aux termes de régimes de retraite à cotisations définies sont comptabilisées à titre de passif et de charge au cours de la période où les services sont rendus.

N. Provisions

Une provision est comptabilisée lorsque la Société a une obligation actuelle (juridique ou implicite) résultant d'un événement passé, qu'il est probable que la Société devra régler l'obligation et que le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable. Une obligation juridique peut découler d'un contrat, de dispositions légales et de toute autre jurisprudence. Une obligation implicite peut découler des actions de l'entité lorsque celle-ci a indiqué à un tiers, par ses pratiques passées, par sa politique affichée ou par une déclaration récente suffisamment explicite, qu'elle assumera certaines responsabilités et qu'elle a, par conséquent, créé chez ce tiers une attente fondée qu'elle assumera ces responsabilités. Le montant comptabilisé en provision doit être la meilleure estimation des dépenses requises pour le règlement de l'obligation actuelle et être réévalué à la fin de chaque période, compte tenu des risques et incertitudes

associés à l'obligation. S'il est prévu que des dépenses seront engagées dans l'avenir, l'obligation est évaluée à sa valeur actualisée au moyen d'un taux d'intérêt ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché.

La Société comptabilise une provision pour frais de démantèlement et de remise en état de toutes les centrales de production et de toutes les mines à l'égard desquelles elle a l'obligation juridique ou implicite d'enlever les installations à la fin de leur durée d'utilité et de remettre le site des centrales et des mines en état. Pour certaines centrales hydroélectriques, la Société a l'obligation d'enlever le matériel de production, mais n'est pas légalement tenue de faire de même avec les structures. Les provisions initiales pour frais de démantèlement sont comptabilisées à leur valeur actualisée lorsque le démantèlement a lieu. Chaque date de clôture, la Société détermine la valeur actualisée de la provision au moyen des taux d'actualisation courants, reflétant la valeur temps de l'argent et les risques connexes. La Société comptabilise les provisions initiales au titre du démantèlement et de la remise en état, ainsi que les variations découlant des révisions des estimations de coûts et des révisions de fin de période au taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché à titre de coût de l'immobilisation corporelle connexe (voir la note 2 G)), dans la mesure où l'immobilisation corporelle connexe est toujours utilisée. Lorsque l'immobilisation corporelle connexe a atteint la fin de sa durée d'utilité, les variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état sont comptabilisées en résultat net. La charge au titre de la désactualisation de la valeur actualisée nette est comptabilisée en résultat net au cours de chaque période et incluse dans la charge d'intérêts nette. Si la Société prévoit recevoir d'un tiers le remboursement d'une partie des coûts de démantèlement futurs, le remboursement est traité comme un actif distinct si la Société a la quasi-certitude de recevoir ce remboursement. Les obligations en matière de démantèlement et de remise en état pour les mines de charbon sont contractées au fil du temps, à mesure que de nouveaux sites sont exploités, et une partie de la provision est réglée au fil du temps, à mesure que les sites sont remis en état, avant la restauration définitive des lieux. Les frais de restauration des lieux pour les biens miniers sont comptabilisés selon le mode des unités de production.

Les changements apportés aux autres provisions résultant des révisions des estimations des dépenses nécessaires pour éteindre l'obligation ou des révisions à la fin de la période du taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché sont comptabilisés en résultat net. La charge au titre de la désactualisation de la valeur actualisée nette est comptabilisée en résultat net au cours de chaque période et incluse dans la charge d'intérêts nette.

O. Paiements fondés sur des actions

La Société évalue la charge de rémunération fondée sur les actions à la date d'attribution selon la juste valeur de l'attribution et comptabilise la charge au cours de la période d'acquisition des droits d'après l'estimation, par la Société, du nombre d'unités pour lesquelles les droits finissent par être acquis. Toute attribution dont les droits s'acquiert en tranches est comptabilisée comme une attribution distincte dont la juste valeur est évaluée séparément.

La charge de rémunération associée aux attributions réglées en instruments de capitaux propres et au comptant est comptabilisée respectivement dans les capitaux propres et le passif. Le passif lié aux attributions réglées au comptant est réévalué à la juste valeur à chacune des dates de clôture, y compris la date de règlement, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans la charge de rémunération.

P. Actifs détenus en vue de la vente

Un actif est classé comme détenu en vue de la vente si sa valeur comptable est recouvrée principalement au moyen d'une vente plutôt que par l'utilisation continue par la Société. Les actifs classés comme étant détenus en vue de la vente sont évalués au plus faible de leur valeur comptable ou de leur juste valeur diminuée des coûts de sortie. Toute dépréciation est comptabilisée en résultat net. L'amortissement et la mise en équivalence cessent quand un actif ou un placement en titres de capitaux propres est classé comme détenu en vue de la vente. Les actifs classés comme étant détenus en vue de la vente sont présentés comme courants dans les états de la situation financière consolidés.

Q. Contrats de location

I. Méthode comptable relative à la comptabilisation des contrats de location de 2019 et 2020

La Société a adopté l'IFRS 16, *Contrats de location* («IFRS 16»), le 1^{er} janvier 2019 et, en conséquence, a modifié en 2019 sa méthode comptable relative à la comptabilisation des contrats de location, laquelle est présentée ci-après. Se reporter à la section II) ci-après pour obtenir des renseignements sur la méthode comptable précédente.

Selon l'IFRS 16, un contrat renferme un contrat de location lorsqu'il confère au client le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé pour un certain temps moyennant une contrepartie.

Preneur

La Société conclut des contrats de location à l'égard de terrains, de bâtiments et locaux pour bureaux, de véhicules ainsi que de machines et d'équipement pour les sites. Pour tous les contrats répondant à la définition d'un contrat de location selon l'IFRS 16 dans lesquels la Société intervient en tant que preneur et qui ne sont pas exemptés en tant que contrats de location à court terme ou contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur, la Société :

- comptabilise les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives dans les états de la situation financière consolidés;
- comptabilise l'amortissement des actifs au titre de droits d'utilisation et la charge d'intérêts sur les obligations locatives dans les comptes de résultat consolidés;
- comptabilise les remboursements de principal sur les obligations locatives à titre d'activités de financement et les paiements d'intérêts sur les obligations locatives à titre d'activités d'exploitation dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés.

Pour les contrats de location à court terme ou les contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur, la Société comptabilise les paiements de loyers en tant que charges d'exploitation.

Les paiements de loyers variables qui ne sont pas fonction d'un indice ou d'un taux ne sont pas pris en compte dans l'évaluation de l'obligation locative et de l'actif au titre du droit d'utilisation, et sont comptabilisés en charges dans la période au cours de laquelle se produit l'événement ou la situation qui est à l'origine de ces paiements.

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont évalués initialement au montant de l'obligation locative, ajusté des paiements versés à la date de début ou avant cette date et majoré des coûts directs initiaux engagés et d'une estimation des coûts qui devront être engagés pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ou pour la remise du bien sous-jacent dans son état ou pour la restauration du lieu, déduction faite des incitatifs à la location reçus.

Les obligations locatives sont évaluées initialement à la valeur actualisée des paiements de loyers qui n'ont pas été versés à la date de début, calculée au moyen du taux d'emprunt marginal de la Société ou du taux d'intérêt implicite du contrat. L'obligation locative est réévaluée en cas de changement dans les paiements de loyers futurs en raison d'une variation d'un indice ou d'un taux, ou en cas de changement dans l'estimation ou l'appréciation par la Société de son intention d'exercer une option de prolongation, de résiliation ou d'achat. Un ajustement correspondant est apporté à la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation ou est comptabilisé en résultat net si la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation a été ramenée à zéro.

La durée du contrat de location comprend les intervalles de temps visés par toute option de prolongation que la Société a la certitude raisonnable d'exercer et par toute option de résiliation du contrat de location qu'elle a la certitude raisonnable de ne pas exercer.

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont amortis sur la plus courte de la durée du contrat de location et de la durée d'utilité du bien sous-jacent. Si le contrat de location a pour effet de transférer la propriété du bien sous-jacent ou si le coût de l'actif au titre du droit d'utilisation prend en compte l'exercice futur d'une option d'achat par la Société, l'actif au titre du droit d'utilisation relatif est amorti sur la durée d'utilité du bien sous-jacent.

La Société a choisi d'adopter la mesure de simplification qui permet au preneur de ne pas séparer les composantes non locatives, mais plutôt de comptabiliser chaque composante locative et les composantes non locatives qui s'y rattachent comme une seule composante, de nature locative.

Bailleur

Les contrats d'achat d'électricité («CAÉ») et autres contrats à long terme peuvent contenir des contrats de location ou être considérés comme tels si l'accord ne peut être exécuté sans l'utilisation d'un actif précis (p. ex., une unité de production) et si l'accord donne au client le droit de contrôler l'utilisation de cet actif.

Si la Société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont transférés au client, l'accord est un contrat de location-financement. Les actifs visés par les contrats de location-financement ne sont pas présentés comme des immobilisations corporelles, et l'investissement net dans le contrat de location, représenté par la valeur actualisée des montants dus par le preneur, est comptabilisé dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actif financier, classé comme une créance au titre du contrat de location-financement. Les paiements qui sont considérés comme faisant partie intégrante de l'accord sont ventilés entre une réduction de la créance au titre du contrat de location-financement et les produits tirés des contrats de location-financement. La composante produits tirés des contrats de location-financement des paiements est comptabilisée au moyen d'une méthode qui donne lieu à un taux de rendement constant de l'investissement net pour chaque période et est prise en compte dans les produits tirés des contrats de location-financement aux comptes de résultat consolidés.

Si la Société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont

conservés par la Société, l'accord est un contrat de location simple. Dans le cas des contrats de location simple, l'actif est inclus dans les immobilisations corporelles, ou continue de l'être, et est amorti sur sa durée d'utilité.

Quand la Société sous-loue la totalité ou une partie d'un actif qu'elle loue et à l'égard duquel elle demeure le débiteur principal en vertu du contrat de location, elle comptabilise séparément le contrat de location principal et le contrat de sous-location. Le contrat de sous-location est classé comme un contrat de location-financement par rapport à l'actif au titre du droit d'utilisation issu du contrat de location principal.

II. Méthode comptable relative à la comptabilisation des contrats de location avant 2019

Un contrat de location est un accord en vertu duquel le bailleur cède au preneur, pour une période déterminée, le droit d'utilisation d'un actif en échange d'un paiement ou d'une série de paiements.

Les CAÉ et autres contrats à long terme peuvent contenir des contrats de location ou être considérés comme tels si l'accord ne peut être exécuté sans l'utilisation d'un actif précis (p. ex., une unité de production) et si l'accord donne au client le droit d'utiliser cet actif.

Si la Société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont transférés au client, l'accord est un contrat de location-financement. Les actifs visés par les contrats de location-financement ne sont pas présentés comme des immobilisations corporelles, et l'investissement net dans le contrat de location, représenté par la valeur actualisée des montants dus par le preneur, est comptabilisé dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actif financier, classé comme une créance au titre du contrat de location-financement. Les paiements qui sont considérés comme faisant partie intégrante de l'accord sont ventilés entre une réduction de la créance au titre du contrat de location-financement et les produits tirés des contrats de location-financement. La composante produits tirés des contrats de location-financement des paiements est comptabilisée au moyen d'une méthode qui donne lieu à un taux de rendement constant de l'investissement net pour chaque période et est prise en compte dans les produits tirés des contrats de location-financement aux comptes de résultat consolidés.

Si la Société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont conservés par la Société, l'accord est un contrat de location simple. Dans le cas des contrats de location simple, l'actif est inclus dans les immobilisations corporelles, ou continue de l'être, et est amorti sur sa durée d'utilité. Le produit locatif tiré des contrats de location simple, y compris les loyers conditionnels, est comptabilisé sur la durée de l'accord et est pris en compte dans les produits des activités ordinaires aux comptes de résultat consolidés. Un loyer conditionnel peut survenir lorsque le paiement contractuel, dont le montant n'est pas fixe, est établi sur la base d'un critère comme le degré d'utilisation ou la production.

Les contrats de location ou d'autres accords contractuels dont la quasi-totalité des risques et des avantages rattachés à la propriété de ces actifs est transférée à la Société sont comptabilisés comme des contrats de location-financement. Un actif loué et une obligation découlant du contrat de location sont comptabilisés au plus faible de la juste valeur et de la valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location. Les paiements de location sont ventilés entre la charge d'intérêts et une réduction du passif lié au contrat de location. Les loyers conditionnels sont comptabilisés en charges au cours des périodes où ils sont engagés. Les actifs loués sont amortis sur la plus courte de la durée d'utilité estimative de l'actif et de la durée du contrat de location.

R. Coûts d'emprunt

La Société incorpore au coût de l'actif les coûts d'emprunt qui sont directement imputables aux emprunts généraux contractés aux fins de la construction d'actifs qualifiés ou qui y sont liés. Les actifs qualifiés sont des actifs qui exigent une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisés et qui comprennent en général des centrales ou d'autres actifs qui sont construits sur des périodes de plus de 12 mois. Les coûts d'emprunt considérés comme directement imputables sont ceux qui auraient pu être évités si les dépenses relatives à l'actif qualifié n'avaient pas été faites. Les coûts d'emprunt qui sont incorporés dans le coût de l'actif sont inclus dans le coût de la composante de l'immobilisation corporelle connexe. L'incorporation des coûts d'emprunt dans le coût d'un actif prend fin lorsque les activités indispensables à la préparation de l'actif préalablement à son utilisation sont pratiquement terminées.

Tous les autres coûts d'emprunt sont passés en charges pendant la période au cours de laquelle ils sont engagés.

S. Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle découlent des regroupements d'entreprises où la Société détient une participation inférieure à 100 %. Les participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées initialement à la juste valeur ou selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle au titre des actifs nets identifiables de l'entreprise acquise. La Société décide au cas par cas quelle méthode d'évaluation elle doit utiliser. Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent également découler d'un accord contractuel conclu entre la Société et une autre partie, en vertu duquel l'autre partie fait l'acquisition d'une participation dans un actif ou une activité en particulier, et la Société conserve le contrôle.

Après l'acquisition, la valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle est augmentée ou diminuée de la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle des variations subséquentes de capitaux propres et des paiements faits aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle. Le résultat global total est attribué aux participations ne donnant pas le contrôle même si cela donne lieu à un solde négatif.

T. Partenariats

Un partenariat est un accord contractuel en vertu duquel deux parties ou plus conviennent d'exercer une activité économique sous contrôle conjoint. La Société est partie à deux catégories de partenariats : les entreprises communes et les coentreprises.

Les entreprises communes impliquent que les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits à l'égard des actifs et des obligations au titre des passifs se rapportant à celle-ci. En général, chaque partie a droit à une quote-part de la production générée par l'actif et assume une quote-part convenue des charges engagées au titre de l'entreprise commune. La Société présente sa participation dans l'entreprise commune dans ses états financiers consolidés en utilisant la méthode de la consolidation proportionnelle et en comptabilisant sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges au titre de sa participation dans l'entreprise commune.

Dans les coentreprises, les coentrepreneurs n'ont aucun droit à l'égard des actifs ou des obligations de la coentreprise. Chaque coentrepreneur a plutôt des droits sur l'actif net du partenariat. La Société présente sa participation dans les coentreprises au moyen de la méthode de la mise en équivalence. Selon la méthode de la mise en équivalence, le placement est initialement comptabilisé au coût, et la valeur comptable est augmentée ou diminuée pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le résultat net de la coentreprise après la date d'acquisition. L'incidence des transactions entre la Société et les coentreprises est éliminée en fonction de la participation de la Société. Les distributions reçues des coentreprises réduisent la valeur comptable du placement. Tout excédent du coût d'une acquisition moins la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables comptabilisés d'une coentreprise est comptabilisé à titre de goodwill, est inclus dans la valeur comptable du placement et doit être soumis à un test de dépréciation en tant que partie intégrante du placement.

Les placements dans les coentreprises sont soumis à un test de dépréciation à chaque date de clôture en évaluant d'abord s'il existe une indication objective que le placement a subi une perte de valeur. S'il existe une telle indication objective, une imputation pour dépréciation est comptabilisée si la valeur recouvrable du placement est inférieure à sa valeur comptable. La valeur recouvrable du placement est calculée d'après la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de sortie.

U. Placements dans les entreprises associées

Une entreprise associée est une entité sur laquelle la Société exerce une influence notable. L'influence notable est le pouvoir de participer aux décisions relatives aux politiques financières et opérationnelles de l'entité, sans toutefois exercer un contrôle ou un contrôle conjoint sur ces politiques. En règle générale, il y a influence notable lorsqu'un investisseur détient plus de 20 % des droits de vote de l'entité émettrice.

Les placements dans les entreprises associées sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence. Selon la méthode de la mise en équivalence, le placement est initialement comptabilisé au coût, et la valeur comptable est augmentée ou diminuée pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le résultat net de l'entreprise associée après la date d'acquisition. La quote-part de la Société dans le résultat net de l'entreprise associée est comptabilisée en résultat net. Les distributions reçues de l'entreprise associée réduisent la valeur comptable du placement.

Les placements dans les entreprises associées sont soumis à un test de dépréciation à chaque date de clôture en évaluant d'abord s'il existe une indication objective que le placement a subi une perte de valeur. S'il existe une telle indication objective, une imputation pour dépréciation est comptabilisée si la valeur recouvrable du placement est inférieure à sa valeur comptable. La valeur recouvrable du placement est calculée d'après la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de sortie. Toute perte de valeur est comptabilisée dans la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans le compte de résultat.

V. Incitatifs gouvernementaux

Les incitatifs gouvernementaux sont comptabilisés lorsqu'il existe une assurance raisonnable que l'entité se conformera aux conditions rattachées aux incitatifs et que les incitatifs seront reçus. Lorsque l'incitatif est lié à une charge, il est comptabilisé en résultat net au cours de la même période pendant laquelle les coûts ou les produits connexes sont comptabilisés. Lorsque l'incitatif est lié à un actif, il est comptabilisé en réduction de la valeur comptable de l'immobilisation corporelle et comptabilisé en résultat comme une réduction de l'amortissement sur la durée d'utilité estimée de l'actif connexe.

W. Résultat par action

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour l'exercice.

Le résultat dilué par action est calculé en divisant le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, ajusté pour tenir compte de l'effet après impôts des dividendes, des intérêts ou d'autres variations du résultat net découlant des instruments potentiellement dilutifs, par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice, ajusté pour tenir compte des actions ordinaires supplémentaires qui seraient émises à la conversion de tous les instruments potentiellement dilutifs.

X. Regroupements d'entreprises

Les transactions qui constituent l'acquisition d'une entreprise sont comptabilisées au moyen de la méthode de l'acquisition. Les actifs identifiables acquis et les passifs repris sont évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Une entreprise se compose d'entrées et de processus, appliqués à ces entrées, qui ont la capacité de contribuer à la création de sorties. Le goodwill correspond à l'excédent de la juste valeur de la contrepartie transférée moins la juste valeur des actifs identifiables acquis et des passifs identifiables repris. Les frais liés à l'acquisition aux fins du regroupement d'entreprises, à l'exception des coûts d'émission de titres d'emprunt ou de capitaux propres, sont imputés au résultat net au fur et à mesure qu'ils sont engagés.

En 2019, la Société a adopté par anticipation les modifications apportées à l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* avant la date d'entrée en vigueur obligatoire du 1^{er} janvier 2020. Les modifications ont instauré, entre autres, un test facultatif pour déterminer s'il y a concentration de la juste valeur, qui peut être appliqué transaction par transaction et qui simplifie l'appréciation à porter pour pouvoir conclure qu'un ensemble d'activités et d'actifs acquis ne constitue pas une entreprise. Lorsque la quasi-totalité de la juste valeur de l'actif brut acquis se concentre dans un actif identifiable unique ou un groupe unique d'actifs identifiables similaires, la Société peut choisir de traiter l'acquisition comme une acquisition d'actifs au lieu d'un regroupement d'entreprises.

Y. Frais de découverte

Un actif au titre des activités de découverte est comptabilisé lorsque toutes les conditions suivantes sont réunies : i) il est probable que les avantages futurs associés à l'amélioration de l'accès aux réserves de charbon dans le cadre des activités de découverte seront réalisés, ii) la composante de la réserve de charbon pour laquelle l'accès a été amélioré peut être identifiée et iii) les coûts liés aux activités de découverte relatifs à cette composante peuvent être évalués de façon fiable. Les coûts comprennent les coûts directement engagés pour mener les activités de découverte ainsi qu'une répartition des frais généraux directement attribuables. L'actif au titre des activités de découverte qui en découle est amorti selon le mode de l'unité de production sur la durée d'utilité attendue de la composante identifiée à laquelle il a trait. L'amortissement est comptabilisé comme composante du coût standard des stocks de charbon.

Z. Jugements importants en matière de comptabilité et principales sources d'incertitude relative aux estimations

La préparation des états financiers exige de la direction qu'elle exerce son jugement, fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs, des produits et des charges, et les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels de la période. Ces estimations sont assujetties à une part d'incertitude. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique, et les modifications apportées aux lois et aux règlements.

Dans le processus d'application des méthodes comptables de la Société, la direction exerce divers jugements et fait des estimations à l'égard de questions dont l'issue demeure incertaine au moment de l'établissement des estimations, et qui peuvent avoir un effet significatif sur les montants qu'elle comptabilise dans les états financiers consolidés. Des estimations différentes, résultant des principales variables utilisées dans les calculs ou des changements apportés aux estimations utilisées, pourraient avoir des répercussions importantes sur la situation ou la performance financière de la

Société. Les jugements importants et les sources d'incertitude relatives aux mesures qui en résultent sont décrits ci-après :

I. COVID-19

L'épidémie du nouveau coronavirus (la «COVID-19») a amené les gouvernements à l'échelle mondiale à adopter des mesures d'urgence visant à contrer la propagation du virus. Ces mesures, notamment les interdictions de voyage, les périodes de quarantaine volontaire, l'auto-isolément, la distanciation physique et sociale et la fermeture des entreprises considérées comme non essentielles, ont fortement perturbé les entreprises à l'échelle mondiale, ce qui s'est traduit par un contexte économique incertain et complexe. La durée et l'incidence de la pandémie de COVID-19 sont inconnues pour le moment. Les estimations de la mesure dans laquelle la pandémie de COVID-19 pourrait influencer, directement ou indirectement, les activités, les résultats financiers et la situation financière de la Société dans les périodes futures sont également assujetties à une importante part d'incertitude. Se reporter à la note 16 pour une description des risques supplémentaires liés à la pandémie. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique, et les modifications apportées aux lois et aux règlements.

II. Dépréciation des immobilisations corporelles et du goodwill

Il y a une dépréciation lorsque la valeur comptable d'un actif, d'une UGT ou d'un groupe d'UGT auxquels se rapporte le goodwill excède sa valeur recouvrable, soit sa juste valeur diminuée des coûts de sortie ou sa valeur d'utilité, selon le montant le plus élevé. Chaque date de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un signe qu'une imputation pour dépréciation existe ou qu'une imputation pour dépréciation comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de la vente, l'information au titre des transactions de tiers pour des actifs similaires est utilisée et, si aucune donnée n'est disponible, d'autres techniques d'évaluation, comme les flux de trésorerie actualisés, sont utilisées. La valeur d'utilité est calculée au moyen de la valeur actualisée des estimations les plus probables de la direction à l'égard des flux de trésorerie futurs selon l'utilisation actuelle et l'état existant de l'actif.

Pour faire une estimation de la juste valeur diminuée des coûts de sortie ou de la valeur d'utilité au moyen des flux de trésorerie actualisés, des estimations doivent être faites et des hypothèses doivent être posées à l'égard des prix de vente, des coûts des produits vendus, de la production, de la consommation de combustible, des dépenses d'investissement, des coûts liés au démantèlement, et des autres entrées et sorties de trésorerie sur la durée de vie des installations, qui peut s'échelonner entre 30 et 60 ans. Pour formuler ces hypothèses, la direction se sert d'estimations fondées sur les prix convenus et les prix futurs d'après l'offre et la demande sur le marché dans la région où la centrale est exploitée, les niveaux de production prévus, les interruptions planifiées et non planifiées, les modifications apportées à la réglementation, et la capacité ou les restrictions de transport pour la durée de vie résiduelle des installations.

Les taux d'actualisation sont établis en utilisant le coût moyen pondéré du capital, lequel repose sur des hypothèses relatives à la structure du capital, au coût des capitaux propres et au coût de la dette en fonction de sociétés comparables présentant des caractéristiques de risque et de données observables de marché similaires à celles de l'immobilisation, de l'UGT ou du groupe d'UGT faisant l'objet de tests. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer d'une période à l'autre, et les résultats réels peuvent différer et diffèrent souvent des estimations. De plus, ils peuvent avoir une incidence positive ou négative sur la perte de valeur estimée, laquelle incidence pourrait être importante.

L'établissement des UGT ou des groupes d'UGT aux fins du test de dépréciation de l'actif et du goodwill peut également influencer sur le résultat du test. Une UGT est le plus petit groupe identifiable d'actifs qui génère des entrées de trésorerie en grande partie indépendantes de celles des autres actifs ou groupes d'actifs, et le goodwill est affecté à chacune des UGT ou aux groupes d'UGT qui devraient bénéficier des synergies de l'acquisition qui a donné lieu au goodwill. L'affectation du goodwill est réévaluée lorsque la composition des secteurs, des UGT ou des groupes d'UGT change. Pour l'établissement des UGT, il faut faire appel à beaucoup de jugement pour déterminer ce qui constitue des flux de trésorerie indépendants entre les centrales qui sont reliées au même réseau. La Société évalue les mécanismes du marché, les contraintes liées au transport et le profil contractuel de chaque centrale, ainsi que ses propres plans et pratiques en matière de gestion du risque lié au prix des produits de base pour choisir les points à analyser.

Pour ce qui est de l'affectation ou de la réaffectation du goodwill, il faut beaucoup de jugement pour évaluer les synergies et leurs incidences. Il existe également des seuils minimums relativement aux activités de sectorisation et de surveillance interne. Dans le cadre de cet exercice, la Société évalue les synergies en ce qui concerne les possibilités sur le plan du regroupement des talents et des technologies, son organisation fonctionnelle et son potentiel de croissance future, et examine ses propres processus d'évaluation du rendement. De l'information sur les jugements et estimations importants relatifs à la dépréciation dans la période de 2018 à 2020 est présentée aux notes 7, 18 et 21.

III. Contrats de location

Pour déterminer si les contrats de la Société contiennent ou sont des contrats de location, la direction doit faire preuve de jugement pour évaluer si le contrat procure au client le droit à la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation du bien pour la durée du contrat de location et s'il confère au client le droit de décider de l'utilisation du bien pour la durée du contrat de location. Pour les accords qui sont considérés comme contenant ou comme étant des contrats de location, la direction doit poser un jugement pour déterminer la durée du contrat de location en évaluant si l'exercice des options de résiliation et de prolongation est raisonnablement certain. L'exercice du jugement est également nécessaire pour déterminer les paiements fixes en substance (inclus) et les paiements variables qui sont fonction de facteurs d'utilisation ou du rendement (exclus) et pour déterminer les composantes locatives et les composantes non locatives du contrat (services reçus du fournisseur) et affecter les paiements liés aux contrats aux composantes locatives et aux composantes non locatives.

Pour les contrats de location dont le bailleur est la Société, la direction doit poser un jugement pour déterminer si, en substance, tous les risques et avantages significatifs inhérents à la propriété sont transférés au client ou sont conservés par la Société, afin de comptabiliser l'accord de façon appropriée à titre de contrat de location-financement ou de contrat de location simple. Ces jugements peuvent être importants et influencer sur la façon dont la Société classe les montants liés à l'accord à titre d'immobilisations corporelles ou de créances liées à un contrat de location-financement dans les états de la situation financière consolidés. Par conséquent, la valeur de certains éléments de produits et de charges dépend de ces classements.

IV. Impôts

La préparation des états financiers consolidés requiert une estimation des impôts sur le résultat ou de la provision pour impôts sur le résultat pour chaque territoire où la Société exerce ses activités. Le processus suppose aussi une estimation des impôts exigibles et des impôts qui devraient être payables ou recouvrables dans l'avenir, qui sont appelés impôts différés. L'impôt différé découle des effets des différences temporaires attribuables à des éléments dont le traitement à des fins fiscales diffère du traitement à des fins comptables. L'incidence fiscale de ces différences est prise en compte dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actifs et de passifs d'impôt différé. Il convient également de déterminer la probabilité que le résultat imposable futur de la Société sera suffisant pour permettre le recouvrement des actifs d'impôt différé. Dans la mesure où le recouvrement est improbable, les actifs d'impôt différé devront être réduits. La direction utilise les prévisions à long terme de la Société pour évaluer le recouvrement des actifs d'impôt différé. La direction doit avoir recours à son jugement pour évaluer les interprétations, les lois et les règlements fiscaux qui changent constamment, de façon à s'assurer de l'intégralité et de la présentation fiable des actifs et passifs d'impôt différé. L'utilisation d'évaluations et de traitements différents des estimations de la Société pourrait avoir des effets importants sur les montants comptabilisés au titre des actifs et des passifs d'impôt différé. Se reporter à la note 12 pour en savoir plus sur les incidences des politiques fiscales de la Société.

V. Instruments financiers et instruments dérivés

Les instruments financiers et les instruments dérivés de la Société sont comptabilisés à la juste valeur, et les variations initiales et subséquentes de la juste valeur ont une incidence sur le résultat présenté au cours de la période où la variation a lieu. Les justes valeurs des instruments financiers et des instruments dérivés sont classées dans trois niveaux. Les justes valeurs du niveau III sont calculées en utilisant des données d'entrée relatives aux actifs ou aux passifs qui ne sont pas facilement observables. La juste valeur est classée d'après une hiérarchie à trois niveaux, qui est présentée et décrite de manière plus détaillée à la note 15. Les justes valeurs de certains instruments financiers et dérivés sont classées dans le niveau III, car ceux-ci ne sont pas négociés par la Société sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période où des cours sont disponibles et nécessitent l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation internes pour établir la juste valeur.

Le calcul de la juste valeur de ces contrats et de ces instruments dérivés peut être complexe et repose sur des jugements et des estimations portant, entre autres, sur les prix futurs, la volatilité et la liquidité. Cette estimation de la juste valeur n'est pas nécessairement une indication des montants qui seront réalisés ou réglés, et les variations de ces hypothèses pourraient avoir une incidence sur la juste valeur des instruments financiers présentée. La juste valeur peut fluctuer considérablement et peut être favorable ou défavorable selon la conjoncture du marché. La Société doit faire preuve de jugement lorsqu'elle détermine si une transaction prévue hautement probable désignée à titre de couverture de flux de trésorerie aura lieu selon ses estimations au chapitre des prix et de la production pour permettre l'exécution de la transaction future.

Lorsque la Société conclut des contrats d'achat ou de vente d'éléments non financiers, comme certains produits de base, et que ces contrats peuvent faire l'objet d'un règlement net en trésorerie, la Société doit faire preuve de jugement pour évaluer s'ils ont été conclus et sont maintenus en vue de la réception ou de la livraison du produit de base, selon les besoins prévus de la Société en matière d'achat, de vente ou d'utilisation (c'est-à-dire, des besoins d'achat ou de vente normaux). Si cette affirmation ne peut être étayée, d'abord à la passation du contrat et sur une base continue, les contrats doivent être comptabilisés à titre de dérivés et évalués à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées en résultat net. Pour étayer l'affirmation concernant les besoins d'achat ou de vente normaux, la Société

tient compte de la nature des contrats, des besoins prévus en matière d'offre et de demande relativement aux contrats et de sa pratique de régler les montants nets de contrats similaires en trésorerie, ce qui peut entacher l'affirmation concernant les besoins d'achat ou de vente normaux.

VI. Frais de mise en valeur de projets

Les frais de mise en valeur de projets sont incorporés au coût de l'actif selon la méthode comptable décrite à la note 2 K). La direction doit exercer son jugement pour déterminer s'il y a des raisons de croire que les frais futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis seront une source de valeur future pour la Société, dans le cadre de la détermination du montant à incorporer dans le coût de l'actif. De l'information sur la radiation des frais de mise en valeur de projets est fournie à la note 7.

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

TransAlta comptabilise des provisions au titre des obligations de démantèlement et de remise en état comme il est décrit à la note 2 N) et à la note 23. Les provisions initiales pour frais de démantèlement et leurs variations subséquentes sont déterminées selon la meilleure estimation de la Société des dépenses au comptant requises, ajustées pour tenir compte des risques et des incertitudes inhérents au calendrier et au montant du règlement. Les dépenses au comptant estimées sont évaluées à la valeur actualisée selon un taux d'actualisation avant impôts courant ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché. Toute variation des flux de trésorerie estimés, des taux d'intérêt du marché ou du calendrier pourrait avoir une incidence importante sur la valeur comptable de la provision. De l'information sur les jugements et estimations importants de la Société en 2020 relativement à la provision au titre du démantèlement et de la remise en état est présentée aux notes 3 A) III), 7 et 23.

VIII. Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie sur sa durée d'utilité estimée. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits et les résultats passés, compte tenu de la durée matérielle prévue de l'actif, des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue, de la désuétude technologique possible et de la réglementation. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est examinée au moins une fois l'an afin d'assurer qu'elle continue d'être appropriée. De l'information sur les changements apportés à la durée d'utilité des installations est fournie à la note 3 A) III).

IX. Avantages futurs du personnel

La Société offre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, comme les régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire, à ses employés. Le coût de ces prestations dépend de nombreux facteurs, y compris des résultats réels et des estimations et hypothèses concernant les résultats futurs des régimes.

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 annuelle sont touchés par les estimations relatives à ce qui suit :

- Des données démographiques sur les employés, notamment l'âge, le salaire, la durée d'emploi, les cotisations versées et le rendement des actifs des régimes
- Les effets des changements aux dispositions des régimes
- Les changements d'hypothèses actuarielles importantes, notamment les salaires, l'augmentation des coûts des soins de santé et les taux d'actualisation

En raison de la complexité de l'évaluation des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, un changement au titre de l'estimation de l'un de ces facteurs peut avoir une incidence importante sur la valeur comptable de l'obligation au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi ou les charges connexes. Ces hypothèses sont examinées tous les ans afin d'assurer qu'elles sont toujours appropriées. Se reporter à la note 31 sur les informations relatives aux avantages futurs du personnel.

X. Autres provisions

Lorsqu'il y a lieu, la Société comptabilise les provisions découlant des activités d'exploitation continues, comme l'interprétation et l'application des modalités des contrats, les poursuites en instance et les réclamations pour cause de force majeure. Ces provisions et changements subséquents qui peuvent leur être apportés sont déterminés selon la meilleure estimation de la Société de l'issue de l'événement sous-jacent et peuvent également subir l'incidence des estimations formulées par des tiers, selon les exigences contractuelles. Le montant réel des provisions qui pourrait être requis peut être considérablement différent du montant comptabilisé. Pour en savoir plus sur les autres provisions, se reporter aux notes 4, 9 et 23.

XI. Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Lorsque les contrats renferment plusieurs promesses de fourniture de biens et de services, la direction exerce son jugement pour établir si les biens ou services constituent des biens ou services distincts ou une série de biens ou services distincts qui sont essentiellement les mêmes et qui sont fournis au client au même rythme. La détermination de l'obligation de prestation influe sur la comptabilisation du prix de transaction, soit à un moment précis ou progressivement. La direction tient compte à la fois des mécanismes du contrat et de l'environnement économique et opérationnel du contrat pour déterminer si les biens ou les services d'un contrat sont distincts.

Pour déterminer le prix de transaction et les estimations de la contrepartie variable, la direction prend en compte l'historique de l'utilisation passée du client afin d'évaluer les biens et services à fournir au client. La Société tient également compte des niveaux de production historiques et des conditions d'exploitation de ses actifs de production variables. Les contrats de la Société prévoient généralement un montant précis à facturer à un client associé à chaque obligation de prestation du contrat. Lorsque les contrats ne précisent pas de montants pour chacune des obligations de prestation, la Société estime le montant du prix de transaction à attribuer à chacune des obligations de prestation en fonction de son prix de vente spécifique, qui est principalement estimé en fonction des montants qui seraient facturés aux clients dans des conditions de marché similaires.

Pour remplir ses obligations de prestation, la direction doit faire preuve de jugement pour déterminer le moment où le contrôle du bien ou du service sous-jacent est transféré au client. La détermination du moment où une obligation de prestation est remplie influe sur le moment de la comptabilisation des produits des activités ordinaires. La direction tient compte à la fois de l'acceptation du bien ou du service par le client et de l'incidence des lois et des règlements, comme les exigences en matière de certification, pour déterminer à quel moment ce transfert a lieu.

La direction fait également preuve de jugement pour déterminer si la mesure de simplification liée au montant facturé permet la comptabilisation des produits des activités ordinaires au montant de la facture, sous réserve que ce montant corresponde directement à la prestation de l'entité effectuée jusqu'à la date considérée.

XII. Classement des partenariats

Lorsque la Société établit un partenariat, elle doit le classer soit comme une entreprise commune, soit comme une coentreprise, le classement ayant une incidence sur la comptabilisation du partenariat. Pour déterminer le classement du partenariat, la Société exerce son jugement en évaluant les modalités de l'accord afin de déterminer si elles confèrent aux parties des droits sur l'actif et des obligations ou des droits sur l'actif net. Pour comprendre les droits des parties à l'entreprise, il convient d'évaluer certains facteurs comme la structure juridique, les accords contractuels et d'autres faits et circonstances, à savoir, par exemple, si l'entreprise vise principalement à fournir une production aux parties et si les parties sont pour ainsi dire la seule source de flux de trésorerie de l'entreprise.

XIII. Influence notable

Lorsque la Société effectue un placement, elle doit le classer soit comme un placement dans une entreprise associée, soit comme un placement aux termes de l'IFRS 9. Pour déterminer le classement, la Société exerce son jugement en évaluant si elle exerce une influence notable sur l'entité émettrice. L'influence notable est le pouvoir de participer aux décisions relatives aux politiques financières et opérationnelles de l'entité émettrice, sans toutefois exercer un contrôle ou un contrôle conjoint sur ces politiques. Si la Société détient 20 % ou plus des droits de vote dans l'entité émettrice, elle est présumée exercer une influence notable, sauf s'il peut être démontré clairement que ce n'est pas le cas. D'autres facteurs tels que la représentation au sein du conseil d'administration, la participation aux processus d'élaboration des politiques, les transactions significatives entre la Société et l'entité émettrice, l'échange de personnel de direction ou la fourniture d'informations techniques essentielles sont pris en compte pour évaluer si la Société exerce une influence notable sur une entité émettrice.

3. Modifications comptables

A. Modifications comptables de l'exercice considéré

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

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

Les modifications précisent que le caractère significatif dépend de la nature ou de l'ampleur de l'information, prise individuellement ou conjointement avec d'autres informations, dans le contexte des états financiers. Une anomalie dans l'information est significative si on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elle influence les décisions prises par les

principaux utilisateurs. Ces modifications n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société et ne devraient pas avoir d'incidence sur celle-ci dans le futur.

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

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

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

III. Changements dans les estimations

Durée d'utilité des immobilisations corporelles du secteur Énergie thermique en Alberta

Au cours du troisième trimestre de 2020, le conseil a approuvé la fermeture accélérée de la mine de Highvale d'ici la fin de 2021 et, par conséquent, la durée d'utilité des actifs connexes a été ajustée pour être conforme aux plans de conversion au gaz de la Société. Cet ajustement a entraîné une augmentation de 15 millions de dollars de la dotation aux amortissements qui a été comptabilisée dans les comptes de résultat consolidés au deuxième semestre de 2020. Au 31 décembre 2020, la valeur comptable de la mine de Highvale, y compris les immobilisations corporelles, les actifs au titre de droits d'utilisation et les immobilisations incorporelles, s'établissait à 373 millions de dollars.

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a ajusté les durées d'utilité de certains actifs du secteur Charbon, avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2019, afin de refléter les changements annoncés dans le cadre du plan d'investissement dans l'énergie propre (se reporter à la note 4 A) pour en savoir plus). Par conséquent, les durées d'utilité des actifs utilisés uniquement pour les activités de combustion du charbon ont été raccourcies alors que celles d'autres actifs ont été prolongées du fait qu'ils ont été identifiés comme étant utilisés après la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz ou après la conversion à cycle combiné. En raison du raccourcissement des durées d'utilité des actifs du secteur Charbon, la dotation aux amortissements pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a augmenté d'environ 16 millions de dollars.

En 2018, par suite de l'entente sur l'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta décrite à la note 9 B), la Société a ajusté la durée d'utilité de certains de ses actifs miniers afin de s'aligner sur les plans de conversion du charbon en gaz de la Société. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a augmenté de 38 millions de dollars.

Au troisième trimestre de 2018, la Société a mis hors service l'unité 2 de la centrale de Sundance et a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 38 millions de dollars pour la valeur comptable nette résiduelle de l'actif. Au troisième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 70 millions de dollars sur l'unité 3 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de mettre cette unité hors service. La décision de mise hors service de l'unité 3 de la centrale de Sundance a été prise essentiellement en fonction de l'évaluation des conditions futures du marché, de l'âge et de l'état de l'unité, ainsi que de notre capacité à fournir de l'énergie et de la capacité de production de notre portefeuille en Alberta.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles du secteur Énergie éolienne et énergie solaire

Au cours du troisième trimestre de 2019, la répartition des coûts comptabilisés à l'égard des composantes des immobilisations corporelles du secteur Énergie éolienne et énergie solaire et leurs durées d'utilité ont été examinées. À la suite de l'examen, des composantes supplémentaires ont été identifiées du fait que la durée d'utilité de certaines pièces est plus courte que l'estimation initiale. La durée d'utilité de chacune de ces composantes a été réduite, passant de 30 ans à 15 ans ou à 10 ans. Par conséquent, la dotation aux amortissements pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a augmenté d'environ 11 millions de dollars.

Sheerness

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a ajusté la durée d'utilité des actifs de la centrale alimentée au charbon de Sheerness afin de s'aligner sur les plans de conversion au bicarburant. Par conséquent, les durées d'utilité des actifs utilisés pour les activités de combustion du charbon et celles d'autres actifs ont été prolongées, et la dotation aux amortissements pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a diminué d'environ 8 millions de dollars.

Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées, conformément aux méthodes comptables de la Société, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient.

Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions

Au quatrième trimestre de 2020, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la centrale de Sarnia afin de refléter la mise à jour de l'étude technique. La meilleure estimation que la Société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a diminué de 15 millions de dollars, ce qui a entraîné une diminution des actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles.

Au troisième trimestre de 2020, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Highvale afin de refléter l'avancement de la fermeture de la mine, la révision du plan de mine et les activités minières courantes, y compris le volume accru des déplacements de matériel minier. La meilleure estimation que la Société est en mesure de fournir à l'heure actuelle à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 75 millions de dollars, ce qui a entraîné une augmentation des actifs connexes comptabilisés dans les immobilisations corporelles.

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia puisque la direction ne croyait plus que les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état seraient terminés comme il avait été proposé initialement. À la fin de 2019, la meilleure estimation que la Société était en mesure de fournir à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 141 millions de dollars. Étant donné que la mine de Centralia n'est plus en exploitation et qu'elle a atteint la fin de sa durée d'utilité en 2006, cet ajustement a donné lieu à la comptabilisation immédiate de la totalité des 141 millions de dollars au poste Imputation pour dépréciation d'actifs dans le résultat net.

B. Modifications comptables futures

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

La Société prévoit d'adopter par anticipation les modifications apportées à l'IAS 16 intitulées *Immobilisations corporelles – Produit antérieur à l'utilisation prévue* le 1^{er} janvier 2021. La date d'entrée en vigueur obligatoire des modifications est le 1^{er} janvier 2022. Les modifications interdisent de déduire du coût d'une immobilisation corporelle le produit de la vente des éléments produits pendant le transfert de l'actif jusqu'à son lieu d'exploitation et sa mise en état pour permettre son exploitation. L'adoption par anticipation des modifications ne devrait pas entraîner d'ajustements.

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

En août 2020, l'IASB a publié *Réforme des taux d'intérêt de référence – Phase 2*, qui modifie l'IFRS 9, *Instruments financiers*, l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, l'IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir* et l'IFRS 16, *Contrats de location*. Les modifications sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2021 et seront appliquées par la Société en 2021. Aucune incidence financière ne devrait découler de l'application des modifications.

C. Chiffres comparatifs

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

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

A. Plan d'investissement dans l'énergie propre

Le plan d'investissement dans l'énergie propre de TransAlta annoncé en 2019 comprend la conversion au gaz naturel de ses actifs alimentés au charbon existants en Alberta et l'avancement de sa position de chef de file en matière de production d'énergie sur place et d'énergie renouvelable. Le plan d'investissement dans l'énergie propre contenait plus d'information sur des initiatives précédemment soulignées que TransAlta poursuit depuis le début de 2017.

Le plan d'investissement dans l'énergie propre de TransAlta prévoit la conversion au gaz en 2021 de trois de nos centrales thermiques existantes en Alberta en remplaçant leurs brûleurs à charbon actuels par des brûleurs au gaz naturel. On estime le coût de conversion de chaque centrale à environ 35 millions de dollars. Le 1^{er} février 2021, nous avons annoncé l'achèvement de la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance. La Société poursuit la conversion des unités 2 et 3 de sa centrale de Keephills qu'elle prévoit terminer plus tard en 2021 et a émis un ordre de démarrage des travaux pour les deux unités. En outre, la conversion au bicarburant de l'unité 2 de la centrale de Sheerness a été achevée le 4 avril 2020. La centrale de Sheerness recevra sa dernière livraison de charbon au cours du premier trimestre de 2021 et elle épuisera activement ses stocks de charbon jusqu'à la fin de 2021. L'élimination du charbon comme source de combustible réduira les coûts du combustible et les coûts liés aux gaz à effet de serre («GES») à la centrale de Sheerness.

Les faits saillants de ces investissements dans la conversion au gaz sont les suivants :

- Positionnement du portefeuille de TransAlta en tant que producteur à faible coût dans le marché fondé sur l'énergie seulement en Alberta
- Réalisation de rendements attrayants en tirant parti des infrastructures existantes de la Société
- Prolongation considérable de la durée d'utilité et des flux de trésorerie de nos centrales thermiques en Alberta
- Réduction considérable des émissions atmosphériques et des coûts

Le plan d'investissement dans l'énergie propre prévoit également le rééquipement des turbines à vapeur à l'unité 5 de la centrale de Sundance et possiblement à l'unité 1 de la centrale de Keephills par l'installation d'une ou de plusieurs turbines à combustion et de générateurs de vapeur à récupération de chaleur, créant ainsi des unités à cycle combiné très efficaces. Les unités rééquipées devraient nécessiter un investissement en immobilisations de 35 % à 45 % moins élevé que pour une nouvelle installation à cycle combiné, tout en produisant un rendement thermique similaire. Au cours du premier trimestre de 2020, nous avons obtenu l'approbation réglementaire de l'Alberta Utilities Commission («AUC») et du ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta pour le renouvellement des systèmes de production de l'unité 5 de la centrale de Sundance et de l'unité 1 de la centrale de Keephills en unités à cycle combiné. Au quatrième trimestre de 2020, un contrat d'approvisionnement en matériel a été conclu dans le cadre de la stratégie de renouvellement de l'unité 5 de la centrale de Sundance pour en faire une unité à cycle combiné très efficace. La mise en service devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2023. L'unité 5 à cycle combiné rééquipée de la centrale de Sundance, qui aura une capacité d'environ 730 MW, devrait coûter entre 800 millions de dollars et 825 millions de dollars, ce qui est bien inférieur au coût d'aménagement d'un nouveau projet de centrale à cycle combiné. Dans le cadre de cette transaction, nous avons également fait l'acquisition d'un CAÉ à long terme visant la fourniture de capacité et d'énergie, y compris le transfert des coûts liés aux gaz à effet de serre, qui sera en vigueur vers la fin de 2023 et dont la contrepartie est Shell Energy North America (Canada). La Société continuera à étudier la possibilité de renouveler les systèmes de production de l'unité 1 de la centrale de Keephills en 2021 et 2022 en vue d'augmenter l'approvisionnement sur le marché albertain entre 2026 et 2030.

TransAlta est résolue à cesser ses activités de production d'électricité au charbon au Canada d'ici le 1^{er} janvier 2022. Au cours du troisième trimestre de 2020, le conseil a approuvé la fermeture accélérée de la mine de Highvale d'ici la fin de 2021 et la durée d'utilité des actifs connexes a été ajustée pour être conforme aux plans de conversion au gaz de la Société. Par conséquent, la Société a annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2022, l'unité 1 de la centrale de Keephills et l'unité 4 de la centrale de Sundance cesseront leur production d'électricité au charbon et ne seront alimentées qu'au gaz. La capacité maximale de ces unités sera réduite respectivement à 70 MW et 113 MW.

Au 31 décembre 2020, la valeur comptable de la mine de Highvale, y compris les immobilisations corporelles, les actifs au titre de droits d'utilisation et les immobilisations incorporelles, s'établissait à 373 millions de dollars. Par conséquent, notre coût par tonne de charbon augmentera étant donné que les coûts fixes du charbon seront répartis sur un volume plus faible. Au cours du deuxième semestre de 2020, l'augmentation de la dotation aux amortissements et de notre coût par tonne de charbon a dépassé la valeur nette de réalisation du stock de charbon et une réduction de valeur de 37 millions de dollars a été comptabilisée au titre des coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité. Alors que la mine de Highvale entre dans la phase de remise en état, notre consommation de charbon prévue devrait continuer à diminuer, ce qui fera augmenter davantage le coût du charbon et les réductions de valeur futures prévues sur les coûts du combustible. Nous avons entamé l'exercice 2020 avec des stocks de 2,1 millions de tonnes de charbon. Au cours de l'exercice, nous avons extrait 2,3 millions de tonnes supplémentaires et consommé 3,5 millions de tonnes. Nous avons clos l'exercice 2020 avec environ 1 million de tonnes de charbon en stock et nous continuerons d'épuiser activement nos stocks de charbon jusqu'à ce que nos activités minières cessent d'ici la fin de 2021.

Le plan d'investissement dans l'énergie propre de la Société comprend aussi trois projets de parc éolien aux États-Unis, un projet de parc éolien en Alberta et une centrale de cogénération, comme il est expliqué en détail ci-après dans la présente rubrique. Le projet de parc éolien Big Level («Big Level») et le projet de parc éolien Antrim («Antrim») ont été mis en service respectivement le 19 décembre 2019 et le 24 décembre 2019. Le projet de parc éolien Skookumchuck est entré en service le 7 novembre 2020 et a été acquis par la Société le 25 novembre 2020. Le projet de parc éolien Windrise («Windrise») est actuellement en cours de construction. Ces projets s'appuient sur des CAÉ à long terme avec des contreparties très solvables. De plus, TransAlta a conclu des ententes portant sur la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à l'usine de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South («K3»). De plus amples renseignements sur l'état actuel du projet de centrale de cogénération de Kaybob se trouvent à la note 4 J).

B. Gazoduc Pioneer

Le 17 décembre 2018, la Société a exercé son option d'acquérir une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer pour une contrepartie de 83 millions de dollars. Tidewater Midstream & Infrastructure Ltd («TMI») et TransAlta détiennent chacune une participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer qui est soutenu par une entente d'achat ferme de 15 ans de TransAlta aux droits du marché. Au cours du quatrième trimestre de 2019, TransAlta a comptabilisé un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative pour la partie du gazoduc Pioneer qui n'est pas détenue directement.

En 2019, le gazoduc Pioneer a transporté du gaz pour la première fois, quatre mois plus tôt que prévu, jusqu'aux unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de TransAlta. Le gazoduc Pioneer avait initialement un débit d'environ 50 Mpi³/jour de gaz naturel durant la phase de démarrage au cours de laquelle les débits initiaux ont fluctué selon les conditions du marché. Le gazoduc Pioneer a atteint un débit ferme d'environ 130 Mpi³/jour de gaz naturel à compter du 1^{er} novembre 2019.

Le gazoduc Pioneer est détenu par une entité distincte constituée comme une entreprise commune avec TMI. La Société présente sa participation dans l'entreprise commune dans ses états financiers consolidés en utilisant la méthode de la consolidation proportionnelle et en comptabilisant sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges au titre de sa participation dans l'entreprise commune dans le secteur Énergie thermique en Alberta. Le gazoduc Pioneer est classé comme une entreprise commune, étant donné que TransAlta est actuellement le seul client et que les deux parties fournissent les seuls flux de trésorerie servant à financer les activités d'exploitation.

Le 1^{er} octobre 2020, TransAlta a annoncé avoir conclu un accord définitif d'achat et de vente prévoyant la vente de sa participation de 50 % dans le gazoduc Pioneer à ATCO Gas and Pipelines Ltd. («ATCO») (la «transaction»). Le prix d'achat de 255 millions de dollars représente les participations de TransAlta et de TMI. Cet accord remplace l'accord d'achat et de vente précédent visant la vente du gazoduc Pioneer à NOVA Gas Transmission Ltd. («NGTL») qui avait été conclu au deuxième trimestre de 2020. ATCO a obtenu le droit d'acquérir le gazoduc Pioneer en concluant une convention d'option avec NGTL. Après la clôture de la transaction, le gazoduc Pioneer fera partie des systèmes de transport de gaz naturel intégrés de NGTL et d'ATCO en Alberta, afin de fournir un approvisionnement fiable en gaz naturel aux centrales électriques de Sundance et de Keephills de TransAlta. Au 31 décembre 2020, notre participation dans le gazoduc Pioneer est incluse dans les actifs détenus en vue de la vente dans les états de la situation financière consolidés.

De plus, TransAlta a conclu des contrats de transport fermes à long terme avec NGTL pour la livraison de gaz naturel pour un volume de 351 TJ/ jour, ce qui portera le total des contrats de transport fermes à long terme à 400 TJ/jour d'ici 2023. Les engagements actuels de TransAlta, y compris les 139 TJ/jour avec TMI, resteront en place jusqu'à la clôture de la transaction. La transaction est soumise aux approbations réglementaires habituelles et devrait se clôturer au deuxième trimestre de 2021.

C. Projet de parc éolien Skookumchuck

Le 12 avril 2019, TransAlta a signé une entente avec Southern Power Company, une filiale de Southern Company, lui donnant l'option d'acquérir une participation de 49 % dans SP Skookumchuck Investments LLC («Skookumchuck») conjointement avec Southern Power dès sa mise en service. Le projet de parc éolien Skookumchuck de 136,8 MW est situé dans les comtés de Lewis et de Thurston, à proximité de la centrale de Centralia, dans l'État de Washington, et se compose de 38 éoliennes Vestas V136. Le projet de parc éolien est entré en service le 7 novembre 2020.

Le 25 novembre 2020, TransAlta a conclu l'acquisition de Skookumchuck. Le montant net des dépenses d'investissement totales de TransAlta s'est élevé à 163 millions de dollars, dont une tranche de 86 millions de dollars (66 millions de dollars américains) a été payée en trésorerie par TransAlta et le solde de 77 millions de dollars (59 millions de dollars américains) a été financé au moyen d'un financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux. Le placement a été classé comme une coentreprise, étant donné qu'il est détenu dans une entité distincte et que la Société a des droits sur les actifs nets de Skookumchuck. La Société comptabilise ses participations dans des partenariats dans ses états financiers consolidés en utilisant la méthode de la mise en équivalence et en comptabilisant sa quote-part du résultat aux comptes de résultat consolidés.

Le projet est visé par un CAÉ de 20 ans avec Puget Sound Energy. TransAlta a conclu une entente définitive avec TransAlta Renewables pour que cette dernière acquière sa participation dans Skookumchuck en avril 2021, comme il en est question ci-après dans la présente rubrique.

D. WindCharger

Le 1^{er} août 2020, le projet de stockage à batteries WindCharger («WindCharger») a été vendu à TransAlta Renewables. WindCharger est en service depuis le 15 octobre 2020. Il s'agit du premier projet de stockage d'énergie à batteries à grande échelle en Alberta. Le projet WindCharger a une capacité nominale de 10 MW et une capacité de stockage totale de 20 MWh. WindCharger est situé dans le sud de l'Alberta dans le district municipal de Pincher Creek, à côté du poste se rapportant au parc éolien Summerview de TransAlta. WindCharger stocke l'énergie produite par l'unité 2 du parc

éolien Summerview, situé à proximité, et la décharge dans le réseau électrique de l'Alberta en période de forte demande. TransAlta devrait recevoir un cofinancement de près de 50 % du coût de construction de 14 millions de dollars de la part d'Emissions Reduction Alberta. WindCharger participe au marché de gros de l'énergie et des services auxiliaires de l'Alberta Electric System Operator («AESO»).

E. Windrise

Le 17 décembre 2018, le projet de parc éolien Windrise de 207 MW de TransAlta a été choisi par l'AESO comme l'un des trois projets retenus lors de la troisième ronde du programme d'électricité renouvelable. TransAlta et l'AESO ont ensuite conclu un accord de soutien pour l'électricité renouvelable d'une durée de 20 ans. Windrise est situé sur un terrain de 11 000 acres dans le comté de Willow Creek, en Alberta, et devrait coûter entre 270 millions de dollars et 285 millions de dollars environ. Windrise a obtenu l'approbation de l'AUC pour l'exploitation du parc éolien et l'aménagement de la ligne de transport requise pour raccorder le parc au réseau de l'Alberta. Les activités de construction de Windrise se poursuivent, et toutes les procédures nécessaires à la protection de l'équipe de construction durant la pandémie de COVID-19 ont été mises en place. Toutefois, en raison de la COVID-19 et des retards de construction qui en découlent, la date de mise en service devrait se situer au deuxième semestre de 2021. Au 31 décembre 2020, le projet Windrise était achevé à 78 %. Le 26 février 2021, TransAlta Renewables a fait l'acquisition de Windrise auprès de la Société, comme il en est question ci-après.

F. Acquisitions de projets de parc éolien

En 2019, TransAlta a acquis un portefeuille de projets de parc éolien aux États-Unis. Si la Société décide d'aller de l'avant avec l'un de ces projets, une contrepartie supplémentaire pourrait être payable projet par projet uniquement dans le cas où un projet est mis en service avant le 31 décembre 2025.

G. Acquisition d'EMG International

Le 30 novembre 2020, TransAlta a acquis une participation de 30 % dans EMG afin de diversifier son offre de développement durable aux clients tout en soutenant directement sa transition vers l'énergie propre et ses objectifs de développement durable. Le prix d'achat de 12 millions de dollars américains comprend une composante estimative conditionnelle à la réalisation par EMG de certaines mesures de résultats en 2020 et 2021, après l'acquisition. Le montant définitif de la composante conditionnelle sera calculé en fonction des résultats réellement obtenus. EMG est une société bien établie qui compte plus de 25 ans d'expérience dans l'épuration des eaux usées de procédé et qui est spécialisée dans la conception et la construction de systèmes de digestion anaérobie à haut rendement. Le procédé d'épuration des eaux usées d'EMG transforme les déchets organiques en une source précieuse d'énergie renouvelable. Sa technologie produit un flux de biogaz qui peut être utilisé comme combustible pour produire de l'électricité, remplaçant l'énergie consommée à partir de ressources à émissions élevées. Ce placement offre à TransAlta une occasion unique de tirer parti de sa vaste expérience en matière de production sur place afin de soutenir les avancées d'EMG dans le domaine de la valorisation énergétique des déchets. Ce placement permettra à la Société de faire progresser sa présence sur les marchés américains du développement durable et de la production sur place. Le placement a été classé comme un placement dans une entreprise associée, étant donné que la Société détient 30 % de l'entité et qu'elle est représentée au sein du comité de gestion. La Société comptabilise son placement dans des entreprises associées dans ses états financiers consolidés en utilisant la méthode de la mise en équivalence et en comptabilisant sa quote-part du résultat au compte de résultat consolidé.

H. Acquisitions de TransAlta Renewables

Le 23 décembre 2020, la Société a annoncé qu'elle avait conclu des ententes définitives pour l'acquisition par TransAlta Renewables de sa participation directe de 100 % dans le projet éolien Windrise de 207 MW situé dans le district municipal de Willow Creek, en Alberta; d'une participation financière de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck de 137 MW situé dans les comtés de Thurston et de Lewis, dans l'État de Washington; et d'une participation financière de 100 % dans la centrale de cogénération Ada de 29 MW située à Ada, dans le Michigan. L'acquisition par TransAlta Renewables de Windrise a été clôturée le 26 février 2021, et celle des participations financières dans la centrale de cogénération Ada et le parc éolien Skookumchuck devrait se clôturer en avril 2021. Le prix total de l'acquisition du portefeuille d'actifs devrait s'établir à 439 millions de dollars, ce qui comprend le solde des coûts de construction du projet de parc éolien Windrise. TransAlta Renewables financera l'acquisition et le solde des coûts de construction avec le produit du financement de TEC Hedland. Se reporter à la note 4 L) pour plus de détails.

I. Prolongation du contrat avec BHP Nickel West

Le 22 octobre 2020, Southern Cross Energy («SCE»), une filiale de la Société, a remplacé et prolongé son CAÉ existant avec BHP Billiton Nickel West Pty Ltd. («BHP»). SCE se compose de quatre centrales de production d'une capacité combinée de 245 MW dans la région de Goldfields, en Australie-Occidentale.

Le nouveau contrat est entré en vigueur le 1^{er} décembre 2020 et remplace le contrat précédent, qui devait prendre fin le 31 décembre 2023. La modification au CAÉ reporte la date d'échéance jusqu'au 31 décembre 2038 et confère à SCE le

droit exclusif de fournir de l'énergie thermique et électrique provenant de ses centrales aux installations minières de BHP, situées dans la région de Goldfields, en Australie-Occidentale. La prolongation procurera à SCE un remboursement de capital et un rendement sur le capital investi à l'égard des nouvelles dépenses d'investissement qui seront nécessaires pour soutenir les futurs besoins énergétiques de BHP et favoriser l'atteinte des objectifs de réduction des émissions récemment annoncés. Les modifications au CAÉ procurent également à BHP des droits de participation visant à intégrer la production d'électricité renouvelable, y compris l'énergie solaire et éolienne, grâce à des technologies de stockage d'énergie, sous réserve du respect de certaines conditions. L'évaluation de l'approvisionnement en énergie renouvelable et les initiatives de réduction des émissions de carbone en vertu du CAÉ prolongé avec SCE sont en cours, y compris une centrale solaire photovoltaïque de 18,5 MW soutenue par un système de stockage d'énergie à batteries et un système de turbine à vapeur alimentée par la chaleur récupérée.

Aux fins comptables, le CAÉ initial a été comptabilisé à titre de contrat de location simple. Or, le nouveau CAÉ est comptabilisé à titre de contrat de location-financement. Par conséquent, nous avons décomptabilisé un actif net de 77 millions de dollars, qui comprend les soldes des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, des crédits reportés et des charges payées d'avance. En outre, nous avons comptabilisé un montant à recevoir de 89 millions de dollars au titre d'un contrat de location-financement et un profit de 12 millions de dollars à la cession d'actifs. Après la transaction, la Société a engagé des coûts supplémentaires au titre des activités d'entretien d'envergure relativement à ces actifs, qu'elle a comptabilisés en réduction du profit à la cession d'actifs.

J. Entente visant la construction et la détention d'une centrale de cogénération en Alberta

Le 1^{er} octobre 2019, TransAlta et Energy Transfer Canada («ET Canada», auparavant SemCAMS Midstream ULC) ont conclu des ententes définitives portant sur la mise en valeur, la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale de cogénération d'une puissance de 40 MW à l'usine de traitement de gaz acide numéro 3 de Kaybob South. La centrale devait recevoir ses dernières approbations réglementaires au cours du deuxième semestre de l'exercice et les travaux de construction devaient commencer en décembre 2020. Toutefois, le 25 septembre 2020, l'AUC a rendu sa décision approuvant la construction et l'exploitation de la centrale, mais rejetant la demande de désignation de système industriel. Nous participons actuellement à des discussions commerciales et techniques avec ET Canada concernant le projet de K3 ou la possibilité de développer un nouveau projet sur un autre site appartenant à ET Canada ou exploité par celle-ci.

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

Le 19 mai 2020, la Société a conclu l'acquisition précédemment annoncée d'une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel visée par des contrats auprès de deux sociétés fermées pour un prix d'achat de 27 millions de dollars américains. La centrale Ada est une centrale de cogénération de 29 MW («Ada») dans le Michigan, visée par un CAÉ et un contrat de vente de vapeur pour environ six ans conclus avec Consumers Energy et Amway.

Le tableau suivant présente la juste valeur des actifs et passifs identifiables de l'entité acquise dans le cadre du regroupement d'entreprises à la date d'acquisition :

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

¹ Se rapportent au contrat de vente d'électricité acquis et seront amorties sur six ans.

L. TEC Hedland Pty Ltd. obtient un financement de 800 millions de dollars australiens

Le 22 octobre 2020, TEC Hedland Pty Ltd. («TEC»), une filiale de la Société, a conclu un placement de billets garantis de premier rang (le «placement») de 800 millions de dollars australiens par voie de placement privé, qui est garanti notamment par une charge de premier rang sur tous les actifs de TEC. Le placement porte intérêt à un taux annuel de 4,07 %, payable trimestriellement, et vient à échéance le 30 juin 2042, les remboursements de principal devant être effectués à compter du 31 mars 2022. Le placement s'est vu accorder une note de BBB par l'agence de notation Kroll Bond.

TransAlta Renewables a reçu un produit de 480 millions de dollars (515 millions de dollars australiens) au titre du placement par l'intermédiaire du rachat de certaines structures intersociétés. Un montant supplémentaire de 200 millions de dollars australiens a été prêté à TransAlta Renewables par TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd. («TEA»), filiale de TransAlta. Le prêt porte intérêt à un taux de 4,32 % et sera remboursé d'ici le 23 octobre 2022 ou à vue. Le montant résiduel du produit du placement a été mis de côté pour financer les réserves et les coûts de transaction requis.

TransAlta Renewables s'est servi d'une partie du produit du rachat et du prêt intersociétés pour rembourser les emprunts existants sur sa facilité de crédit et pour acquérir l'actif et les participations financières susmentionnés.

M. Investissement stratégique de Brookfield

Le 22 mars 2019, la Société a conclu une convention (la «convention d'investissement») aux termes de laquelle Brookfield Renewable Partners ou des membres du même groupe (collectivement «Brookfield») ont accepté d'investir 750 millions de dollars (l'«investissement») dans la Société par l'intermédiaire de l'achat de titres échangeables par Brookfield. Les titres sont échangeables contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans le futur selon une valeur établie en fonction d'un multiple du résultat avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») ajusté futur généré par les actifs hydroélectriques en Alberta.

Le 1^{er} mai 2019, Brookfield a investi une première tranche de 350 millions de dollars en échange de débentures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % échéant le 1^{er} mai 2039. Le 30 octobre 2020, Brookfield a investi la seconde tranche de 400 millions de dollars en contrepartie d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur. Le produit de la première tranche a été utilisé pour accélérer notre programme de conversion au gaz. La Société prévoit utiliser le produit tiré de la seconde tranche de financement pour faire avancer le programme de conversion au gaz, financer les autres initiatives de croissance et aux fins générales de la Société.

Au moment de la conclusion de la convention d'investissement et conformément aux modalités de la convention, la Société a versé à Brookfield des frais de structuration de 7,5 millions de dollars. Une commission d'engagement de 15 millions de dollars a également été versée à la réception de la première tranche. Ces coûts de transaction représentant 3 % de l'investissement total de 750 millions de dollars ont été comptabilisés dans la valeur comptable des débentures subordonnées non garanties. Se reporter à la note 25 pour de plus amples renseignements.

Conformément à la convention d'investissement, TransAlta a créé un comité d'exploitation chargé des actifs hydroélectriques réunissant deux représentants de Brookfield et deux représentants de TransAlta pour collaborer à l'exploitation des actifs hydroélectriques en Alberta afin d'en maximiser la valeur. Dans ce contexte, la Société s'est engagée à verser à Brookfield des frais de gestion annuels de 1,5 million de dollars pendant six ans à compter du 1^{er} mai 2019 (les «frais de gestion de Brookfield»), montant qui est comptabilisé dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les comptes de résultat consolidés.

TransAlta a indiqué qu'elle entend rembourser jusqu'à 250 millions de dollars en capital aux actionnaires au moyen de rachats d'actions dans les trois ans suivant la réception de la première tranche de l'investissement. Au 31 décembre 2020, 15 068 900 actions ordinaires avaient été rachetées et 129 millions de dollars avaient été distribués dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA»).

Selon les modalités de la convention d'investissement, Brookfield s'est engagée à acheter des actions ordinaires de TransAlta sur le marché libre de manière à porter sa participation dans la Société à au moins 9 % d'ici le 1^{er} mai 2021. Au 8 janvier 2021, Brookfield détenait ou possédait, par l'intermédiaire des membres de son groupe, un total de 33 845 685 actions ordinaires, ou exerçait un contrôle sur celles-ci, ce qui représente environ 12,4 % des actions ordinaires émises et en circulation, avant dilution. Dans le cadre de l'investissement, Brookfield a le droit de proposer deux administrateurs pour l'élection au conseil d'administration.

Le 23 avril 2019, Mangrove Partners Master Fund Ltd. («Mangrove») a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario, alléguant, entre autres, avoir subi un abus de la Société et de ses administrateurs et cherchant à faire annuler la convention d'investissement avec Brookfield. TransAlta est d'avis que l'action n'a aucun fondement et fait tout ce qu'il faut pour se défendre contre les allégations. Cette affaire a été ajournée en raison de la pandémie de COVID-19 et le procès de trois semaines devrait débiter le 19 avril 2021. Se reporter à la note 36 pour plus de détails.

N. Mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Centralia

La société possède une centrale thermique alimentée au charbon de 1 340 MW composée de deux unités à Centralia, dans l'État de Washington, pour laquelle nous avons conclu un certain nombre de contrats pluriannuels de vente d'énergie à moyen et à court terme. En 2011, l'État de Washington a adopté le projet de loi *TransAlta Energy Transition Bill* (chapitre 180, Lois de 2011) (le «projet de loi»), qui permet à la centrale thermique de Centralia de se conformer aux normes de rendement en matière d'émissions de GES de l'État en cessant la production au charbon dans l'une de

ses deux chaudières au plus tard à la fin de 2020 et dans l'autre, au plus tard à la fin de 2025. Le projet de loi a supprimé les restrictions qui s'appliquaient auparavant à la centrale et qui limitaient la durée des nouveaux contrats visant celle-ci et limitaient la technologie que la centrale devait mettre en œuvre en matière de mesures de lutte contre les émissions d'oxydes d'azote. L'unité 1 de la centrale de Centralia a été mise hors service le 31 décembre 2020.

O. Mise à l'arrêt d'unités de la centrale de Sundance et mise hors service de l'unité 3 de la centrale de Sundance

Le 8 mars 2019, la Société a annoncé que l'AESO avait accordé une prolongation de la mise à l'arrêt des unités 3 et 5 de la centrale de Sundance, faisant en sorte que la mise à l'arrêt, initialement prévue jusqu'au 1^{er} avril 2020, soit prolongée jusqu'au 1^{er} novembre 2021. Le 22 juillet 2020, la Société a annoncé qu'elle avait donné avis à l'AESO de la mise hors service l'unité 3 de la centrale de Sundance à compter du 31 juillet 2020. La décision de mise hors service a été prise essentiellement en fonction de l'évaluation par TransAlta des conditions futures du marché, de l'âge et de l'état de l'unité, ainsi que de notre capacité à fournir de l'énergie et de la capacité de production de notre portefeuille en Alberta. Cette décision nous permet de faire avancer notre transition vers une électricité entièrement propre d'ici 2025. Au cours du troisième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'environ 70 millions de dollars (52 millions de dollars après impôts).

P. COVID-19

L'Organisation mondiale de la Santé a déclaré l'épidémie de COVID-19 urgence de santé publique de portée internationale le 30 janvier 2020, pour ensuite la qualifier de pandémie mondiale le 11 mars 2020. L'épidémie de la COVID-19 a amené les gouvernements à l'échelle mondiale à adopter des mesures d'urgence visant à freiner la propagation du virus. Ces mesures, notamment les interdictions de voyage, les périodes de quarantaine volontaire, l'auto-isollement, la distanciation physique et sociale et la fermeture des entreprises considérées comme non essentielles, ont fortement perturbé les entreprises à l'échelle mondiale, ce qui s'est traduit par un contexte économique incertain et complexe.

La Société a continué d'exercer ses activités selon son plan de continuité des activités, qui préconisait ce qui suit : i) veiller à ce que les employés en mesure de travailler à distance l'aient fait; et ii) s'assurer que les employés chargés de l'exploitation et de la maintenance de ses installations, qui n'étaient pas en mesure de travailler à distance, ont pu travailler en toute sécurité et de façon à protéger leur santé. Au cours des deuxième et troisième trimestres de 2020, la Société a assuré avec succès le retour au bureau des employés qui faisaient du télétravail, et ce, en respectant les normes de santé et de sécurité. En novembre 2020, en raison de la hausse du nombre de cas de COVID-19 en Alberta et compte tenu des restrictions en matière de présence au bureau finalement imposées par le gouvernement de l'Alberta, les membres du personnel du siège social de TransAlta ont dû suivre à nouveau les protocoles de travail à distance. Tous les bureaux et sites de TransAlta suivent des protocoles stricts en matière de dépistage et de distanciation physique, et utilisent de l'équipement de protection individuelle facilement accessible. En outre, TransAlta maintient des interdictions de voyager conformes aux directives des autorités locales, des procédures de nettoyage améliorées, des horaires de travail révisés, des équipes de travail d'appoint et la réorganisation des processus et des procédures pour limiter les contacts avec les autres employés et les sous-traitants sur place.

Bien que nos résultats financiers aient subi l'incidence de la variation des prix et de la demande dans le contexte de la COVID-19, toutes nos installations demeurent entièrement opérationnelles et en mesure de répondre aux besoins de nos clients. La Société poursuit ses activités et continue de servir l'ensemble de ses clients et de ses contreparties conformément aux modalités de leurs contrats. Nous n'avons pas subi d'interruption quant aux exigences de service. La fourniture d'électricité et de vapeur demeure une exigence de service primordiale pour tous nos clients et a été considérée comme un service essentiel dans nos territoires.

Au cours du deuxième trimestre de 2020, le gouvernement du Canada a adopté la Subvention salariale d'urgence du Canada dans le cadre de son plan d'intervention économique pour répondre à la COVID-19. L'objectif du programme est de soutenir l'emploi en accordant des allègements de dépenses aux entreprises qui ont subi des baisses de revenus en 2020. En janvier 2021, TransAlta a fait une demande de soutien dans le cadre de ce programme et s'attend à recevoir 8 millions de dollars (avant impôts) pour les périodes visées en 2020. Ce montant représente une partie du financement auquel la Société a droit et sera utilisé pour soutenir une stratégie visant à créer des emplois supplémentaires au sein de la Société.

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

2020

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

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

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

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, dans le cadre de l'OPRA actuelle et de l'OPRA précédente, la Société a acheté et annulé un total de 7 352 600 actions ordinaires à un prix moyen de 8,33 \$ l'action, pour un coût total de 61 millions de dollars. Se reporter à la note 27 pour de plus amples renseignements.

2019

Le 27 mai 2019, la Société a annoncé que la TSX avait accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une OPRA pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de cette OPRA, la Société était autorisée à racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 4,92 % des actions ordinaires émises et en circulation au 27 mai 2019.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, la Société a acheté et annulé un total de 7 716 300 actions ordinaires à un prix moyen de 8,80 \$ l'action, pour un coût total de 68 millions de dollars. Se reporter à la note 27 pour de plus amples renseignements.

2018

Le 9 mars 2018, la Société a annoncé que la TSX avait accepté l'avis déposé par la Société en vue de mettre en œuvre une OPRA pour une partie de ses actions ordinaires. Dans le cadre de cette OPRA, la Société était autorisée à racheter jusqu'à concurrence de 14 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 4,86 % des actions ordinaires émises et en circulation au 2 mars 2018.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Société a acheté et annulé un total de 3 264 500 actions ordinaires à un prix moyen de 7,02 \$ l'action, pour un coût total de 23 millions de dollars.

R. TransAlta et Capital Power échangent leurs participations hors exploitation dans l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee

Le 1^{er} octobre 2019, la Société a conclu avec Capital Power Corporation («Capital Power») une entente portant sur l'échange de la participation de 50 % que TransAlta détient dans l'unité 3 de la centrale de Genesee d'une capacité de 466 MW contre la participation de 50 % que Capital Power détient dans l'unité 3 de la centrale de Keephills d'une capacité de 463 MW. Par suite de cet échange, TransAlta détient maintenant à 100 % l'unité 3 de la centrale de Keephills et Capital Power détient à 100 % l'unité 3 de la centrale de Genesee.

Les prix de transaction de chacune des participations hors exploitation se compensent en grande partie, donnant lieu au versement par Capital Power d'un paiement net d'environ 10 millions de dollars à TransAlta. Les ajustements d'égalisation et les règlements finaux relativement au fonds de roulement ont été faits en novembre 2019, et la différence nette de fonds de roulement de moins de un million de dollars a alors été versée par TransAlta à Capital Power.

En 2019, la Société a adopté par anticipation les modifications apportées à l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, qui introduisent un test facultatif de concentration de la juste valeur, lesquelles sont entrées en vigueur en 2020. La Société a choisi d'appliquer le test facultatif de concentration de la juste valeur à son acquisition de la participation hors exploitation dans l'unité 3 de la centrale de Keephills, en vertu duquel il a été établi que plus de 90 % de la juste valeur était concentrée dans les immobilisations corporelles acquises. Par conséquent, il a été déterminé que l'acquisition ne constituait pas une entreprise, les exigences de l'IFRS 3 n'ont pas été appliquées et la participation de 50 % dans l'unité 3 de la centrale de Keephills n'a pas été réévaluée à sa juste valeur (la valeur comptable existante a été maintenue). De ce fait, l'acquisition a été comptabilisée comme une acquisition d'actifs, et les valeurs comptables suivantes ont été attribuées en fonction des justes valeurs relatives :

Fonds de roulement	11
Immobilisations corporelles	308
Autres actifs	3
Autres passifs	(2)
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions	(19)
Coût total de l'acquisition	301

Au cours du quatrième trimestre de 2019, la vente de l'unité 3 de Genesee a donné lieu à un profit de 77 millions de dollars, qui a été comptabilisé au poste Profit à la vente d'actifs et autres dans le compte de résultat.

À la clôture de la transaction, toutes les ententes conclues avec Capital Power visant les projets de l'unité 3 de la centrale de Keephills et de l'unité 3 de la centrale de Genesee ont été résiliées, y compris l'entente d'approvisionnement en charbon de l'unité 3 de la centrale de Keephills par la mine de Highvale de TransAlta. La mine de Highvale comptabilisait les produits générés dans le cadre de cette entente conformément à l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, ce qui entraînait la comptabilisation d'un passif sur contrat représentant les obligations de prestation non remplies de la mine pour lesquelles une contrepartie avait été reçue à l'avance. Le 1^{er} octobre 2019, à la résiliation de cette entente, la mine de Highvale n'avait aucune obligation de prestation future et, par conséquent, le solde du passif sur contrat de 88 millions de dollars a été comptabilisé en résultat au quatrième trimestre de 2019.

S. Résiliation des contrats d'achat d'électricité liés à la centrale de Sundance en Alberta

Le 18 septembre 2017, la Société a reçu un avis officiel du Balancing Pool de son intention de résilier les CAÉ liés aux unités B et C de la centrale de Sundance le 31 mars 2018. Cette annonce était attendue et la Société a pris des mesures pour reprendre le contrôle de la répartition des unités à compter du 31 mars 2018.

Aux termes d'une entente écrite, le Balancing Pool a versé à la Société environ 157 millions de dollars le 29 mars 2018. La Société a contesté l'indemnité de résiliation qu'elle a reçue. Le Balancing Pool ne tenait pas compte de certains actifs miniers et autres actifs qui auraient dû être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette. La Société a tenté de recouvrer ces actifs auprès du Balancing Pool par un arbitrage lancé aux termes des CAÉ. Le 26 août 2019, la Société a annoncé qu'elle avait obtenu gain de cause à l'arbitrage et qu'elle avait reçu le montant total qu'elle cherchait à recouvrer, soit 56 millions de dollars, plus la TPS et les intérêts.

T. Projets de parc éolien aux États-Unis

Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a annoncé avoir conclu une entente visant l'acquisition de participations dans deux projets de parc éolien prêts à construire dans le nord-est des États-Unis (collectivement les «projets de parc éolien aux États-Unis»). Big Level est un projet de parc éolien de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans avec Microsoft Corporation et Antrim est un projet de parc éolien de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans avec Partners Healthcare et New Hampshire Electric Co-op. Les contreparties aux CAÉ détiennent des notes attribuées par Standard & Poor's d'au moins A+.

Une filiale de TransAlta a acquis Big Level le 1^{er} mars 2018 et Antrim le 28 mars 2019.

Le 20 avril 2018, TransAlta Renewables a réalisé l'acquisition d'une participation financière dans Big Level auprès d'une filiale de TransAlta Power Ltd. («TA Power»). Aux termes de l'entente, une filiale de TransAlta détient directement Big Level, et TA Power a émis à TransAlta Renewables des actions privilégiées replet, lesquelles donnent droit à des dividendes trimestriels fondés sur le résultat net avant impôts de Big Level. Les actions privilégiées replet ont priorité sur les actions ordinaires de TA Power détenues par TransAlta quant au versement des dividendes et à la distribution des actifs en cas de liquidation ou de dissolution volontaire ou forcée de TA Power.

Le 28 mars 2019, les conditions de clôture relatives à l'acquisition d'Antrim ont été finalisées et la filiale de TransAlta a acquis le projet de parc éolien pour une contrepartie en trésorerie totalisant 24 millions de dollars et le règlement du solde de l'encours du prêt à recevoir de 41 millions de dollars. En conséquence, la Société a comptabilisé 50 millions de dollars au titre d'actifs en construction dans les immobilisations corporelles et 15 millions de dollars dans les immobilisations incorporelles. À la clôture de l'acquisition d'Antrim, la filiale de TransAlta a également payé la dernière retenue de garantie de 7 millions de dollars (5 millions de dollars américains) pour le projet de parc éolien Big Level.

En 2019, TransAlta Renewables a financé l'acquisition d'Antrim et les coûts de construction des projets de parc éolien aux États-Unis en souscrivant des billets à ordre portant intérêt d'un montant de 142 millions de dollars (105 millions de dollars américains) et des actions privilégiées replet d'un montant de 78 millions de dollars (59 millions de dollars américains).

En 2020, TransAlta Renewables a souscrit des actions privilégiées replet supplémentaires de Big Level et d'Antrim d'un montant de 72 millions de dollars (52 millions de dollars américains). De plus, TransAlta Renewables a remboursé à la Société une partie de la totalité des billets à ordre en circulation liés aux projets de parc éolien Big Level et Antrim d'un montant de 92 millions de dollars (72 millions de dollars américains).

Les parcs éoliens Big Level et Antrim ont tous deux été mis en service en décembre 2019. Parallèlement aux mises en service, un produit tiré du financement donnant droit à des avantages fiscaux d'environ 85 millions de dollars américains pour Big Level et d'environ 41 millions de dollars américains pour Antrim a été mobilisé pour financer une partie des projets de parc éolien aux États-Unis. Le financement donnant droit à des avantages fiscaux est classé à titre de dette à long terme aux états de la situation financière consolidés.

À l'aide du produit tiré du financement donnant droit à des avantages fiscaux, une filiale de TransAlta a remboursé des billets à ordre portant intérêt de TransAlta Renewables d'un montant de 98 millions de dollars (72 millions de dollars américains). Le montant résiduel du produit tiré du financement est détenu en réserve au sein de l'entité responsable du projet et sera libéré sous réserve du respect de certaines modalités. Lorsque ces modalités seront respectées, les réserves seront libérées et la filiale de TransAlta remboursera le reste des billets à ordre portant intérêt de TransAlta Renewables.

U. Projet de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills

Le 19 octobre 2018, TransAlta Renewables a annoncé la mise en service de la capacité supplémentaire de l'unité 3 du parc éolien de Kent Hills, portant ainsi à 167 MW la capacité de production totale du parc éolien de Kent Hills.

V. TransAlta Renewables fait l'acquisition de trois actifs d'énergie renouvelable auprès de la Société

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a fait l'acquisition auprès d'une filiale de la Société d'une participation financière dans le parc éolien Lakeswind de 50 MW situé au Minnesota et dans les centrales d'énergie solaire de 21 MW situées au Massachusetts («Mass Solar») par la souscription d'actions privilégiées replet d'une filiale de la Société. En outre, TransAlta Renewables a acquis d'une filiale de la Société une participation dans le parc éolien Kent Breeze de 20 MW situé en Ontario. Le prix d'achat total pour les trois actifs s'est établi à environ 166 millions de dollars, y compris la prise en charge de 62 millions de dollars d'obligations de financement donnant droit à des avantages fiscaux et de la dette du projet, pour une contrepartie nette en trésorerie de 104 millions de dollars. La Société continue d'exploiter ces actifs pour le compte de TransAlta Renewables.

L'acquisition de Kent Breeze a été comptabilisée par TransAlta Renewables comme un regroupement d'entreprises sous contrôle commun, selon la méthode de la fusion d'intérêts communs, aux termes de laquelle les actifs et les passifs acquis ont été enregistrés à la valeur comptable précédemment comptabilisée par TransAlta le 31 mai 2018 plutôt qu'à leur juste valeur. En conséquence, la Société a comptabilisé un transfert de capitaux propres de participations ne donnant pas le contrôle de l'ordre de 1 million de dollars en 2018.

Le 28 juin 2018, TransAlta Renewables a souscrit des actions privilégiées reflet supplémentaires de 33 millions de dollars (25 millions de dollars américains) d'une filiale de la Société liée à Mass Solar afin de financer le remboursement de la dette des projets de Mass Solar.

Dans le cadre de ces acquisitions, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 12 millions de dollars, dont un montant de 11 millions de dollars a été comptabilisé dans les immobilisations corporelles et un montant de 1 million de dollars, dans les immobilisations incorporelles. Se reporter à la note 7 pour plus de détails.

W. TransAlta Renewables conclut un placement d'actions ordinaires pour un produit de 150 millions de dollars

Le 22 juin 2018, TransAlta Renewables a conclu un placement de 11 860 000 actions ordinaires par voie de prise ferme par un syndicat de preneurs fermes (le «placement d'actions»). Les actions ordinaires ont été émises au prix de 12,65 \$ l'action pour un produit brut d'environ 150 millions de dollars (produit net de 144 millions de dollars).

Le produit net tiré du placement d'actions a été utilisé pour rembourser en partie les montants qui ont été prélevés sur la facilité de crédit de TransAlta Renewables pour financer de récentes acquisitions. Les liquidités supplémentaires en vertu de la facilité de crédit ont servi aux fins générales de la Société, y compris pour payer les coûts de construction courants liés aux projets de parc éolien aux États-Unis décrits à la note 4 J) ci-dessus.

La Société n'a pas acheté d'actions ordinaires supplémentaires dans le cadre du placement d'actions et, après la clôture, détenait 161 millions d'actions ordinaires représentant environ 61 % des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables. Se reporter à la note 13 pour plus de détails sur la participation de TransAlta dans TransAlta Renewables.

X. Financement de 345 millions de dollars lié à l'entente sur l'élimination du charbon

Le 20 juillet 2018, la Société a monétisé les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon conclue avec le gouvernement de l'Alberta en concluant un placement d'obligations d'environ 345 millions de dollars par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive indirecte, TransAlta OCP LP («TransAlta OCP»). Il s'agit d'un placement privé garanti notamment par une charge de premier rang sur les paiements effectués par le gouvernement de l'Alberta en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Les obligations amortissables portent intérêt à partir de leur date d'émission à un taux de 4,509 % par année, payables tous les semestres jusqu'à l'échéance le 5 août 2030. Les obligations ont obtenu de DBRS une note de BBB, avec une tendance stable. Aux termes de l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (environ 37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 et jusqu'à la fin de 2030.

Le produit net a servi à rembourser une partie des débetures à 6,40 %, comme il en est question à la note 24.

5. Produits

A. Ventilation des produits

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

Exercice clos le 31 déc. 2020	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord ¹	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta ²	Centralia ²	Commercialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	141	261	196	90	325	10	—	—	1 023
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³	—	—	8	60	55	—	—	—	123
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation	—	(2)	4	—	(12)	283	122	12	407
Incitatifs gouvernementaux	1	4	—	—	—	—	—	—	5
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ⁴	10	66	9	8	251	204	—	(5)	543
Total des produits des activités ordinaires	152	329	217	158	619	497	122	7	2 101
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	—	25	—	—	23	10	—	—	58
Au fil du temps	141	236	196	90	302	—	—	—	965
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	141	261	196	90	325	10	—	—	1 023

1) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la note 4 K) pour plus de détails. En outre, au cours du troisième trimestre de 2020, les produits tirés des activités de détail de ce secteur ont été reclassés du poste Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients au poste Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources et les chiffres des périodes antérieures ont été ajustés.

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

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

4) Comprendent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

Exercice clos le 31 déc. 2019	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord ¹	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta ²	Centralia ²	Commercialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	142	244	190	87	395	10	—	—	1 068
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³	—	—	—	65	65	—	—	—	130
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation	—	18	2	—	(17)	160	129	4	296
Incitatifs gouvernementaux	—	8	—	—	—	—	—	—	8
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ⁴	14	42	17	8	373	401	—	(10)	845
Total des produits des activités ordinaires	156	312	209	160	816	571	129	(6)	2 347
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	—	27	—	—	41	10	—	—	78
Au fil du temps	142	217	190	87	354	—	—	—	990
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	142	244	190	87	395	10	—	—	1 068

1) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la note 4 K) pour plus de détails. En outre, au cours du troisième trimestre de 2020, les produits tirés des activités de détail de ce secteur ont été reclassés du poste Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients au poste Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources et les chiffres des périodes antérieures ont été ajustés.

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

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

4) Comprendent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

Exercice clos le 31 déc. 2018	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord ¹	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta ²	Centralia ²	Commercialisation de l'énergie	Siège social et autres	Total
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	132	206	206	91	517	9	—	—	1 161
Produits des activités ordinaires tirés des contrats de location ³	7	27	—	68	68	—	—	—	170
Produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation	—	(20)	4	—	(1)	115	67	—	165
Incitatifs gouvernementaux	—	16	—	—	—	—	—	—	16
Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources ⁴	17	53	22	6	328	318	—	(7)	737
Total des produits des activités ordinaires	156	282	232	165	912	442	67	(7)	2 249
Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients									
Calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires									
À un moment précis	—	18	—	—	38	9	—	—	65
Au fil du temps	132	188	206	91	479	—	—	—	1 096
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	132	206	206	91	517	9	—	—	1 161

1) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la note 4 K) pour plus de détails. En outre, au cours du troisième trimestre de 2020, les produits tirés des activités de détail de ce secteur ont été reclassés du poste Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients au poste Produits des activités ordinaires tirés d'autres sources et les chiffres des périodes antérieures ont été ajustés.

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

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

4) Comprendent les produits tirés des activités de détail et de diverses autres sources.

B. Passifs sur contrat

La Société a comptabilisé les passifs sur contrat liés aux produits des activités ordinaires suivants :

Passifs sur contrat	2020	2019
Solde au début de l'exercice	15	88
Ajustements transitoires - IFRS 16 ¹	—	15
Montants transférés aux produits des activités ordinaires compris dans le solde d'ouverture	(1)	(10)
Contrepartie reçue	1	5
Augmentations découlant des intérêts courus et passés en charges au cours de la période	—	5
Résiliation du contrat liée à l'achat de l'unité 3 de Keephills (note 4 R))	—	(88)
Contrepartie versée	2	—
Obligations de prestation remplies	(2)	—
Solde à la fin de l'exercice	15	15
Partie courante	1	1
Partie non courante	14	14

1) En 2019, lors de la transition à l'IFRS 16, certains contrats qui étaient auparavant considérés comme des contrats de location selon l'IAS 17 ne répondaient plus à la définition d'un contrat de location selon l'IFRS 16 et, par conséquent, ont été évalués selon l'IFRS 15 et les soldes ont été transférés des produits différés aux passifs sur contrat.

En 2019, les passifs sur contrat d'ouverture se composaient principalement de la contrepartie reçue du partenaire de l'entreprise commune de l'unité 3 de la centrale de Keephills, Capital Power, à l'égard duquel la Société avait une obligation future de fournir des biens et des services en vertu du contrat. À la clôture de l'échange visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et de l'unité 3 de la centrale de Genesee, dans le cadre duquel la Société a acquis la participation de 50 % que Capital Power détenait dans l'unité 3 de la centrale de Keephills et lui a vendu sa participation de 50 % dans l'unité 3 de la centrale de Genesee, l'entente conclue avec Capital Power a été résiliée en 2019, libérant la Société de toute obligation de prestation, et le solde du passif sur contrat correspondant a été comptabilisé en résultat net.

Les passifs sur contrat résiduels en cours au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019 se rapportent principalement aux paiements anticipés liés au parc éolien de New Richmond et à la centrale hydroélectrique Bone Creek de la Société, à l'égard desquels la Société a des obligations de prestation non remplies.

C. Obligations de prestation qui restent à remplir

Les informations fournies ci-après concernant le montant total des prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restent à remplir (produits des activités ordinaires tirés de contrats qui n'ont pas encore été comptabilisés) pour les contrats en vigueur à la date de clôture ne tiennent pas compte des produits des activités ordinaires liés aux contrats admissibles aux mesures de simplification suivantes :

- La Société comptabilise les produits des activités ordinaires tirés d'un contrat à un montant correspondant au montant facturé, lequel reflète la valeur des services rendus au client depuis le début du contrat. Des contrats de la Société liés à certains de ses parcs éoliens, centrales hydroélectriques, centrales alimentées au gaz et installations solaires et à ses activités commerciales et industrielles sont admissibles à cette mesure de simplification. En ce qui concerne ces contrats, la Société n'est pas tenue de fournir de l'information sur les obligations de prestation qui restent à remplir.
- Les contrats dont la durée initiale attendue est de 12 mois ou moins.

De plus, dans de nombreux contrats de la Société, les éléments du prix de transaction font l'objet d'une limitation, notamment pour les produits des activités ordinaires variables qui sont tributaires des volumes de production futurs découlant de la demande des clients ou du marché ou les prix du marché qui sont assujettis à des facteurs hors du contrôle de la Société. Les produits des activités ordinaires futurs liés à la contrepartie variable faisant l'objet de limitations sont exclus des informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir jusqu'à ce que les limitations soient résolues. Ainsi, les ajustements des produits des activités ordinaires visant à comptabiliser une composante financement importante d'un contrat sont exclus des montants fournis au titre des obligations de prestation qui restent à remplir.

Par conséquent, les montants des produits des activités ordinaires futurs présentés ci-après ne reflètent qu'une tranche des produits des activités ordinaires futurs que la Société s'attend à tirer de son portefeuille de contrats.

Hydroélectricité

Le 31 décembre 2020, le CAÉ intervenu entre la Société et le Balancing Pool en vue de fournir la capacité de production de 12 centrales hydroélectriques à l'échelle de l'Alberta est venu à échéance. La production future sera vendue en tant que production marchande. La Société est partie à des contrats prévoyant des services de redémarrage à froid dans des centrales hydroélectriques spécifiques, qui viennent à échéance à la fin de 2030. La Société a également conclu un contrat avec le gouvernement de l'Alberta visant la gestion de l'eau de la Bow River en vue de réduire les inondations et la sécheresse, qui vient à échéance en 2021.

Au 31 décembre 2020, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 31 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser environ 8 millions de dollars en 2021 et entre 2 millions de dollars et 3 millions de dollars annuellement de 2022 à 2030.

La mesure de simplification permettant la comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés du contrat à un montant correspondant à celui de la facture s'applique à tous les contrats d'énergie hydroélectrique en Ontario, en Colombie-Britannique et à Washington et, par conséquent, les informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir ne sont pas fournies à l'égard de ces contrats.

Énergie éolienne et énergie solaire

Au 31 décembre 2020, la Société avait conclu des contrats à long terme avec des clients visant la livraison d'électricité et de crédits d'énergie renouvelable connexes provenant de trois parcs éoliens situés en Alberta, au Minnesota et au Québec, pour lesquels la mesure de simplification liée au montant facturé n'est pas appliquée. Habituellement, les CAÉ exigent que toute la production disponible soit fournie aux clients à des prix fixes, dont certains sont assujettis à des facteurs d'indexation pour refléter l'inflation. La Société prévoit comptabiliser ces montants dans les produits des activités ordinaires à mesure qu'elle livre l'électricité sur la durée résiduelle des contrats, respectivement jusqu'en 2024, 2034 et 2033. Au bout du compte, l'électricité livrée dépend des ressources éoliennes, qui sont hors du contrôle de la Société. Les quantités livrées et, par conséquent, les produits des activités ordinaires comptabilisés dans l'avenir varieront. Ces produits des activités ordinaires variables liés à l'électricité livrée sont présumés être entièrement limités et seront comptabilisés progressivement lorsque l'obligation de prestation, soit la livraison de l'électricité, sera remplie. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue. La Société est également partie à des contrats visant la vente de certificats d'énergie renouvelable produite dans des centrales éoliennes commerciales et prévoit comptabiliser les

produits des activités ordinaires à mesure qu'elle livre les certificats d'énergie renouvelable aux acheteurs sur la durée résiduelle des contrats, de 2020 à 2024.

Au 31 décembre 2020, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 13 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser entre 2 millions de dollars et 5 millions de dollars annuellement jusqu'à l'échéance des contrats.

La mesure de simplification permettant la comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés du contrat à un montant correspondant à celui de la facture s'applique à des contrats d'énergie éolienne en Ontario, au Nouveau-Brunswick, au Québec et au Wyoming et à tous les contrats d'énergie solaire, et, par conséquent, les informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir ne sont pas fournies à l'égard de ces contrats.

Gaz en Amérique du Nord

Au 31 décembre 2020, la Société était partie à des contrats avec des clients visant la prestation de services d'énergie par l'une de ses centrales alimentées au gaz en Ontario. Les contrats consistent tous en une seule obligation de prestation pour la Société, soit celle de se tenir prête à livrer de l'énergie sous forme d'électricité et de vapeur. Les principales modalités de ces contrats sont résumées ci-après.

Les contrats d'approvisionnement en électricité exigent la livraison de quantités précises de vapeur à chaque client et comportent des modalités de tarification qui comprennent des frais fixes et variables liés à l'électricité, à la capacité et à la vapeur, ainsi que des ajustements d'égalisation en fonction des volumes de vapeur minimaux contractuels. Le rapprochement des frais liés à la vapeur est fondé sur une estimation du volume de vapeur pris du client et du volume minimal contractuel, et sur divers facteurs, notamment le prix de l'électricité annuel moyen du marché et la moyenne des prix affichés localement et des prix indiciels du gaz naturel, ainsi que le transport. Dans le cas des volumes de vapeur qui ne sont pas pris par le client, un mécanisme de partage des produits des activités ordinaires prévoit le partage des produits générés par la Société en utilisant cette vapeur pour produire et vendre de l'électricité. Les tarifs de la capacité et de l'électricité varient d'un contrat à l'autre et sont assujettis à une indexation annuelle à des taux différents. Au bout du compte, l'électricité et la vapeur livrées dépendent des exigences du client, qui sont hors du contrôle de la Société. Ces produits des activités ordinaires variables tirés des contrats sont présumés être entièrement limités. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue. La Société s'attend à comptabiliser des produits des activités ordinaires à mesure qu'elle livrera de l'électricité et de la vapeur jusqu'à l'achèvement du contrat à la fin 2022.

À la même centrale alimentée au gaz, la Société a conclu avec l'autorité locale de l'énergie un contrat, lequel prévoit des frais fixes pour mise à disposition de capacités qui sont ajustés selon les variations saisonnières, la demande de vapeur des autres clients de la centrale et les produits des activités ordinaires nets présumés liés dans la production d'électricité au sein du marché. Par conséquent, les produits des activités ordinaires qui seront comptabilisés dans l'avenir varieront puisqu'ils sont tributaires de facteurs hors du contrôle de la Société et sont présumés être entièrement limités. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue. La Société s'attend à comptabiliser ces produits des activités ordinaires à mesure qu'elle se tient prête à livrer de l'électricité jusqu'à l'achèvement du contrat le 31 décembre 2025.

Au 31 décembre 2020, la Société était partie à des contrats avec des clients visant la livraison de vapeur, d'eau chaude et d'eau refroidie par l'une de ses centrales alimentées au gaz en Ontario, jusqu'en 2023. Les tarifs en vertu de ces contrats sont établis selon une base tarifaire fixe par gigajoule et peuvent augmenter chaque année en fonction des prix du gaz et de l'inflation. Les contrats prévoient des engagements d'achat ferme en matière de volumes annuels minimaux.

Le contrat que la Société a conclu avec son client visant la fourniture de vapeur et d'électricité à sa centrale de cogénération en Alberta, en vigueur du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2029, est considéré comme un contrat de location simple, de sorte que certains produits des activités ordinaires sont classés, aux fins comptables, comme des produits des activités ordinaires variables tirés des contrats de location. D'autres sources de produits des activités ordinaires reposent sur des mécanismes de recouvrement des coûts, ce qui leur confère une nature variable. Elles sont présumées être entièrement limitées et l'information à leur égard est exclue.

Au 31 décembre 2020, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 13 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser entre 4 millions de dollars et 5 millions de dollars annuellement sur la durée des contrats.

La mesure de simplification permettant la comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés du contrat à un montant correspondant à celui de la facture s'applique à certains des contrats d'autres centrales alimentées au gaz de la Société en Ontario et aux États-Unis et, par conséquent, les informations relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir ne sont pas fournies à l'égard de ces contrats.

Gaz en Australie

Au 31 décembre 2020, la Société était partie à des CAÉ avec des clients visant la livraison d'électricité par ses centrales alimentées au gaz situées en Australie. De façon générale, les CAÉ exigent que toute la production disponible soit fournie aux clients. Les modalités de tarification comprennent des composantes de prix fixes et variables pour l'électricité livrée et les paiements fixes liés à la capacité. Les prix peuvent faire l'objet d'ajustements d'égalisation portant sur les écarts de la consommation spécifique de chaleur prévue et sont assujettis à divers facteurs d'indexation pour refléter l'inflation. Au bout du compte, l'électricité livrée dépend des exigences du client, qui sont hors du contrôle de la Société. Ces produits des activités ordinaires variables liés à l'électricité livrée sont présumés être entièrement limités et seront comptabilisés à un moment précis lorsque l'obligation de prestation, soit la livraison de l'électricité, sera remplie. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue. L'échéance de ces contrats varie, allant de 2026 à 2042.

L'un des CAÉ que la Société a conclus avec son client visant la livraison d'électricité par ses centrales alimentées au gaz est considéré comme un contrat de location-financement, de sorte que certains produits des activités ordinaires sont classés, aux fins comptables, comme des produits des activités ordinaires tirés des contrats de location-financement. La Société tire également des produits de ses services d'exploitation et d'entretien des centrales moyennant des frais mensuels fixes. Aux termes du CAÉ, la tarification est soumise à une révision périodique et peut être augmentée en fonction de l'inflation jusqu'à la fin du contrat en 2038. D'autres sources de produits des activités ordinaires reposent sur des mécanismes de recouvrement des coûts, ce qui leur confère une nature variable. Elles sont présumées être entièrement limitées et l'information à leur égard est exclue.

Au 31 décembre 2020, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 2 594 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser un total d'environ 203 millions de dollars au cours des deux prochains exercices, puis en moyenne entre 100 millions de dollars et 126 millions de dollars annuellement par la suite sur la durée du contrat restant.

Énergie thermique en Alberta

Le 31 décembre 2020, les CAÉ que la Société a conclus avec le Balancing Pool visant l'achat de capacité et d'électricité de deux de ses centrales alimentées au charbon sont venus à échéance. La production future sera vendue en tant que production marchande.

La Société est également partie à plusieurs contrats pour la vente de sous-produits de la combustion de charbon de certaines de ses centrales alimentées au charbon. La durée des contrats varie d'un an à trois ans. De façon générale, les produits des activités ordinaires varient selon les prix du marché, lesquels sont assujettis à divers facteurs hors du contrôle de la Société, et les quantités livrées et vendues, qui dépendent en définitive de la demande de la clientèle. Ces produits des activités ordinaires variables sont présumés être entièrement limités et seront comptabilisés à un moment précis, lorsque l'obligation de prestation, soit la livraison des sous-produits, sera remplie. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue.

La Société est partie à un contrat, prenant effet à la fin 2023, visant la vente de capacité et d'électricité, applicable au gré du client, aux termes duquel la Société recevra un paiement de capacité fixe et des paiements d'énergie de montants variables en fonction de la production. Au 31 décembre 2020, les produits des activités ordinaires futurs estimatifs liés aux obligations de prestation qui restent à remplir en vertu de ces contrats totalisaient environ 336 millions de dollars. De ce montant, la Société prévoit comptabiliser en moyenne entre 5 millions de dollars et 10 millions de dollars en 2023 et entre 40 millions de dollars et 45 millions de dollars annuellement par la suite sur la durée des contrats.

Centralia

Le contrat à long terme de la Société visant la vente de l'électricité produite à sa centrale alimentée au charbon aux États-Unis est considéré comme un dérivé et est désigné comme couverture globale. Par conséquent, puisque les produits des activités ordinaires tirés de l'électricité livrée au client sont comptabilisés en vertu des modalités contractuelles, les produits des activités ordinaires ne sont pas comptabilisés conformément à l'IFRS 15 et le contrat a été exclu des obligations d'information à fournir selon l'IFRS 15.

La Société est également partie à un contrat visant la vente de sous-produits de la combustion de charbon de sa centrale alimentée au charbon aux États-Unis. De façon générale, les produits des activités ordinaires varient selon les prix du marché, lesquels sont assujettis à divers facteurs hors du contrôle de la Société, et les quantités livrées et vendues, qui dépendent en définitive de la demande de la clientèle. Ces produits des activités ordinaires variables sont présumés être entièrement limités et seront comptabilisés à un moment précis, lorsque l'obligation de prestation, soit la livraison des sous-produits, sera remplie. L'information à leur égard est, par conséquent, exclue.

6. Charges selon leur nature

Les charges sont classées selon leur nature comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2020		2019		2018	
	Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration
Coûts du combustible et de conformité liés au carbone	574	—	669	—	656	—
Réduction de valeur des stocks de charbon (note 17)	37	—	—	—	—	—
Achats d'électricité	163	—	246	—	210	—
Amortissement minier	144	—	119	—	136	—
Salaires et avantages sociaux	50	235	52	228	98	245
Autres charges d'exploitation	—	237	—	247	—	270
Total	968	472	1 086	475	1 100	515

7. Imputations et reprises de dépréciation d'actifs

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 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 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 2073.

A. 2020

Unité 3 de la centrale de Sundance

Au troisième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 70 millions de dollars sur l'unité 3 de la centrale de Sundance dans le secteur Énergie thermique en Alberta en raison de sa décision de mettre cette unité hors service (se reporter à la note 4 O)). Antérieurement, la Société prévoyait que l'unité 3 de la centrale de Sundance demeurerait arrêtée jusqu'en novembre 2021. Aucuns flux de trésorerie futurs estimatifs liés à la production d'énergie n'ayant été prévus pour l'unité, celle-ci a été retirée de l'UGT marchande de l'Alberta et sa valeur a immédiatement été ramenée la valeur recouvrable des matériaux de rebut.

Centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique

Au troisième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 2 millions de dollars dans le secteur Hydroélectricité attribuable à un examen des ressources hydrauliques, ce qui a entraîné une révision de la production prévue à une centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique. Le test de dépréciation était fondé sur la juste valeur 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. L'évaluation de la juste valeur en découlant est classée dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Les principales hypothèses ayant une incidence sur le calcul de la juste valeur portent sur la production d'électricité et les prix de vente, lesquels sont assujettis à une incertitude relative à la mesure.

Terrain de Centralia

Au quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 9 millions de dollars (7 millions de dollars américains) dans le secteur Centralia en raison d'une diminution de la juste valeur du terrain établie par un tiers évaluateur.

Outre les dépréciations d'actifs susmentionnées, une dépréciation d'actifs nette de 3 millions de dollars a été comptabilisée à l'égard des changements dans le passif lié au démantèlement et à la remise en état de la mine de Centralia et de l'unité 1 de la centrale de Sundance, qui ne sont plus en exploitation et qui ont atteint la fin de leur durée d'utilité (se reporter à la note 23).

B. 2019

Centrale thermique de Centralia

En 2012, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 347 millions de dollars au titre de l'UGT de la centrale thermique de Centralia. Dans le cadre de son test de dépréciation annuel, la Société tient compte des indicateurs potentiels de dépréciation à l'égard de l'UGT de la centrale thermique de Centralia. En 2019, une évaluation interne a révélé que la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'UGT de la centrale thermique de Centralia dépassait la valeur comptable, ce qui a entraîné l'exécution d'un test de recouvrabilité complet en 2019. La juste valeur à jour reflétait les variations soutenues observées quant aux prix de l'électricité et aux coûts du charbon découlant des renégociations de contrats. À la lumière du test de recouvrabilité, une reprise de dépréciation d'actifs de 151 millions de dollars a été comptabilisée dans le secteur Centralia.

Les évaluations effectuées s'inscrivent dans les évaluations de la juste valeur de niveau III et sont assujetties à une incertitude relative à la mesure en raison des principales hypothèses décrites ci-après et des données utilisées dans les prévisions à long terme de la Société, y compris les fluctuations des coûts du combustible, des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement et du nombre de contrats conclus dans le cadre du protocole d'entente visant la transition vers d'autres énergies que le charbon qui a été établi dans l'État de Washington. La période d'évaluation comprend les flux de trésorerie nécessaires jusqu'au démantèlement de la centrale en 2025.

En 2019, la Société s'est fondée sur ses prévisions à long terme et sur les principales hypothèses suivantes. Les principales hypothèses utilisées en 2016, soit lors de l'évaluation détaillée précédente la plus récente, sont présentées à titre comparatif :

	2019	2016
Prix moyens annuels de l'électricité de Mid-Columbia	30 \$ US à 42 \$ US par MWh	22 \$ US à 46 \$ US par MWh
Carburant diesel routier pour le transport du charbon	2,35 \$ US à 2,40 \$ US par gallon	1,69 \$ US à 2,09 \$ US par gallon
Taux d'actualisation	5,2 % à 6,4 %	5,4 % à 5,7 %

En 2019, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia puisque la direction ne croit plus que les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état seront terminés comme il avait été proposé initialement. À la fin de 2019, la meilleure estimation que la Société était en mesure de fournir à l'égard de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état a augmenté de 141 millions de dollars. Étant donné que la mine de Centralia n'est plus en exploitation et qu'elle a atteint la fin de sa durée d'utilité en 2006, cet ajustement donne lieu à la comptabilisation immédiate de la totalité du montant de 141 millions de dollars au poste Imputation pour dépréciation d'actifs dans le résultat net.

Se reporter aux notes 3 A) III) et 23 pour en savoir plus sur la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia.

Actifs détenus en vue de la vente

Au quatrième trimestre de 2019, la Société a déterminé que plusieurs camions et stocks connexes devaient être vendus dans le secteur Énergie thermique en Alberta et a donc réduit la valeur des actifs à leur valeur nette de réalisation, ce qui a entraîné une imputation pour dépréciation d'actifs d'un montant de 15 millions de dollars.

C. 2018

Unité 2 de la centrale de Sundance

Au troisième trimestre de 2018, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs d'un montant de 38 millions de dollars sur l'unité 2 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de mettre cette unité hors service. La Société avait d'abord prévu que l'unité 2 de la centrale de Sundance resterait à l'arrêt pendant une période pouvant atteindre deux ans, et donc qu'elle ferait toujours partie de l'UGT marchande de l'Alberta. Le test de dépréciation était fondé sur la valeur d'utilité et comprenait les flux de trésorerie futurs estimatifs devant être générés par l'unité jusqu'à sa mise hors service le 31 juillet 2018. L'actualisation n'a pas eu d'incidence importante.

Lakeswind et Kent Breeze

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a fait l'acquisition d'une participation financière dans Lakeswind par la souscription d'actions privilégiées reflet d'une filiale de la Société et a acquis Kent Breeze (se reporter à la note 4 V)). Dans le cadre de ces acquisitions, les actifs ont été évalués à la juste valeur au moyen de taux d'actualisation

d'environ 7 % en moyenne. Par conséquent, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 12 millions de dollars en utilisant l'évaluation du contrat comme indicateur de la juste valeur diminuée des coûts de sortie en 2018. L'imputation pour dépréciation a eu une incidence de 11 millions de dollars sur les immobilisations corporelles et de 1 million de dollars sur les immobilisations incorporelles (se reporter aux notes 18 et 20).

D. Frais de mise en valeur de projets

En 2020, la Société a radié des frais de mise en valeur de projets de néant (18 millions de dollars en 2019 et 23 millions de dollars en 2018) liés à des projets qui ne sont plus en cours.

8. Créances au titre des contrats de location-financement

Les montants à recevoir en vertu des contrats de location-financement de la Société, associés à la centrale de cogénération de Poplar Creek et, en 2020, aux centrales de SCE, se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2020		2019	
	Encaissements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des encaissements minimaux au titre de la location	Encaissements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des encaissements minimaux au titre de la location
Moins de un an	63	56	20	20
De deux à cinq ans inclusivement	169	126	80	74
Plus de cinq ans	100	82	120	97
	332	264	220	191
Moins : produits tirés des contrats de location-financement non gagnés	68	—	29	—
Total des créances au titre des contrats de location-financement	264	264	191	191
Compris dans les états de la situation financière consolidés :				
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 14)	36		15	
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	228		176	
	264		191	

9. Autres résultats d'exploitation nets

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

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Contrat d'approvisionnement en charbon	29	—	—
Entente sur l'élimination du charbon en Alberta	(40)	(40)	(40)
Recouvrements d'assurance	—	(10)	(7)
Autres charges	—	1	—
Autres résultats d'exploitation, montant net	(11)	(49)	(47)

A. Provision pour contrat déficitaire pour le contrat d'approvisionnement en charbon

Au cours du quatrième trimestre de 2020, une provision pour contrat déficitaire de 29 millions de dollars a été comptabilisée à la suite de la décision d'éliminer le charbon comme source de combustible à la centrale de Sheerness plus tôt que prévu, soit d'ici la fin de 2021. La dernière livraison de charbon devrait être reçue au cours du premier trimestre de 2021, tandis que les paiements exigibles aux termes du contrat se poursuivront jusqu'en 2025.

B. Entente sur l'élimination du charbon en Alberta

La Société reçoit des paiements du gouvernement de l'Alberta pour l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions de ses centrales alimentées au charbon, notamment l'unité 3 de la centrale de Keephills, l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness. L'échange de participations visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee n'a eu aucune incidence sur les paiements reçus. Se reporter à la note 4 R) pour plus de détails.

Aux termes de l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 et jusqu'à la fin de 2030. La Société comptabilise uniformément les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon tout au long de l'exercice. La réception des paiements est sous réserve du respect de certaines modalités et conditions. La principale condition de l'entente sur l'élimination du charbon est l'élimination de toutes les émissions des centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Toutefois, les centrales touchées pourront en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant une autre méthode que la production d'électricité à partir du charbon qui entraîne des émissions après le 31 décembre 2030. En juillet 2018, la Société a obtenu du financement fondé sur les paiements en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Se reporter aux notes 4 X) et 24 pour plus de détails.

C. Recouvrements d'assurance

Il n'y a eu aucun recouvrement d'assurance en 2020.

En 2019, la Société a reçu 10 millions de dollars au titre de recouvrements d'assurance qui se rapportent à des indemnités d'assurance liées aux incendies de tours survenus au parc éolien du Wyoming et à Summerview.

En 2018, la Société a reçu 7 millions de dollars au titre de recouvrements d'assurance, dont une indemnité d'assurance de 6 millions de dollars liée à l'incendie d'une tour dans le parc éolien du Wyoming et 1 million de dollars pour la réparation de matériel dans le secteur Énergie thermique en Alberta.

10. Placements

Les placements de la Société dans des coentreprises et des entreprises associées qui sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence sont ses placements dans Skookumchuck et EMG.

La variation des placements se présente comme suit :

	Skookumchuck	EMG	Total
Solde au 31 décembre 2019	—	—	—
Apports ¹	86	16	102
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	1	—	1
Variation des taux de change	(2)	(1)	(3)
Solde au 31 décembre 2020	85	15	100

1) Les apports ont été versés en dollars américains et se sont élevés à 66 millions de dollars pour Skookumchuck et à 12 millions de dollars pour EMG, y compris la composante conditionnelle.

Les informations financières sur les résultats des activités d'exploitation liés à la quote-part de la Société dans Skookumchuck et EMG se résument comme suit :

Exercice clos le 31 décembre	2020
Résultats des activités d'exploitation	
Produits des activités ordinaires	3
Charges	(2)
Quote-part du résultat net	1

Le 25 novembre 2020, TransAlta a acquis une participation de 49 % dans Skookumchuck, un parc éolien d'une capacité de 136,8 MW, situé dans les comtés de Lewis et de Thurston, à proximité de la centrale de Centralia, dans l'État de Washington, se composant de 38 éoliennes Vestas V136. Les informations financières relatives à 100 % des activités de Skookumchuck, compte tenu des ajustements pour l'application de méthodes comptables uniformes et des ajustements du prix d'achat de la Société, se résument comme suit :

Exercice clos le 31 décembre	2020
Produits des activités ordinaires	6
Amortissement	2
Charge d'intérêts	1
Résultat net	3
Autres éléments du résultat global	—
Total du résultat global	3

Au 31 décembre	2020
Actifs courants	6
Actifs non courants	382
Passifs courants	(65)
Passifs non courants	(150)
Actifs nets	173
Autres éléments compris ci-dessus	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1
Passifs financiers courants ¹	(27)
Passifs financiers non courants ¹	(147)

1) Excluent les fournisseurs et autres crédateurs et les provisions.

Le rapprochement entre la valeur comptable et la participation de 49 % de la Société dans Skookumchuck se présente comme suit :

Au 31 décembre	2020
Actifs nets	173
Moins : 51 % des actifs nets de Skookumchuck qui ne sont pas détenus par la Société	(88)
Placement net	85

La capacité de Skookumchuck à effectuer des distributions à ses propriétaires, y compris la Société, dépend des flux de trésorerie disponibles et est limitée par des clauses restrictives et des conditions, y compris les exigences de financement du principal et des intérêts imposées par les ententes de financement donnant droit à des avantages fiscaux.

Les paiements futurs approximatifs de Skookumchuck en vertu d'engagements contractuels se présentent comme suit :

	2021	2022	2023	2024	2025	2026 et par la suite	Total
Ententes de service à long terme ¹	1	1	1	1	1	28	33

1) Se reporter à la note 36 pour en savoir plus sur les ententes de service à long terme.

11. Charge d'intérêts nette

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

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Intérêt sur la dette	158	161	184
Intérêt sur les titres échangeables (note 25)	34	20	—
Produits d'intérêts	(10)	(13)	(11)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 18)	(8)	(6)	(2)
Perte au titre du remboursement des obligations (note 24)	—	—	24
Intérêts sur les obligations locatives	8	4	3
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	18	15	13
Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux (note 24) ¹	1	(35)	—
Intérêt sur la procédure visant une règle relative aux pertes de réseau (note 36 I) II)	5	—	—
Autre ²	2	10	15
Désactualisation des provisions (note 23)	30	23	24
Charge d'intérêts nette	238	179	250

1) Concerne l'avantage fiscal lié à l'amortissement fiscal supplémentaire demandé en 2019 sur les projets Big Level et Antrim qui a été attribué aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux. Le financement donnant droit à des avantages fiscaux est traité comme une dette aux termes des IFRS et la monétisation de l'amortissement fiscal est considérée comme une réduction hors trésorerie du solde de la dette et est présentée à titre de réduction des charges d'intérêts.

2) En 2020, les autres charges d'intérêts comprennent un montant de néant (5 millions de dollars en 2019 et 7 millions de dollars en 2018) lié à la composante financement importante exigée aux termes de l'IFRS 15. De plus, en 2018, des coûts d'environ 5 millions de dollars ont été passés en charges en raison du financement de projet qui n'est plus réalisable.

12. Impôts sur le résultat

A. Comptes de résultat consolidés

I. Rapprochements des taux

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Résultat avant impôts sur le résultat	(303)	193	(96)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, non assujéti à l'impôt	2	(26)	(19)
Résultat ajusté avant impôts sur le résultat	(301)	167	(115)
Taux d'impôt canadien, fédéral et provincial, prévu par la loi (%)	24,5 %	26,5 %	26,8 %
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat prévu	(74)	44	(31)
Augmentation (diminution) des impôts sur le résultat résultant des éléments suivants :			
Écarts de taux d'impôt effectifs étrangers	3	5	(3)
Charge d'impôt différé liée aux différences temporaires relatives au placement dans des filiales	9	—	—
Réduction (reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé	8	(9)	27
Différences avec les taux prévus par la loi et autres différences	(7)	(31)	—
Divers	11	8	1
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(50)	17	(6)
Taux d'impôt effectif (%)	17 %	10 %	5 %

II. Composantes de la charge d'impôts sur le résultat

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

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Charge d'impôt exigible	35	35	28
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la résorption des différences temporaires	(95)	22	(61)
Charge d'impôt différé liée aux différences temporaires relatives au placement dans une filiale	9	—	—
Recouvrement d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'imposition ou aux lois fiscales ¹	(7)	(31)	—
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant de la réduction (reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé ²	8	(9)	27
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(50)	17	(6)

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Charge d'impôt exigible	35	35	28
Recouvrement d'impôt différé	(85)	(18)	(34)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(50)	17	(6)

1) En 2020, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 7 millions de dollars (31 millions de dollars en 2019) lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui est passé de 11 % à 8 %. La baisse du taux d'imposition était initialement prévue comme suit : 11 % à compter du 1^{er} juillet 2019, 10 % à compter du 1^{er} janvier 2020, 9 % à compter du 1^{er} janvier 2021, et 8 % à compter du 1^{er} janvier 2022. Le gouvernement de l'Alberta a décrété que le taux serait réduit à 8 % à compter du 9 décembre 2020.

2) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, la Société a comptabilisé une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé de 8 millions de dollars (reprise de réduction de valeur de 9 millions de dollars en 2019 et réduction de valeur de 27 millions de dollars en 2018). Au cours de l'exercice considéré, des actifs d'impôt différé supplémentaires ont été créés par la comptabilisation de pertes au titre des autres éléments du résultat global aux États-Unis. Les actifs d'impôt différé ont trait principalement aux avantages fiscaux liés aux pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis détenues directement. La Société évalue à la fin de chaque période s'il est probable que ses activités aux États-Unis détenues directement puissent générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes.

B. États des variations des capitaux propres consolidés

Le montant total d'impôt exigible et différé lié aux éléments porté au crédit ou au débit des capitaux propres est présenté comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat lié à :			
Incidence nette liée aux couvertures de flux de trésorerie	(23)	6	(12)
Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes)	(3)	(7)	5
Charge d'impôts sur le résultat présentée dans les capitaux propres	(26)	(1)	(7)

C. États de la situation financière consolidés

Les principales composantes des actifs (passifs) d'impôt différé de la Société sont les suivantes :

Aux 31 décembre	2020	2019
Reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes ¹	469	494
Frais de démantèlement et de remise en état futurs	140	122
Immobilisations corporelles	(717)	(828)
Actifs et passifs de gestion du risque, montant net	(107)	(141)
Régimes d'avantages du personnel et de rémunération	62	56
Intérêt déductible au cours de périodes futures	22	42
Écarts de change au titre de la dette libellée en dollars américains	31	40
Autres différences temporaires déductibles	2	4
Passifs d'impôt différé, montant net, avant réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(98)	(211)
Réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(247)	(243)
Passifs d'impôt différé, montant net, après réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(345)	(454)

1) Les pertes d'exploitation nettes arrivent à échéance entre 2029 et 2039.

Les passifs d'impôt différé, montant net, sont présentés dans les états de la situation financière consolidés comme suit :

Aux 31 décembre	2020	2019
Actifs d'impôt différé ¹	51	18
Passifs d'impôt différé	(396)	(472)
Passifs d'impôt différé, montant net	(345)	(454)

1) Les actifs d'impôt différé présentés dans les états de la situation financière consolidés sont recouvrables selon le résultat futur prévu et les stratégies de planification fiscale. Les hypothèses utilisées pour estimer le résultat futur reposent sur les prévisions à long terme de la Société.

D. Éventualités

Au 31 décembre 2020, la Société avait comptabilisé un passif net de néant (1 million de dollars en 2019) relatif à des positions fiscales incertaines.

13. Participations ne donnant pas le contrôle

Les filiales et les entreprises de la Société ayant des participations ne donnant pas le contrôle sont présentées dans le tableau qui suit :

Filiale/entreprise	Participation ne donnant pas le contrôle au 31 décembre 2020
TransAlta Cogeneration L.P.	49,99 % - Canadian Power Holdings Inc.
TransAlta Renewables	39,9 % - actionnaires publics
Kent Hills Wind LP ¹	17 % - Natural Forces Technologies Inc.

1) Détenue par TransAlta Renewables.

TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen») exploite un portefeuille de centrales de cogénération au Canada et détient une participation de 50 % dans une centrale au bicarburant. TransAlta Renewables détient et exploite un portefeuille de centrales alimentées au gaz et d'installations de production d'énergie renouvelable au Canada, et détient des participations financières dans d'autres centrales alimentées au gaz et à partir d'énergies renouvelables de la Société.

Les informations financières relatives à des filiales ayant d'importantes participations ne donnant pas le contrôle se résument comme suit :

A. TransAlta Renewables

Le résultat net, les distributions et les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent la participation ne donnant pas le contrôle de 17 % dans le parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 167 MW, situé au Nouveau-Brunswick.

Le 31 mai 2018, TransAlta Renewables a mis en place un régime de réinvestissement des dividendes pour les détenteurs canadiens d'actions ordinaires de TransAlta Renewables. À compter du 31 juillet 2018, les actionnaires admissibles pouvaient choisir de réinvestir automatiquement leurs dividendes mensuels dans des actions ordinaires supplémentaires de la Société. La Société ne participe pas au régime de réinvestissement des dividendes.

Au cours du quatrième trimestre de 2020, TransAlta Renewables a suspendu son régime de réinvestissement des dividendes à l'égard des dividendes futurs et déclarés. Le dividende versé le 30 octobre 2020 aux actionnaires inscrits au 15 octobre 2020 était le dernier versement de dividende admissible au réinvestissement par les actionnaires participants. Les dividendes subséquents seront uniquement versés en espèces.

Par suite du régime de réinvestissement des dividendes et du placement d'actions dont il est question à la note 4 W), le pourcentage de la propriété, des droits de vote et de la participation en capitaux propres de la Société dans TransAlta Renewables a changé comme suit :

Période	Pourcentage de la propriété et des droits de vote	Pourcentage de la participation en capitaux propres
Du 1 ^{er} août 2017 au 21 juin 2018	64,0	64,0
Du 22 juin 2018 au 30 juillet 2018	61,1	61,1
Du 31 juillet 2018 au 29 novembre 2018	61,0	61,0
Du 30 novembre 2018 au 31 décembre 2018	60,9	60,9
Du 1 ^{er} janvier 2019 au 31 mars 2019	60,8	60,8
Du 1 ^{er} avril 2019 au 30 juin 2019	60,6	60,6
Du 1 ^{er} juillet 2019 au 30 septembre 2019	60,5	60,5
Du 1 ^{er} octobre 2019 au 31 décembre 2019	60,4	60,4
Du 1 ^{er} janvier 2020 au 31 mars 2020	60,3	60,3
Du 1 ^{er} avril 2020 au 30 juin 2020	60,2	60,2
Du 1 ^{er} juillet 2020 au 31 décembre 2020	60,1	60,1

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Produits des activités ordinaires	436	446	462
Résultat net	97	183	241
Total du résultat global	223	138	281
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	40	73	94
Total du résultat global	90	56	110
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	80	69	79

Aux 31 décembre	2020	2019
Actifs courants	743	293
Actifs non courants	2 913	3 409
Passifs courants	(364)	(152)
Passifs non courants	(987)	(1 237)
Total des capitaux propres	(2 305)	(2 313)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(948)	(941)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	39,9	39,6

B. TA Cogen

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Résultats des activités d'exploitation			
Produits des activités ordinaires	146	181	185
Résultat net	(13)	43	29
Total du résultat global	(13)	43	29
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	(6)	21	14
Total du résultat global	(6)	21	14
Distributions versées à Canadian Power Holdings Inc.	17	37	86

Aux 31 décembre	2020	2019
Actifs courants	69	41
Actifs non courants	323	328
Passifs courants	(78)	(27)
Passifs non courants	(37)	(19)
Total des capitaux propres	(277)	(323)
Capitaux propres attribuables à Canadian Power Holdings Inc.	(136)	(160)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	49,99	49,99

14. Créances clients et autres débiteurs

Aux 31 décembre	2020	2019
Créances clients	488	399
Garanties versées (note 16)	49	42
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 8)	36	15
Impôts sur le résultat à recevoir	10	6
Créances clients et autres débiteurs	583	462

15. Instruments financiers

A. Actifs financiers et passifs financiers – classement et évaluation

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement au coût, à la juste valeur ou au coût amorti. Le tableau suivant présente la valeur comptable et le classement des actifs financiers et des passifs financiers :

Valeur comptable au 31 décembre 2020

	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (JVRN)	Coût amorti	Total
Actifs financiers				
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	—	—	703	703
Liquidités soumises à restrictions	—	—	71	71
Créances clients et autres débiteurs	—	—	583	583
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	228	228
Actifs de gestion du risque				
Courants	102	69	—	171
Non courants	471	50	—	521
Autres actifs (note 22)	—	—	52	52
Passifs financiers				
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—	599	599
Dividendes à verser	—	—	59	59
Passifs de gestion du risque				
Courants	10	84	—	94
Non courants	—	68	—	68
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives ²	—	—	3 361	3 361
Titres échangeables (note 25)	—	—	730	730

1) Comprennent des équivalents de trésorerie de néant.

2) Comprennent la partie courante.

Valeur comptable au 31 décembre 2019

	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (JVRN)	Coût amorti	Total
Actifs financiers				
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	—	—	411	411
Liquidités soumises à restrictions	—	—	32	32
Créances clients et autres débiteurs	—	—	462	462
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	176	176
Actifs de gestion du risque				
Courants	71	95	—	166
Non courants	607	33	—	640
Autres actifs (note 22)	—	—	47	47
Passifs financiers				
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—	413	413
Dividendes à verser	—	—	37	37
Passifs de gestion du risque				
Courants	1	80	—	81
Non courants	1	28	—	29
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives ²	—	—	3 212	3 212
Titres échangeables (note 25)	—	—	326	326

1) Comprennent des équivalents de trésorerie de néant.

2) Comprennent la partie courante.

B. Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur d'un instrument financier correspond au prix de la contrepartie qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. La juste valeur peut être établie au moyen du prix négocié pour cet instrument dans un marché actif auquel la Société a accès. En l'absence d'un marché actif, la Société calcule les justes valeurs d'après des modèles d'évaluation ou par rapport à d'autres produits semblables dans les marchés actifs.

Les justes valeurs calculées selon les modèles d'évaluation exigent de recourir à des hypothèses. Afin de déterminer ces hypothèses, la Société examine d'abord les données de marché observables de l'extérieur. Toutefois, si celles-ci ne sont pas disponibles, la Société a recours à des données d'entrée qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

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. Pour calculer les justes valeurs de niveau I, la Société utilise les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus auprès des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange.

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.

La Société peut conclure des transactions sur des produits de base pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Dans ces cas-là, les justes valeurs de niveau III sont établies en utilisant des techniques d'évaluation, comme les évaluations axées sur les prévisions et les évaluations fondées sur des modèles. Pour les évaluations fondées sur des modèles, des modèles d'évaluation des dérivés, des modèles de régression et des modèles d'évaluation fondés sur les statistiques historiques («bootstrap») peuvent être utilisés. Les données d'entrée du modèle peuvent reposer sur les données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport, les profils de la demande pour des contrats non standardisés distincts et des produits structurés, et/ou les volatilités ainsi que les corrélations entre les produits provenant des rapports de prix historiques.

La Société est aussi partie à divers contrats sur les produits de base ayant une durée s'étirant au-delà d'une période de négociation liquide. Comme les prix du marché à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur est déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III.

La Société a une politique de gestion du risque lié aux produits de base qui régit les transactions sur les produits de base effectuées dans le cadre de ses activités de négociation pour compte propre et celles effectuées afin de gérer le risque lié au prix des produits de base de son entreprise de production. La politique définit et précise les responsabilités en matière de contrôle et de gestion associées aux opérations liées aux produits de base, ainsi que la nature et la fréquence des rapports exigés au titre de ces activités.

Les méthodes et procédures au titre de l'évaluation de la juste valeur de niveau III des instruments de gestion du risque lié aux produits de base sont établies par le service de gestion du risque de la Société. Les justes valeurs de niveau III sont principalement calculées au moyen du système de gestion du risque lié aux transactions sur les produits énergétiques de la Société selon les données contractuelles sous-jacentes ainsi que les données d'entrée observables et non observables. L'établissement de données d'entrée non observables repose sur le jugement. Pour assurer la vraisemblance, les évaluations de la juste valeur de niveau III produites par le système sont passées en revue et validées par le service de gestion du risque et le service des finances. L'examen s'effectue officiellement chaque trimestre ou plus souvent si l'examen et les procédures de surveillance quotidiens permettent d'identifier des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

Les informations sur les contrats ou les groupes de contrats au titre des activités de gestion du risque qui sont inclus dans les évaluations de niveau III et les données d'entrée non observables et les sensibilités qui s'y rattachent sont comme suit, compte non tenu de l'incidence sur la juste valeur de certaines données d'entrée non observables comme les liquidités et les escomptes de crédit («justes valeurs de base») ainsi que les profits et les pertes initiaux. La fourchette de sensibilité des justes valeurs de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, qui peuvent comprendre les prix à terme des produits de base, la volatilité et les corrélations des produits de base, le volume des livraisons et leur forme.

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

Au		31 décembre 2019				
Description	Juste valeur de base	Sensibilité	Technique d'évaluation	Données d'entrée non observables	Fourchette	Variation possible raisonnable
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	737	+46 -139	Prévisions de prix à long terme	Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	20 \$ US à 28 \$ US	Baisse du prix de 3 \$ US ou hausse de 9 \$ US
			Techniques d'évaluation des options, statistiques historiques («bootstrap») et régression	Relation de base	91 % à 112 %	4 % à 6 %
Produits structurés – est des États-Unis	7	+2 -2	historique des prix	Facteurs non standards	63 % à 116 %	4 % à 10 %
Contrats d'approvisionnement exclusif – est des États-Unis	10	+3 -3	Statistiques historiques («bootstrap»)	Volume		95 % à 105 %
				Coût de l'approvisionnement		(+/-) 1 \$ US par MWh
				Prix de l'électricité à terme non liquides (par MWh)	38 \$ US à 60 \$ US	Hausse ou baisse du prix de 6 \$ US
Ventes d'énergie éolienne à long terme – est des États-Unis	(28)	+20 -20	Prévisions de prix à long terme	Prix des crédits d'énergie renouvelable à terme non liquides (par unité)	9 \$ US	Hausse ou baisse du prix de 1 \$ US
Autres	(6)	+8 -8				

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.

Pour les périodes au-delà de 2022, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondamentales et des indications du marché ont été utilisées comme indicateurs dans les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. La prévision sur les prix de base a été établie en utilisant une prévision des données fondamentales (le fournisseur est indépendant et est reconnu comme un expert du secteur pour les prévisions et hypothèses). Avant le deuxième trimestre de 2018, la prévision sur les prix de base était établie au moyen de prévisions indépendantes supplémentaires du secteur.

Le contrat est libellé en dollars américains. Comme le dollar américain s'est déprécié par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2019 et le 31 décembre 2020, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont diminué respectivement d'environ 14 millions de dollars et 1 million de dollars.

ii. Produits structurés – est des États-Unis

La Société a conclu des contrats d'électricité à prix fixe structurés dans l'est des États-Unis. Aux termes de ces contrats, la Société a accepté d'acheter ou de vendre de l'électricité à des installations ou emplacements où les marchés sont non liquides ou en dehors des heures standards. Au 31 décembre 2020, la Société n'avait aucune position ouverte importante sur des contrats d'électricité à prix fixe structurés.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats d'électricité à prix fixe sont les écarts de prix à terme du marché et les facteurs non standards. Une analyse de régression historique a été exécutée pour modéliser les écarts entre les marchés liquides et non liquides. Les facteurs non standards ont été établis en utilisant des données historiques.

iii. 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 qui entre en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et prend fin le 31 décembre 2025. Des techniques d'évaluation des options ont été utilisées pour évaluer l'obligation liée à ces dispositions du contrat.

Les principales données d'entrée non observables utilisées dans l'évaluation comprennent les prix de l'électricité non liquides, la volatilité des options et l'augmentation du tarif ferroviaire. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles ont été utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs.

Pour les périodes au-delà de 2022, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondées sur les données fondamentales et des indications du marché ont été utilisées comme indicateurs dans les hypothèses sur le prix de base, le prix le plus élevé et le prix le plus bas de l'électricité. La prévision sur les prix de base a été établie en utilisant une prévision fondée sur les données fondamentales (le fournisseur est indépendant et est reconnu comme un expert du secteur pour les prévisions et hypothèses). La volatilité des options et les fourchettes d'augmentation du tarif ferroviaire ont été déterminées en utilisant des données historiques et en exerçant un jugement professionnel.

iv. 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.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation du portefeuille comprennent les volumes livrés et le coût d'approvisionnement. La consommation horaire donnera lieu à des prix réalisés pouvant comporter une prime ou un escompte par rapport au prix moyen établi. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles sont utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs.

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

En ce qui a trait à Big Level, la Société a un contrat à long terme fondé sur les écarts en vertu duquel elle reçoit un prix fixe par MWh et paie le cours du marché en vigueur et en temps réel de l'énergie par MWh ainsi que la livraison physique de crédits d'énergie renouvelable fondés sur une approximation de la production. La mise en service de la centrale a eu lieu en décembre 2019 et le contrat, qui est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2019, se prolonge sur 15 ans à partir la date de mise en service. Le contrat est comptabilisé comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net.

Les principales données non observables utilisées pour l'évaluation du contrat sont les volumes de production approximative prévus ainsi que les prix à terme de l'électricité et des crédits d'énergie renouvelable non liquides.

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

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

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base sont classés selon leur niveau de juste valeur au 31 décembre 2020 : niveau I – passif net de 13 millions de dollars (passif net de 3 millions de dollars au 31 décembre 2019), niveau II – passif net de 27 millions de dollars (actif net de 9 millions de dollars au 31 décembre 2019), niveau III – actif net de 582 millions de dollars (actif net de 686 millions de dollars au 31 décembre 2019).

Les variations importantes des actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020 découlent essentiellement de règlements de contrats, de variations défavorables des prix du marché et de variations défavorables des taux de change.

Les tableaux suivants résument les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base de niveau III au cours des exercices clos respectivement les 31 décembre 2020 et 2019 :

	Exercice clos le 31 déc. 2020			Exercice clos le 31 déc. 2019		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	678	8	686	689	6	695
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	(18)	3	(15)	77	8	85
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	–	7	7	–	14	14
Contrats réglés	(71)	(10)	(81)	(57)	(19)	(76)
Variation des taux de change	(16)	1	(15)	(31)	(1)	(32)
Transferts vers le (hors du) niveau III	–	–	–	–	–	–
Actifs nets de gestion du risque à la fin de la période	573	9	582	678	8	686
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Profits (pertes) comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	(34)	–	(34)	46	–	46
Total des profits compris dans le résultat avant impôts sur le résultat	71	11	82	57	21	78
Profits latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux actifs nets détenus à la fin de la période	–	1	1	–	2	2

III. Autres actifs et passifs de gestion du risque

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

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant une juste valeur de passif net de 12 millions de dollars au 31 décembre 2020 (actif net de 4 millions de dollars au 31 décembre 2019), sont classés au niveau II de la hiérarchie des justes valeurs. Les variations importantes dans les autres actifs et passifs nets de gestion du risque au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020 sont principalement attribuables aux prix du marché favorables pour les contrats existants.

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 31 décembre 2020	–	769	–	769	730
Dette à long terme au 31 décembre 2020	–	3 480	–	3 480	3 227
Titres échangeables au 31 décembre 2019	–	342	–	342	326
Dette à long terme au 31 décembre 2019	–	3 157	–	3 157	3 070

1) Comprend la partie courante.

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

La valeur comptable des autres actifs et passifs financiers à court terme (trésorerie et équivalents de trésorerie, 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 (se reporter à la note 22) et des créances au titre des contrats de location-financement (se reporter à la note 8) se rapproche de leur valeur comptable.

C. Profits et pertes initiaux

La majorité des instruments dérivés négociés par la Société est fondée sur les cours ajustés à une Bourse active ou dépasse la période pour laquelle des cours cotés sont disponibles. Les justes valeurs de ces dérivés sont établies en utilisant des données d'entrée qui ne sont pas facilement observables. Se reporter à la rubrique B de la présente note 15 pour les techniques d'évaluation utilisées pour les justes valeurs de niveau III. Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le «prix de transaction») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un prix du marché qui est coté sur un marché actif, des transactions observables dans le marché actuel qui sont essentiellement les mêmes, ou une technique d'évaluation qui utilise des données d'entrée du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est différée dans les états de la situation financière consolidés dans les actifs et passifs de gestion du risque et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur établie selon le modèle d'évaluation, à comptabiliser dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2020	2019	2018
Profit net non amorti au début de l'exercice	9	49	105
Nouveaux profits (pertes) initiaux ¹	(13)	3	(14)
Variation des taux de change	—	—	5
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de l'exercice	(29)	(43)	(47)
Profit net non amorti (perte nette non amortie) à la fin de l'exercice²	(33)	9	49

1) En 2020, la Société a conclu un contrat de transport ferroviaire de charbon assorti d'un mécanisme de partage des avantages. Des techniques d'évaluation des options ont été utilisées pour évaluer l'obligation liée à ces dispositions du contrat.

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

16. Activités de gestion du risque

A. Stratégie 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.

La Société a deux principales sources d'activités de gestion du risque : i) gestion des risques financiers et ii) gestion du risque lié aux produits de base. Dans le cadre de ces activités, les risques visés par la gestion des risques comprennent le risque lié aux produits de base, le risque de taux d'intérêt, le risque de liquidité, le risque lié au prix des capitaux propres et le risque de change.

La Société cherche à atténuer l'incidence du risque lié aux produits de base, du risque de taux d'intérêt et du risque de change en utilisant des instruments dérivés pour couvrir son exposition à ces risques. Parmi ces instruments dérivés, la Société peut appliquer la comptabilité de couverture à ceux qui couvrent le risque lié aux produits de base et le risque de change.

Le recours aux instruments financiers dérivés est régi par les politiques de la Société approuvées par le conseil, qui fournissent des principes écrits sur le risque lié aux produits de base, le risque de taux d'intérêt, le risque de liquidité, le risque lié au prix des capitaux propres et le risque de change, ainsi que sur le recours aux instruments financiers dérivés et aux instruments financiers non dérivés.

Le risque de liquidité, le risque de crédit et le risque lié au prix des capitaux propres sont gérés par d'autres moyens que les dérivés et la comptabilité de couverture.

La Société conclut diverses transactions sur les instruments dérivés, et exerce d'autres activités contractuelles, qui ne satisfont pas aux conditions de la comptabilité de couverture ou pour lesquelles il a été décidé de ne pas appliquer la comptabilité de couverture. Par conséquent, les actifs et passifs connexes sont classés comme des instruments dérivés à la juste valeur par le biais du résultat net. Les profits ou pertes réalisés et latents nets découlant des variations de la juste valeur de ces instruments dérivés sont présentés dans le résultat net au cours de la période où surviennent les variations.

La Société désigne certains instruments dérivés comme instruments de couverture pour couvrir le risque lié aux produits de base et le risque de change dans le cas de couvertures de flux de trésorerie et d'investissements nets dans des établissements à l'étranger. Les couvertures du risque de change que comporte un engagement ferme sont comptabilisées comme des couvertures de flux de trésorerie.

Dès l'origine de la relation de couverture, la Société établit une documentation décrivant la relation entre l'instrument de couverture et l'élément couvert ainsi que ses objectifs en matière de gestion du risque et sa stratégie pour effectuer diverses transactions de couverture. Dès l'origine de la relation de couverture et régulièrement par la suite, la Société consigne également la façon dont elle procède pour apprécier si l'instrument de couverture est efficace pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie de l'élément couvert attribuable au risque couvert, soit lorsque les relations de couverture satisfont à toutes les contraintes d'efficacité de la couverture qui suivent :

- Il existe un lien économique entre l'élément couvert et l'instrument de couverture.
- Le risque de crédit n'a pas d'effet dominant sur les variations de la valeur qui résultent de ce lien économique.
- Le ratio de couverture de la relation de couverture est égal au rapport entre la quantité de l'élément couvert qui est réellement couverte par la Société et la quantité de l'instrument de couverture que l'entité utilise réellement pour couvrir cette quantité de l'élément couvert.

Si une relation de couverture cesse de satisfaire à la contrainte d'efficacité de la couverture relative au ratio de couverture, mais que l'objectif de gestion du risque visé par cette relation de couverture désignée demeure le même, la Société rajuste le ratio de couverture de la relation de couverture de manière à ce que celle-ci réponde à nouveau aux critères.

B. Actifs et passifs nets de gestion du risque

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

Au 31 décembre 2020

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

Au 31 décembre 2019

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

I. Conventions de compensation

Le tableau ci-dessous présente les renseignements à l'égard des actifs et passifs financiers de la Société faisant l'objet de conventions-cadres de compensation exécutoires ou d'autres conventions semblables :

	2020				2019			
	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants	Passifs financiers courants	Passifs financiers non courants	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants	Passifs financiers courants	Passifs financiers non courants
Montants bruts comptabilisés	120	69	(132)	(104)	316	631	(191)	(100)
Montants bruts compensés	(69)	(10)	69	10	(140)	(42)	140	42
Montants nets figurant dans les états de la situation financière consolidés	51	59	(63)	(94)	176	589	(51)	(58)

C. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

I. Risque de marché

a. Gestion du risque lié au prix des produits de base

La Société est exposée aux fluctuations de certains prix des produits de base dans le cadre de ses activités de production d'électricité et de négociation pour compte propre, y compris le prix du marché de l'électricité et des combustibles utilisés pour produire de l'électricité. La plupart des contrats de production d'électricité et d'approvisionnement en combustible connexe de la Société sont considérés comme des contrats pour la livraison ou la réception d'un élément non financier selon les exigences de la Société en matière d'utilisation à ses propres fins et non comme des instruments financiers. Ainsi, l'analyse du risque lié au prix des produits de base est limitée aux activités de négociation pour compte

propre de la Société et aux instruments dérivés sur les produits de base utilisés dans les relations de couverture associées aux activités de production d'électricité de la Société.

Pour réduire le risque de variations défavorables des prix des produits de base, la Société a recours à trois outils :

- Un cadre de contrôles du risque
- Un plan de couverture prédéfini, y compris des swaps financiers à prix fixe sur l'électricité et des contrats de vente d'énergie prévoyant la livraison à long terme pour couvrir le risque lié aux produits de base relativement à la production d'électricité
- Un comité responsable de surveiller la mise en œuvre du programme de gestion du risque et de la conformité lié à la négociation et de s'assurer de l'existence de contrôles, processus, systèmes et procédures appropriés pour pouvoir veiller au respect de la politique

La Société a réalisé des couvertures du prix des produits de base pour sa centrale thermique de Centralia et pour son exposition au marché de capacité marchande en Alberta, y compris des contrats de vente d'électricité prévoyant la livraison à long terme à la centrale de Centralia et des swaps financiers à prix fixe liés au portefeuille en Alberta pour couvrir les prix. Les deux stratégies de couverture relèvent de la stratégie de gestion du risque de la Société utilisée pour couvrir le risque lié aux produits de base.

Il n'y a pas de source d'inefficacité de la couverture pour l'exposition au marché de capacité marchande en Alberta.

Les expositions au risque de marché sont évaluées à l'aide de la valeur à risque («VaR») appuyée par l'analyse de sensibilité. Il n'y a eu aucun changement à l'exposition de la Société au risque de marché ou à la façon dont ce risque est géré ou évalué.

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.

Conformément à la politique de gestion du risque lié aux produits de base, les activités de négociation pour compte propre sont assujetties à des limites et à des contrôles, y compris la limite de la VaR. Le conseil approuve la limite pour la VaR totale découlant des activités de négociation pour compte propre. La VaR est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux positions de négociation. Une mesure de la VaR donne, à un niveau de confiance précis, une perte maximale estimée avant impôts qui pourrait être subie sur une période donnée. La 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. La VaR est estimée au moyen de l'approche de la variance/covariance historique. La VaR est une mesure qui comporte des limites inhérentes. L'utilisation de l'information historique dans le cadre de l'estimation suppose que les fluctuations des prix par le passé seront représentatives du risque de marché futur. Ainsi, elle peut n'être significative que dans une conjoncture normale du marché. Les événements extrêmes du marché ne sont pas pris en compte par cette mesure du risque. En outre, en raison de l'utilisation du délai d'évaluation de trois jours, ces positions peuvent être liquidées ou couvertes en l'espace de trois jours, bien que cela puisse ne pas être possible si le marché devient illiquide.

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. La VaR au 31 décembre 2020 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2019 et 2 millions de dollars en 2018).

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. Une politique de gestion du risque lié aux produits de base est dressée et approuvée chaque année et décrit les stratégies de couverture prévues associées aux actifs de production de la Société et aux risques correspondants liés aux produits de base. Les contrôles incluent des restrictions sur les instruments autorisés, des examens par la direction des divers portefeuilles et l'approbation des transactions sur les actifs susceptibles d'accroître la volatilité potentielle du résultat net présenté par la Société.

TransAlta a conclu divers contrats avec d'autres parties en vertu desquels les autres parties ont convenu de payer à TransAlta un prix fixe pour l'électricité. Même si les contrats ne créent pas tous une obligation de livraison d'électricité aux autres parties, la Société estime qu'elle dispose d'une production d'électricité suffisante pour remplir ces contrats et, lorsque c'était possible, a désigné ces contrats comme couvertures de flux de trésorerie à des fins comptables. Par conséquent, les fluctuations des prix du marché associées à ces couvertures de flux de trésorerie n'ont pas d'incidence sur le résultat net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Les variations de la juste valeur sont plutôt

différées jusqu'au règlement par le biais du cumul des autres éléments du résultat global, moment auquel le profit net ou la perte nette découlant de la combinaison de l'instrument de couverture et de l'élément couvert a une incidence sur le résultat net.

Au 31 décembre 2020, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 12 millions de dollars (25 millions de dollars en 2019 et 18 millions de dollars en 2018). En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les transactions d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces transactions sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché liées à celles-ci ayant une incidence sur le résultat net de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 31 décembre 2020, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 15 millions de dollars (8 millions de dollars en 2019 et 13 millions de dollars en 2018).

iii. Gestion du risque lié au prix des produits de base – couvertures

Les instruments dérivés désignés comme instruments de couverture au titre des produits de base en cours de la Société se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2020		2019	
Type (en milliers)	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh) ¹	95	–	222	–

1) Exclut le contrat de vente d'électricité à long terme – États-Unis. Se reporter à la note 15 B) l) c) i) pour en savoir plus sur ce contrat.

En 2020, des profits latents avant impôts de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2019 et 4 millions de dollars en 2018) liés à certaines relations de couverture de l'électricité dont la désignation a été annulée et qui sont réputés être inefficaces à des fins comptables ont été repris du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisés en résultat net.

iv. Gestion du risque lié au prix des produits de base – éléments autres que de couverture

Les instruments dérivés qui ne sont pas désignés comme instruments de couverture au titre des produits de base en cours de la Société se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2020		2019	
Type (en milliers)	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh)	12 944	8 258	16 097	7 204
Gaz naturel (GJ)	23 035	177 448	38 062	55 023
Transport (MWh)	–	1 578	–	1 818
Émissions (MWh)	1 831	2 112	184	138
Émissions (tonnes)	2 160	2 365	2 436	2 446

b. Gestion du 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 et les paiements de capacité tirés de CAÉ dans le secteur du charbon en Alberta. 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 7 % de la dette de la Société au 31 décembre 2020 (11 % en 2019). Le risque de taux d'intérêt est géré au moyen d'instruments dérivés. Les instruments dérivés sur taux d'intérêt en cours de la Société se présentent comme suit.

Au 31 décembre 2020, la Société était partie à des swaps de taux d'intérêt d'un montant notionnel de 150 millions de dollars américains aux termes desquels la Société reçoit un taux d'intérêt variable égal au LIBOR à trois mois et paie des intérêts à un taux fixe égal à 0,94 % du montant notionnel. Le swap sert à couvrir l'exposition au risque de taux d'intérêt lié à l'émission éventuelle hautement probable d'une dette à taux fixe de 400 millions de dollars américains.

Au 31 décembre 2020, la Société était partie à une entente de fixation des taux d'un montant notionnel de 75 millions de dollars aux termes de laquelle la Société reçoit le règlement si, à la date de fixation du prix, la différence entre le prix de l'obligation du gouvernement du Canada à 5,75 % sous-jacente et le prix à terme de l'obligation de 150 millions de dollars (rendement à terme de 1,20 %) est positive. Si la différence est négative, la Société paie le règlement. Le swap sert à couvrir l'exposition au risque de taux d'intérêt liée à l'émission éventuelle hautement probable d'une dette à taux fixe de 150 millions de dollars.

Il n'y avait aucun instrument dérivé sur taux d'intérêt en cours en 2019 et en 2018.

La réforme des taux interbancaires offerts pourrait avoir une incidence sur le risque de taux d'intérêt en ce qui concerne les facilités de crédit de la Société et l'obligation sans recours de Poplar Creek détenue par une filiale de TransAlta. La facilité utilise comme taux de référence le LIBOR pour les emprunts en dollars américains et le taux offert en dollars canadiens («CDOR») pour les emprunts en dollars canadiens, tandis que l'obligation sans recours utilise comme taux de référence le CDOR à trois mois. À ce jour, aucun emprunt en dollars américains n'a été effectué sur la facilité et il existe actuellement un plan visant à supprimer les taux CDOR à six et à douze mois, ce qui n'a pas d'incidence sur la facilité ni sur l'obligation sans recours.

Les swaps de taux d'intérêt différés en dollars canadiens et en dollars américains en cours ne devraient pas être touchés étant donné que leur règlement est prévu pour 2021 préalablement à toute modification des taux interbancaires offerts. La Société surveille la réforme et ne s'attend pas à ce qu'elle ait des répercussions importantes.

c. Risque de change

La Société court des risques à l'égard de diverses monnaies, comme le dollar américain et le dollar australien, par suite des placements et activités dans des territoires étrangers, du résultat net de ces activités et de l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers.

La Société peut adopter les stratégies de couverture suivantes pour atténuer le risque de change :

- Des contrats de change à terme afin de réduire les variations défavorables des taux de change sur les dépenses liées aux projets et les distributions reçues en devises
- Des contrats de change à terme et des swaps de devises pour gérer l'exposition au risque de change au titre de la dette libellée en monnaies étrangères non désignée à titre de couverture de l'investissement net
- La désignation de la dette en devises comme couverture des investissements nets dans des établissements à l'étranger pour réduire le risque lié aux fluctuations des taux de change relativement à certaines filiales à l'étranger

La cible de la Société est de couvrir un minimum de 60 % des flux de trésorerie des activités à l'étranger prévus sur une période de quatre ans, dont un minimum de 90 % au cours de l'année considérée, 70 % au cours de l'année suivante, 50 % au cours de la troisième année et 30 % au cours de la quatrième année. L'exposition au dollar américain sera gérée au moyen d'une combinaison de charges d'intérêts sur notre dette libellée en dollars américains et de contrats de change à terme. L'exposition au dollar australien sera gérée au moyen d'une combinaison de charges d'intérêts sur notre dette libellée en dollars australiens et de contrats de change à terme.

i. Couvertures de l'investissement net

En désignant la dette en devises comme couverture de l'investissement net de la Société dans des filiales à l'étranger, la Société a déterminé que la couverture est efficace dans la mesure où la monnaie étrangère des investissements nets correspond à la devise de la couverture et que, par conséquent, un lien économique existe.

Les couvertures de l'investissement net de la Société dans des établissements à l'étranger comprenaient la dette à long terme libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 370 millions de dollars américains (370 millions de dollars américains en 2019).

ii. Couvertures de flux de trésorerie

La Société a recours à des contrats de change à terme pour couvrir une partie de ses encaissements et dépenses futurs libellés en monnaies étrangères ainsi qu'à des contrats de change à terme et des swaps de devises pour gérer l'exposition au risque de change au titre de la dette libellée en monnaies étrangères non désignée à titre de couverture de l'investissement net.

Aux 31 décembre		2020		2019			
Notionnel vendu	Notionnel acquis	Passif à la juste valeur	Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif à la juste valeur	Échéance
<i>Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en monnaies étrangères</i>							
71 \$ CA	54 \$ US	(2)	2021	124 \$ CA	95 \$ US	–	2020-2021

iii. Éléments autres que de couverture

Dans le cadre de la vente de la participation financière de la Société dans les actifs australiens à TransAlta Renewables, la Société a accepté d'atténuer pour les actionnaires de TransAlta Renewables le risque que représentent des variations défavorables en dollars américains et en dollars australiens des flux de trésorerie tirés des actifs australiens par rapport au dollar canadien jusqu'au 30 juin 2020. L'incidence financière des ententes est éliminée à la consolidation.

Afin d'atténuer une partie du risque qui est imputable aux participations ne donnant pas le contrôle, la Société a conclu des contrats de change avec des tiers jusqu'à concurrence du pourcentage revenant aux participations ne donnant pas le contrôle des flux de trésorerie prévus sur cinq ans jusqu'au 30 juin 2020. La comptabilité de couverture n'a pas été appliquée à ces contrats de change.

La Société a aussi recours aux contrats de change pour gérer ses flux de trésorerie d'exploitation prévus à l'étranger. La comptabilité de couverture n'est pas appliquée à ces contrats de change.

Aux 31 décembre		2020		2019			
Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance
<i>Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en monnaies étrangères</i>							
197 \$ AU	181 \$ CA	(14)	2021-2024	286 \$ AU	266 \$ CA	–	2020-2023
47 \$ US	72 \$ CA	9	2021-2024	108 \$ US	139 \$ CA	(4)	2020-2023
4 \$ AU	3 \$ US	–	2021				
1 \$ CA	1 EUR	–	2021				
<i>Contrats de change à terme – dette libellée en monnaies étrangères</i>							
191 \$ CA	150 \$ US	2	2022	191 \$ CA	150 \$ US	6	2022

iv. Incidences du risque de change

L'incidence possible sur le résultat net et les autres éléments du résultat global des fluctuations des taux de change associés aux instruments financiers libellés dans des monnaies étrangères autres que la monnaie fonctionnelle de la Société est présentée ci-dessous. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution moyenne de 0,03 \$ (0,03 \$ en 2019 et 0,04 \$ en 2018) de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien est une variation raisonnablement possible au cours du prochain trimestre.

Exercices clos les 31 décembre	2020		2019		2018	
Monnaie étrangère	Augmentation (diminution) du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}	Augmentation du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}	Diminution du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}
Dollar américain	(8)	1	(18)	2	(13)	–
Dollar australien	(4)	–	(6)	–	(7)	–
Total	(12)	1	(24)	2	(20)	–

1) Ces calculs supposent une augmentation de la valeur de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien. Une diminution aurait l'effet contraire.

2) L'incidence du change liée aux instruments financiers désignés comme instruments de couverture dans les couvertures de l'investissement net a été exclue.

II. Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque que les clients ou les contreparties occasionnent une perte financière à la Société en ne s'acquittant pas de leurs obligations, ainsi que le risque lié aux variations de la solvabilité des entités lorsque celles-ci exposent la Société à un risque commercial. La Société gère activement son risque de crédit en évaluant la capacité des contreparties à respecter leurs engagements en vertu des contrats visés avant de les conclure. La Société examine minutieusement la solvabilité de toutes les contreparties et, le cas échéant, obtient des garanties des sociétés, des garanties en espèces, des assurances crédits de tiers ou des lettres de crédit pour assurer le recouvrement ultime de ces créances. Dans le cas des montages et des transactions liés aux produits de base, la Société fixe des limites de crédit strictes pour chaque contrepartie et surveille les expositions quotidiennement. TransAlta utilise des conventions standardisées qui permettent de compenser les risques et qui comprennent fréquemment des provisions pour marges. Si les limites de crédit sont dépassées, TransAlta exigera une garantie de la contrepartie ou suspendra ses activités de négociation avec cette dernière.

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes lorsque des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit l'exposition maximale au risque de crédit de la Société, compte non tenu des garanties détenues, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 31 décembre 2020 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	92	8	100	583
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	100	—	100	228
Actifs de gestion du risque ¹	93	7	100	692
Prêt à recevoir ²	—	100	100	52
Total				1 555

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

2) La contrepartie n'a aucune note de solvabilité externe. Se reporter à la note 22 pour plus de détails.

Une analyse de dépréciation est réalisée à chaque date de clôture à l'aide d'une matrice pour calculer les pertes de crédit attendues. Les taux de dotation sont fondés sur les taux de défaillance historiques de créances clients des segments ainsi que sur les cotes de crédit prospectives et les taux de défaillance prévus. En plus du calcul des pertes de crédit attendues, TransAlta surveille l'information prospective clé qui pourrait indiquer que les pourcentages de créances douteuses historiques, les cotes de crédit prospectives attribuées par S&P et les taux de défaillance prévus ne représentent plus les pertes de crédit futures attendues. Le calcul reflète le montant fondé sur des pondérations probabilistes, la valeur temps de l'argent et les informations raisonnables et justifiables disponibles à la date de clôture sur des événements passés, des circonstances actuelles et des prévisions de la conjoncture économique à venir. TransAlta considère que la concentration du risque relativement aux créances clients est faible étant donné que ses clients sont établis dans différents territoires et exercent leurs activités dans plusieurs secteurs. Au 31 décembre 2020, la Société n'avait pas de pertes de crédit attendues significatives.

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 31 décembre 2020, compte non tenu de la garantie détenue ou du droit de compensation, est représentée par les valeurs comptables actuelles des créances clients et des actifs de gestion du risque figurant dans les états de la situation financière consolidés. Les lettres de crédit et les liquidités sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants. 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 22 millions de dollars au 31 décembre 2020 (5 millions de dollars en 2019).

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

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

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

III. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société d'avoir accès au capital requis pour ses activités de négociation pour compte propre, ses transactions de couverture du prix des produits de base, ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette et les activités générales du siège social. Au 31 décembre 2020, une agence de notation a maintenu la note de première qualité accordée à TransAlta et deux agences de notation lui ont donné une note de qualité inférieure. Entre 2021 et 2023, un montant d'environ 1 milliard de dollars de la dette contractée par la Société viendra à échéance, dont un montant d'environ 631 millions de dollars de dette avec recours, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours. Nous prévoyons refinancer la dette qui viendra à échéance en 2022.

Des garanties sont fournies selon les modalités négociées avec les contreparties, modalités qui peuvent faire référence à la note de crédit des titres de premier rang non garantis de la Société obtenue auprès de certaines grandes agences d'évaluation du crédit. Certains instruments dérivés de la Société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent qu'une garantie soit fournie seulement si un événement défavorable important lié au crédit survient.

TransAlta gère le risque de liquidité en surveillant la liquidité des positions de négociation, en préparant des programmes de financement à long terme et en les passant en revue pour qu'ils tiennent compte des modifications apportées aux plans d'affaires et de la disponibilité de capitaux sur le marché, en fournissant régulièrement des rapports au comité de gestion des risques, à la haute direction et au conseil, et en maintenant des lignes de crédit consenties non utilisées suffisantes pour soutenir les besoins de liquidités possibles. La Société n'a pas recours à des instruments dérivés ou à la comptabilité de couverture pour gérer le risque de liquidité.

L'analyse des échéances des passifs financiers de la Société se présente comme suit :

	2021	2022	2023	2024	2025	2026 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	599	—	—	—	—	—	599
Dette à long terme ¹	96	626	277	119	136	2 010	3 264
Titres échangeables ²	—	—	—	—	750	—	750
(Actifs) passifs de gestion du risque lié aux produits de base	(92)	(87)	(131)	(131)	(103)	2	(542)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	14	—	1	(2)	—	(1)	12
Obligations locatives ³	(5)	6	5	5	5	118	134
Intérêts sur la dette à long terme et les obligations locatives ⁴	161	153	126	119	113	893	1 565
Intérêt sur les titres échangeables ^{2,4}	53	52	53	52	—	—	210
Dividendes à verser	59	—	—	—	—	—	59
Total	885	750	331	162	901	3 022	6 051

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

2) Suppose que les titres échangeables seront échangés le 1^{er} janvier 2025. Se reporter à la note 25 pour plus de détails.

3) Les obligations locatives comprennent un incitatif à la location de 13 millions de dollars, qui devrait être reçu en 2021.

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

IV. Risque lié au prix des capitaux propres

a. Swaps sur rendement total

La Société a des programmes de rémunération, d'unités d'actions différées et d'unités d'actions restreintes dont les valeurs dépendent du prix des actions ordinaires de la Société. La Société a fixé une partie du montant du règlement de ces programmes en concluant un swap sur rendement total pour lequel la comptabilité de couverture n'a pas été appliquée. Le swap sur rendement total est réglé au comptant tous les trimestres d'après la différence existant entre le prix fixe et le prix du marché des actions ordinaires de la Société à la fin de chaque trimestre.

D. Instruments de couverture – incertitude des flux de trésorerie futurs

Le tableau ci-après présente les modalités des instruments de couverture dérivés et leur incidence sur le montant, le calendrier et le degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs :

	Échéance					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026 et par la suite
Couvertures de flux de trésorerie¹						
<i>Contrats de change à terme</i>						
Notionnel (en millions de dollars)						
\$ CA / \$ US	54	–	–	–	–	–
Taux de change moyen						
\$ CA / \$ US	0,7648	–	–	–	–	–
<i>Instruments de couverture au titre des produits de base</i>						
<i>Électricité</i>						
Notionnel (en milliers de MWh)	3 424	3 329	3 329	3 338	2 628	–
Prix moyen (\$ par MWh)	69,51	71,91	73,72	75,56	77,44	–

1) Les règlements des swaps de taux d'intérêt mentionnés précédemment auront lieu en 2021.

E. Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et le rendement financier

I. Incidence des couvertures

L'incidence des instruments de couverture sur l'état de la situation financière se présente comme suit :

Au 31 décembre 2020

	Notionnel	Valeur comptable	Poste dans l'état de la situation financière	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité
Risque lié au prix des produits de base				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Ventes d'énergie livrée	16 MMWh	573	Actifs de gestion du risque	(33)
Risque de taux d'intérêt				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Swap de taux d'intérêt	150 \$ US	(3)	Passifs de gestion du risque	3
Swap de taux d'intérêt	75 \$ CA	(4)	Passifs de gestion du risque	4
Risque de change				
<i>Couvertures de l'investissement net</i>				
Dette libellée en monnaies étrangères	370 \$ US	472 \$ CA	Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	11

Au 31 décembre 2019

	Notionnel	Valeur comptable	Poste dans l'état de la situation financière	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité
Risque lié au prix des produits de base				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Ventes d'énergie livrée	19 MMWh	678	Actifs de gestion du risque	47
Risque de change				
<i>Couvertures de l'investissement net</i>				
Dette libellée en monnaies étrangères	370 \$ US	483 \$ CA	Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	21

L'incidence des éléments couverts sur l'état de la situation financière se présente comme suit :

Aux 31 décembre	2020		2019	
	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Réserve de couverture de flux de trésorerie ¹	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Réserve de couverture de flux de trésorerie ¹
Risque lié au prix des produits de base				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Ventes d'énergie prévues - Centralia	(33)	417	47	527
Risque de taux d'intérêt				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Charge d'intérêts sur la dette à long terme	7	19	–	–
	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Écarts de conversion des monnaies étrangères ¹	Variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'inefficacité	Écarts de conversion des monnaies étrangères ¹
Risque de change				
<i>Couvertures de l'investissement net</i>				
Investissements nets dans des filiales à l'étranger	11	(21)	21	(21)

1) Incluse dans le cumul des autres éléments du résultat global.

Le profit de couverture, avant impôts, comptabilisé dans les autres éléments du résultat global correspond à la variation de la juste valeur utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture de l'investissement net. Aucune inefficacité n'a été comptabilisée dans le résultat net.

L'incidence des éléments couverts désignés dans des relations de couverture sur les autres éléments du résultat global et le résultat net se présente comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2020					
	Partie efficace			Partie inefficace	
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les résultats
Contrats sur les produits de base	41	Produits	(137)	Produits	–
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	(1)	Immobilisations corporelles	–	Profit (perte) de change	–
Swaps de taux d'intérêt différés	(12)	Charge d'intérêts	(4)	Charge d'intérêts	–
Incidence sur les autres éléments du résultat global	28	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(141)	Incidence sur le résultat net	–

Au cours des 12 prochains mois, la Société estime que des profits après impôts d'environ 72 millions de dollars seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net. Ces estimations supposent le maintien des prix du gaz naturel et de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change au fil du temps; cependant, les montants réels qui seront reclassés dépendront des fluctuations de ces facteurs.

Exercice clos le 31 décembre 2019

	Partie efficace			Partie inefficace	
	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les résultats
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie					
Contrats sur les produits de base	77	Produits	(59)	Produits	—
Swaps de taux d'intérêt différés	—	Charge d'intérêts	6	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	77	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(53)	Incidence sur le résultat net	—

Exercice clos le 31 décembre 2018

	Partie efficace			Partie inefficace	
	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé à partir des autres éléments du résultat global	Profit (perte) avant impôts comptabilisé dans les résultats
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie					
Contrats sur les produits de base	(9)	Produits	(67)	Produits	—
Contrats de change à terme sur la dette en dollars américains	—	(Profit) perte de change	3	(Profit) perte de change	—
Swaps de taux d'intérêt différés	—	Charge d'intérêts	7	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	(9)	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(57)	Incidence sur le résultat net	—

II. Incidence des éléments autres que de couverture

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, la Société a comptabilisé un profit latent net de 43 millions de dollars (profit de 33 millions de dollars en 2019 et perte de 29 millions de dollars en 2018) lié aux instruments dérivés sur les produits de base.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, un profit de 11 millions de dollars (profit de 24 millions de dollars en 2019 et profit de 3 millions de dollars en 2018) sur des dérivés de change et autres dérivés a été comptabilisé et comprend des pertes latentes nettes de 2 millions de dollars (profit de 6 millions de dollars en 2019 et profit de 4 millions de dollars en 2018) et des profits réalisés nets de 13 millions de dollars (profit de 18 millions de dollars en 2019 et perte de 1 million de dollars en 2018).

F. Garanties

I. Actifs financiers donnés en garantie

Au 31 décembre 2020, la Société avait fourni 49 millions de dollars (42 millions de dollars au 31 décembre 2019) en trésorerie ou 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 des états de la situation financière consolidés.

II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 31 décembre 2020, la Société détenait un montant de néant (3 millions de dollars au 31 décembre 2019) 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 comptabilisée dans les dettes fournisseurs 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 d'évaluation du crédit. Certains instruments dérivés de la Société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent qu'une garantie soit fournie seulement si un événement défavorable important lié au crédit survient.

Au 31 décembre 2020, la Société avait fourni une garantie de 163 millions de dollars (112 millions de dollars au 31 décembre 2019) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles étaient appliquées, obligeraient la Société à fournir une garantie additionnelle de 85 millions de dollars à ses contreparties (51 millions de dollars au 31 décembre 2019).

17. Stocks

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

Au troisième trimestre de 2020, la Société a ajusté la durée d'utilité des actifs de la mine de Highvale afin de l'aligner sur les plans de conversion au gaz de la Société. Le coût standard du charbon a augmenté en raison de l'augmentation de l'amortissement et de la baisse de la consommation de charbon. Comme la Société ne s'attend pas à pouvoir recouvrer le coût compte tenu des prix actuels de l'électricité, elle a comptabilisé une réduction de valeur de 37 millions de dollars sur ses stocks de charbon produits en interne pour les ramener à leur valeur nette de réalisation pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

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

Aux 31 décembre	2020	2019
Pièces et matériaux	107	108
Charbon	83	130
Frais de découverte différés	8	6
Gaz naturel	2	3
Crédits d'émission achetés ¹	38	4
Total	238	251

1) Les crédits d'émission achetés ont augmenté en raison des crédits d'échange et de conformité achetés, y compris ceux visant à assurer la conformité avec le programme Technology Innovation and Emissions Reduction en Alberta.

La variation des stocks se présente comme suit :

Solde au 31 décembre 2018	242
Achats nets	12
Variation des taux de change	(3)
Solde au 31 décembre 2019	251
Achats nets	26
Réduction de valeur	(37)
Variation des taux de change	(2)
Solde au 31 décembre 2020	238

Aucun stock n'a été donné en garantie à l'égard de passifs.

La Société achète des crédits d'émission, mais en génère également grâce à ses secteurs Énergie éolienne et énergie solaire et Hydroélectricité. Les crédits d'émission générés par nos activités ne sont pas inscrits dans nos registres comptables, mais nous les utiliserons pour compenser d'autres obligations d'émissions futures, ce qui entraînera une réduction des coûts de conformité liés au combustible. Au 31 décembre 2020, nous étions en possession de 1 434 761 crédits d'émissions achetés (388 155 en 2019) comptabilisés à un montant de 38 millions de dollars (4 millions de dollars en 2019) et nous disposions d'environ 502 653 (411 115 en 2019) crédits d'émission non comptabilisés.

18. Immobilisations corporelles

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des immobilisations corporelles est présenté ci-dessous :

	Terrains	Production d'énergie au charbon	Production d'énergie au gaz	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres ¹	Total
Coût								
Au 31 décembre 2018	94	5 937	1 964	3 286	1 338	200	383	13 202
Ajustements découlant de l'application de l'IFRS 16	—	—	—	(7)	(101)	—	—	(108)
Ajouts	—	—	—	—	—	407	115	522
Acquisitions (notes 4 R) et 4 T) ²	—	300	—	—	—	139	—	439
Cessions ³	(2)	(389)	(260)	—	(34)	—	(19)	(704)
(Imputation pour) reprise de dépréciation (note 7)	—	448	—	(2)	(15)	—	—	431
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état (note 23)	—	(62)	11	2	26	—	—	(23)
Mise hors service d'actifs	—	(158)	(26)	(7)	(10)	—	—	(201)
Variation des taux de change	(1)	(63)	(40)	(17)	(3)	(4)	(6)	(134)
Transferts ⁴	—	103	22	319	25	(514)	16	(29)
Au 31 décembre 2019	91	6 116	1 671	3 574	1 226	228	489	13 395
Ajouts	—	—	—	—	—	478	8	486
Acquisitions (note 4 K)	—	—	1	—	—	—	—	1
Cessions	(2)	(1)	—	—	—	—	(2)	(5)
Dépréciation (note 7)	(9)	(69)	—	(2)	—	—	(1)	(81)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état (note 23)	—	21	(11)	8	76	—	—	94
Mise hors service d'actifs	—	(35)	(12)	(7)	(3)	—	(1)	(58)
Variation des taux de change	(1)	(37)	45	(14)	(2)	—	6	(3)
Transferts ⁴	17	142	(263)	33	(29)	(211)	(120)	(431)
Au 31 décembre 2020	96	6 137	1 431	3 592	1 268	495	379	13 398
Amortissement cumulé								
Au 31 décembre 2018	—	3 765	1 128	1 161	830	—	154	7 038
Ajustements découlant de l'application de l'IFRS 16	—	—	—	(3)	(43)	—	—	(46)
Amortissement	—	304	77	136	97	—	16	630
Mise hors service d'actifs	—	(158)	(23)	(3)	(6)	—	—	(190)
Cessions ³	—	(170)	(255)	—	(14)	—	—	(439)
Reprise de dépréciation (note 7)	—	297	—	—	—	—	—	297
Variation des taux de change	—	(52)	(16)	(4)	(2)	—	(2)	(76)
Transferts	—	10	(11)	(3)	(22)	—	—	(26)
Au 31 décembre 2019	—	3 996	900	1 284	840	—	168	7 188
Amortissement	—	352	76	142	133	—	14	717
Mise hors service d'actifs	—	(31)	(10)	(6)	(4)	—	—	(51)
Cessions	—	(1)	—	—	—	—	(1)	(2)
Variation des taux de change	—	(35)	18	(4)	(2)	—	2	(21)
Transferts	—	—	(212)	—	(29)	—	(14)	(255)
Au 31 décembre 2020	—	4 281	772	1 416	938	—	169	7 576
Valeur comptable								
Au 31 décembre 2018	94	2 172	836	2 125	508	200	229	6 164
Au 31 décembre 2019	91	2 120	771	2 290	386	228	321	6 207
Au 31 décembre 2020	96	1 856	659	2 176	330	495	210	5 822

1) Comprennent les pièces de rechange importantes et l'équipement de sécurité disponible, mais non encore en service, et les pièces de rechange utilisées pour les travaux d'entretien courants, préventifs et planifiés, et le gazoduc en Australie.

2) Pour 2019, comprennent un montant de 308 millions de dollars lié à l'acquisition de l'unité 3 de la centrale de Keephills, une tranche de 300 millions de dollars étant incluse dans Production d'énergie au charbon et la tranche résiduelle, dans Actifs en construction.

3) En 2019, nous avons vendu l'unité 3 de la centrale de Genesee et vendu les principales composantes de la centrale de Mississauga. De plus, Centralia a vendu des pièces de chaudière comprises dans le poste Pièces de rechange amortissables et autres pour une perte nette de 17 millions de dollars. La mine de Highvale a également vendu des camions compris dans le poste Biens et matériel miniers pour une perte nette de 18 millions de dollars. Les deux montants ont été comptabilisés dans les autres profits dans le compte de résultat.

4) Les transferts des immobilisations corporelles de 2020 se rapportent principalement au retrait des actifs de Southern Cross des immobilisations corporelles pour les transférer aux créances au titre des contrats de location-financement et au reclassement du gazoduc Pioneer et du matériel minier dans les actifs détenus en vue de la vente. Les transferts entre classements d'immobilisations corporelles de 2020 se rapportent à l'achat du terrain de Centralia, à la conversion au gaz de l'unité 6 de la centrale de Sundance, au projet WindCharger et aux travaux d'entretien d'envergure planifiés. Les transferts de 2019 se rapportent principalement au transfert du gazoduc Pioneer et des projets de parc éolien aux États-Unis de la catégorie Actifs en construction respectivement aux catégories Production d'énergie au charbon et Production d'énergie renouvelable.

Pour 2020, les ajouts comprennent les ajouts en espèces de 93 millions de dollars pour les conversions au gaz, de 156 millions de dollars pour le projet de parc éolien Windrise, de 6 millions de dollars pour le projet de stockage à batteries WindCharger, de 31 millions de dollars pour la centrale de cogénération de Kaybob, de 17 millions de dollars pour le terrain de la mine de Centralia et des dépenses d'entretien d'envergure planifié. Pour 2019, les ajouts comprennent les ajouts en espèces de 417 millions de dollars (y compris un montant de 169 millions de dollars lié à la construction des projets de parc éolien aux États-Unis), un montant de 100 millions de dollars lié au gazoduc Pioneer (y compris un montant de 15 millions de dollars transféré des autres actifs) et un montant de 5 millions de dollars lié à l'échange d'actifs visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee. Se reporter à la note 4 pour obtenir plus de détails sur ces transactions.

La dotation aux amortissements a augmenté principalement en raison de la décision d'accélérer la fermeture de la mine de Highvale pour s'aligner sur nos plans de conversion au gaz et d'abandon du charbon. La dotation aux amortissements a également augmenté en raison de l'échange des participations visant l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'unité 3 de la centrale de Genesee, de la reprise de la dépréciation à la mine de Centralia et des changements apportés à la durée d'utilité, tous ces facteurs ayant pris effet au second semestre de 2019. Pour plus de précisions sur ces changements, se reporter aux notes 3 A) III) et 4 R).

En 2020, la Société a incorporé des intérêts de 8 millions de dollars (6 millions de dollars en 2019) dans le coût des immobilisations corporelles à un taux moyen pondéré de 6,0 % (5,9 % en 2019).

19. Actifs au titre de droits d'utilisation

La Société loue divers immeubles et types d'équipement. Les contrats de location sont généralement conclus pour des périodes fixes. Ils sont négociés individuellement et comportent un large éventail de modalités. Les contrats de location n'imposent pas de restrictions, mais les actifs loués ne peuvent pas être utilisés comme garantie à des fins d'emprunt.

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation est présenté ci-dessous :

	Terrains	Bâtiments	Véhicules	Équipement	Gazoduc	Total
Nouveaux contrats de location comptabilisés au 1 ^{er} janvier 2019	29	22	1	—	—	52
Ajustements à la comptabilisation ¹	(1)	(4)	—	—	—	(5)
Transferts des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des autres actifs	—	—	3	35	—	38
Au 1 ^{er} janvier 2019	28	18	4	35	—	85
Ajouts	32	2	—	2	45	81
Amortissement	(1)	(4)	(2)	(11)	—	(18)
Variations des taux de change	(1)	—	—	—	—	(1)
Transferts	—	—	—	(1)	—	(1)
Au 31 décembre 2019	58	16	2	25	45	146
Ajouts	3	13	—	—	—	16
Amortissement	(3)	(5)	(1)	(9)	(3)	(21)
Au 31 décembre 2020	58	24	1	16	42	141

1) Ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer, des provisions pour contrats déficitaires et des incitatifs à la location.

En novembre 2019, la Société a comptabilisé un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative correspondante se rapportant à la durée initiale de 15 ans de son contrat visant le transport de gaz naturel sur le gazoduc Pioneer. Le contrat de transport confère à la Société le droit de prolonger le contrat jusqu'à huit périodes de renouvellement supplémentaires de 24 mois chacune. Les montants comptabilisés représentent la participation de 50 % que la Société ne détient pas dans le gazoduc.

En décembre 2019, la Société a comptabilisé des actifs au titre de droits d'utilisation supplémentaires de 31 millions de dollars et des obligations locatives supplémentaires de 31 millions de dollars pour des contrats de location de terrains de certains parcs éoliens après que des modifications ont été apportées aux interprétations des concepts d'unité de comptabilisation et de bien déterminé qui se trouvent dans l'IFRS 16.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, TransAlta a payé un montant de 33 millions de dollars (25 millions de dollars en 2019) relativement aux obligations locatives comptabilisées, dont 8 millions de dollars (4 millions de dollars en 2019) en intérêts et 25 millions de dollars (21 millions de dollars en 2019) en remboursements du principal.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, la Société a passé en charges un montant de néant relativement aux contrats de location à court terme (2 millions de dollars en 2019) et un montant de néant relativement aux contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur (1 million de dollars en 2019). La Société n'est pas tenue de comptabiliser à titre d'obligations locatives et d'actifs au titre de droits d'utilisation les contrats de location à court terme (dont la durée est de moins de 12 mois) et les contrats de location dont le montant total des paiements de loyer est inférieur à son seuil de capitalisation.

Certains des contrats de location de terrains de la Société respectant la définition d'un contrat de location n'ont pas été comptabilisés puisqu'ils prévoient des paiements variables fondés sur la production ou les produits des activités ordinaires. De plus, certains des contrats de location de terrains prévoient des paiements à effectuer selon le montant le plus élevé entre les paiements minimums fixes ou les paiements variables en fonction de la production ou des produits des activités ordinaires. Pour ces contrats de location, les obligations locatives ont été comptabilisées selon les paiements minimums fixes. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, la Société a passé en charges des paiements de loyers variables de 7 millions de dollars (6 millions de dollars en 2019) au titre de ces contrats de location de terrains. Se reporter aux notes 5, 11, 24 et 36 pour en savoir plus sur les contrats de location.

20. Immobilisations incorporelles

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des immobilisations incorporelles est présenté ci-dessous :

	Droits relatifs aux mines de charbon	Logiciels et autres	Contrats de vente d'électricité	Immobilisations incorporelles en cours de développement	Total
Coût					
Au 31 décembre 2018	185	339	237	46	807
Actifs transférés aux actifs au titre de droits d'utilisation par suite de la mise en application de l'IFRS 16 (note 19)	—	(5)	—	—	(5)
Ajouts	—	—	—	14	14
Acquisition	—	1	—	15	16
Cessions (note 4 R))	(37)	(1)	—	—	(38)
Variation des taux de change	—	(4)	(1)	(1)	(6)
Transferts	1	48	14	(63)	—
Au 31 décembre 2019	149	378	250	11	788
Ajouts	—	—	—	14	14
Acquisition (note 4 K))	—	—	37	—	37
Cessions	—	(1)	—	—	(1)
Variation des taux de change	—	—	(2)	—	(2)
Transferts	—	35	(16)	(22)	(3)
Au 31 décembre 2020	149	412	269	3	833
Amortissement cumulé					
Au 31 décembre 2018	117	221	96	—	434
Actifs transférés aux actifs au titre de droits d'utilisation par suite de la mise en application de l'IFRS 16 (note 19)	—	(3)	—	—	(3)
Amortissement	8	31	11	—	50
Cessions (note 4 R))	(9)	(1)	—	—	(10)
Variation des taux de change	—	(1)	—	—	(1)
Transferts	1	(1)	—	—	—
Au 31 décembre 2019	117	246	107	—	470
Amortissement	8	28	15	—	51
Cessions	—	(1)	—	—	(1)
Transferts	—	(1)	1	—	—
Au 31 décembre 2020	125	272	123	—	520
Valeur comptable					
Au 31 décembre 2018	68	118	141	46	373
Au 31 décembre 2019	32	132	143	11	318
Au 31 décembre 2020	24	140	146	3	313

21. Goodwill

Le goodwill acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises a été affecté aux UGT qui devraient profiter des synergies découlant des acquisitions. Le goodwill par secteur se détaille comme suit :

Aux 31 décembre	2020	2019
Hydroélectricité	258	258
Énergie éolienne et énergie solaire	175	176
Commercialisation de l'énergie	30	30
Total du goodwill	463	464

Aux fins du test de dépréciation du goodwill annuel de l'exercice 2020, la Société a déterminé la valeur recouvrable du secteur Énergie éolienne et énergie solaire en calculant la juste valeur 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 pour la période allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2073. Le résultat de l'évaluation de la juste valeur est classé dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Il n'y a eu dépréciation du goodwill dans aucun des secteurs. En 2020, la Société s'est appuyée sur la valeur recouvrable des secteurs Hydroélectricité et Commercialisation de l'énergie déterminée en 2019 pour effectuer le test de dépréciation du goodwill annuel de l'exercice 2020. Il n'y a eu de dépréciation du goodwill dans aucun des secteurs.

Les principales hypothèses ayant une incidence sur le calcul de la juste valeur du secteur Énergie éolienne et énergie solaire et du secteur Hydroélectricité portent sur la production d'électricité et les prix de vente. Les prévisions au titre de la production d'électricité de chaque centrale sont établies en tenant compte des contrats de vente d'électricité, de la production passée, de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les régions, et des projets d'entretien et d'expansion des immobilisations. Les prix de vente prévus pour chaque centrale sont déterminés en tenant compte des prix des contrats pour les centrales faisant l'objet de contrats à long ou à court terme, des courbes des prix à terme des centrales marchandes, et de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les régions. Lorsque les courbes des prix à terme ne sont pas disponibles pour la durée d'utilité de la centrale, les prix sont établis au moyen de techniques d'extrapolation qui reposent sur les données historiques du secteur ainsi que sur les données propres à la Société. Les prix de l'électricité utilisés dans ces modèles de 2020 variaient entre 6 \$ et 160 \$ par MWh au cours de la période de prévision (5 \$ à 183 \$ par MWh en 2019). En 2020, des taux d'actualisation variant de 4,8 % à 6,3 % (de 3,6 % à 7,0 % en 2019) ont été utilisés aux fins du calcul de la dépréciation du goodwill. Aucun changement raisonnablement possible des hypothèses ne donnerait lieu à une dépréciation du goodwill.

22. Autres actifs

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux 31 décembre	2020	2019
Coûts de transport et de distribution relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance	70	67
Frais de permis différés	—	9
Frais de mise en valeur de projets	25	19
Charges payées d'avance à long terme et autres actifs	59	56
Prêt à recevoir	52	47
Total des autres actifs	206	198

Les coûts de transport et de distribution relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité du CAÉ de la centrale de South Hedland.

Les frais de permis différés se rapportent essentiellement aux permis visant la location de terrains sur lesquels certains actifs de production sont situés, lesquels sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité des actifs de production auxquels les permis ont trait.

Les frais de mise en valeur de projets comprennent principalement les coûts des projets de parc éolien aux États-Unis (note 4 F)) et d'un projet de mise en valeur de centrale hydroélectrique en Alberta. Certains projets ont été radiés en 2019 et en 2018 puisque ceux-ci ne sont plus réalisés (se reporter à la note 7 D)).

Les charges payées d'avance à long terme et autres actifs incluent : la partie financée des engagements de transport ferroviaire dont il est question à la note 36 C), la partie financée des engagements liés au projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition* (le «projet de loi TransAlta Energy») dont il est question à la note 36 G) et d'autres charges payées d'avance et dépôts exigés aux termes de contrats.

Le prêt à recevoir a trait à une avance d'un montant net de 52 millions de dollars (47 millions de dollars en 2019) consentie par Kent Hills Wind LP, filiale de la Société, à même le produit tiré du financement par voie d'obligations du parc éolien de Kent Hills à son partenaire détenant une participation de 17 %. Le prêt non garanti porte intérêt à 4,55 %, le principal et les intérêts étant payables trimestriellement à compter du 31 décembre 2017, et arrive à échéance le 2 octobre 2022.

23. Provision pour frais de démantèlement et autres provisions

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

	Démantèlement et remise en état	Divers	Total
Solde au 31 décembre 2018	407	49	456
Ajustement transitoire – IFRS 16	–	(2)	(2)
Passifs contractés	7	7	14
Passifs réglés	(34)	(9)	(43)
Désactualisation	23	–	23
Acquisition de passifs	16	3	19
Cession de passifs	(23)	(9)	(32)
Révisions des flux de trésorerie estimés ¹	96	7	103
Révisions des taux d'actualisation ¹	16	–	16
Reprises	–	(1)	(1)
Variation des taux de change	(7)	–	(7)
Solde au 31 décembre 2019	501	45	546
Passifs contractés	1	34	35
Passifs réglés	(18)	(19)	(37)
Désactualisation	30	–	30
Acquisition de passifs	1	–	1
Révisions des flux de trésorerie estimés ²	61	11	72
Révisions des taux d'actualisation ³	36	–	36
Reprises	–	(6)	(6)
Variation des taux de change	(4)	–	(4)
Solde au 31 décembre 2020	608	65	673

1) En 2019, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Centralia puisque la direction ne croit plus que les travaux de récupération des particules de charbon et de remise en état seront terminés comme il avait été proposé initialement. Se reporter à la note 3 A) III) pour plus de détails. De plus, par suite des changements dans la durée d'utilité estimée, les taux d'actualisation utilisés pour la provision pour frais de démantèlement des activités minières et du secteur Énergie thermique en Alberta ont été modifiés. L'utilisation d'un taux d'inflation moins élevé a entraîné une diminution des passifs correspondants.

2) En 2020, la Société a ajusté la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de la mine de Highvale afin de refléter l'avancement de la fermeture de la mine, la révision du plan de mine et les activités minières courantes, y compris le volume accru des déplacements de matériel minier. Se reporter à la note 3 A) III) pour plus de détails. L'augmentation a été en partie compensée par une diminution de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état de Sarnia par suite de la mise à jour de l'étude technique.

3) En règle générale, les taux d'actualisation au 31 décembre 2020 sont inférieurs à ceux au 31 décembre 2019 du fait de la baisse des rendements de référence américains et canadiens sans risque sous-jacents et des variations des écarts de crédit découlant de la volatilité du marché attribuable à la COVID-19. En moyenne, ces taux ont diminué d'environ 0,3 % à 0,9 %.

	Démantèlement et remise en état	Divers	Total
Solde au 31 décembre 2019	501	45	546
Partie courante	36	22	58
Partie non courante	465	23	488
Solde au 31 décembre 2020	608	65	673
Partie courante	21	38	59
Partie non courante	587	27	614

A. Démantèlement et remise en état

La Société comptabilise une provision pour toutes les centrales et mines à l'égard desquelles TransAlta a l'obligation juridique ou implicite d'enlever les installations à la fin de leur durée d'utilité et de remettre le site en état. TransAlta estime à environ 1,4 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour s'acquitter de ces coûts qui seront engagés entre 2021 et 2073. La grande partie des coûts sera engagée entre 2025 et 2050. Au 31 décembre 2020, la Société avait fourni un cautionnement de 147 millions de dollars américains (147 millions de dollars américains en 2019) pour soutenir ses obligations futures liées au démantèlement à la mine de charbon de Centralia. Au 31 décembre 2020, la Société avait fourni des lettres de crédit d'un montant de 131 millions de dollars (128 millions de dollars en 2019) à titre de soutien des obligations futures liées au démantèlement de la mine de Highvale en Alberta.

B. Autres provisions

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

De plus, pour le quatrième trimestre de 2020, une provision pour contrat déficitaire de 29 millions de dollars a été comptabilisée à la suite de la décision d'éliminer le charbon comme source de combustible à la centrale de Sheerness plus tôt que prévu, soit d'ici la fin de 2021. La dernière livraison de charbon devrait être reçue au cours du premier trimestre de 2021, tandis que les paiements exigibles aux termes du contrat se poursuivront jusqu'en 2025.

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

A. Sommes impayées

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre	2020			2019		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	114	114	2,7 %	220	220	3,5 %
Débiteures	249	251	7,1 %	647	651	5,8 %
Billets de premier rang ³	886	894	5,4 %	905	914	5,4 %
Dette sans recours ⁴	1 837	1 858	4,1 %	1 144	1 157	4,3 %
Divers ⁵	141	147	7,1 %	154	162	7,1 %
	3 227	3 264		3 070	3 104	
Obligations locatives	134			142		
	3 361			3 212		
Moins : partie courante de la dette à long terme	(97)			(494)		
Moins : partie courante des obligations locatives	(8)			(19)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives	(105)			(513)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations locatives	3 256			2 699		

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

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

3) Valeur nominale de 700 millions de dollars américains au 31 décembre 2020 (700 millions de dollars américains au 31 décembre 2019).

4) Comprend le placement de TEC de 800 millions de dollars australiens.

5) Comprend 110 millions de dollars américains au 31 décembre 2020 (117 millions de dollars américains au 31 décembre 2019) au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

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

Au 31 décembre 2020	Montant total	Crédit utilisé		Capacité disponible	Date d'échéance
		Lettres de crédit en cours ¹	Emprunts réels		
TransAlta Corporation					
Facilité bancaire consortiale consentie ²	1 250	379	114	757	T2 2023
Facilités de crédit bilatérales consenties – Canada ³	240	150	–	90	T2 2021 et 2022
TransAlta Renewables					
Facilité de crédit consentie ²	700	92	–	608	T2 2023
Total	2 190	621	114	1 455	

1) TransAlta est tenue d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque et de couverture liées aux produits de base, aux obligations au titre du régime de retraite, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 31 décembre 2020, nous avons consenti des garanties au comptant de 49 millions de dollars.

2) TransAlta a des lettres de crédit de 89 millions de dollars et TransAlta Renewables a des lettres de crédit de 92 millions de dollars qui ont été émises de facilités de crédit non consenties; ces obligations sont soutenues et réduisent la capacité disponible sur les facilités de crédit consenties.

3) L'une des facilités de crédit bilatérales de 80 millions de dollars vient à échéance au deuxième trimestre de 2021 et les deux autres facilités de crédit bilatérales viennent à échéance au deuxième trimestre de 2022.

Les facilités bancaires consortiales consenties totalisant 1,95 milliard de dollars (1,95 milliard de dollars au 31 décembre 2019) constituent la principale 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 LIBOR ou le taux de base aux États-Unis, conformément à une grille de fixation des prix qui est habituelle pour des facilités de ce type.

En 2019, la Société a renouvelé ces facilités de crédit et la facilité de TransAlta Renewables a été augmentée de 200 millions de dollars pour s'établir à 700 millions de dollars.

La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 1,5 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 703 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie et de 17 millions de dollars (11 millions de dollars en principal) en liquidités soumises à restrictions liées au remboursement des obligations d'OCP (se reporter à la section E ci-après).

Les débetures portent intérêt à des taux fixes s'échelonnant de 6,9 % à 7,3 % et viennent à échéance de 2029 à 2030.

Le 25 novembre 2020, la Société a remboursé 400 millions de dollars de ses billets à moyen terme à 5,0 % échéant à cette date.

Le 2 août 2018, la Société a remboursé par anticipation la totalité de ses débetures à 6,40 % en circulation, échéant le 18 novembre 2019, pour un montant en principal de 400 millions de dollars. Le prix de remboursement des billets totalisait environ 425 millions de dollars, y compris une prime de rachat anticipé de 19 millions de dollars, comptabilisée dans la charge d'intérêts nette, et des intérêts courus et impayés de 6 millions de dollars à la date de remboursement.

Les billets de premier rang portent intérêt à des taux allant de 4,5 % à 6,5 % et viennent à échéance de 2022 à 2040.

Au cours de l'exercice 2018, la Société a procédé au remboursement anticipé de ses billets de premier rang à 6,650 % en circulation d'un capital de 500 millions de dollars américains, échéant le 15 mai 2018. Le remboursement était couvert par des contrats de change à terme et des swaps de devises. Le prix de remboursement des billets était d'environ 617 millions de dollars (516 millions de dollars américains), y compris une prime de rachat anticipé de 5 millions de dollars, comptabilisée dans la charge d'intérêts nette, et des intérêts courus et impayés de 14 millions de dollars à la date de remboursement.

Un montant de 370 millions de dollars américains (370 millions de dollars américains en 2019) des billets de premier rang a été désigné comme couverture de l'investissement net de la Société dans des établissements à l'étranger américains.

La dette sans recours se compose d'obligations et de débetures qui viennent à échéance de 2023 à 2042 et qui portent intérêt à des taux s'échelonnant de 2,95 % à 4,51 %.

Le 22 octobre 2020, TEC a conclu un placement de billets garantis de premier rang de 800 millions de dollars australiens par voie de placement privé, qui est garanti notamment par une charge de premier rang sur tous les actifs de TEC. Les billets portent intérêt à un taux annuel de 4,07 %, payable trimestriellement, et viennent à échéance le 30 juin 2042, les remboursements de principal devant être effectués à compter du 31 mars 2022. Les fonds ont servi à rembourser les emprunts sur la facilité de crédit et à financer les possibilités de croissance future au sein de TransAlta Renewables.

Au cours de l'exercice 2018, la Société :

- a remboursé la dette sans recours de 25 millions de dollars américains liée à ses projets Mass Solar;
- a monétisé l'entente sur l'élimination du charbon et a conclu un placement d'obligations de 345 millions de dollars par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive indirecte, TransAlta OCP, par voie de placement privé. Les obligations amortissables sans recours portent intérêt à partir de leur date d'émission à un taux de 4,509 % par année, payables tous les semestres jusqu'à l'échéance, le 5 août 2030.

Le poste Divers est constitué d'une obligation liée à un emprunt commercial non garanti qui porte intérêt à 5,9 % et arrive à échéance en 2023, exigeant des paiements annuels de principal et d'intérêts, et des financements donnant droit à des avantages fiscaux liés à Big Level et à Antrim d'un montant de 112 millions de dollars (122 millions de dollars en 2019), et de celui lié à Lakeswind d'un montant de 22 millions de dollars (23 millions de dollars en 2019).

En 2019, parallèlement à la mise en service des projets de parc éolien Antrim et Big Level, TransAlta a reçu un financement donnant droit à des avantages fiscaux respectivement d'environ 41 millions de dollars américains et 85 millions de dollars américains. Se reporter à la note 4 T) pour plus de détails.

Les financements donnant droit à des avantages fiscaux sont généralement représentés par les placements en titres de capitaux propres initialement effectués par les investisseurs pour chaque projet (déduction faite des coûts de financement engagés), à l'exception des capitaux propres de Lakeswind acquis dans le cadre du financement donnant droit à des avantages fiscaux qui ont été initialement comptabilisés à leur juste valeur. Le solde d'un financement donnant droit à des avantages fiscaux est réduit de la valeur des avantages fiscaux (crédits d'impôt à la production et amortissement fiscal) accordés à l'investisseur et des distributions en espèces qui lui ont été versées pour sa quote-part du résultat net et des flux de trésorerie générés par chaque projet, tandis qu'il est augmenté des intérêts comptabilisés au taux d'intérêt implicite. En 2019, les projets Big Level et Antrim ont demandé un amortissement fiscal (supplémentaire) accéléré de 35 millions de dollars au total, lequel a été attribué à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux et a eu pour effet de réduire le solde du financement donnant droit à des avantages fiscaux. Les dates d'échéance de chaque financement peuvent être modifiées et sont essentiellement tributaires du moment où l'investisseur du projet atteint le taux de rendement cible convenu. La Société prévoit que les dates d'échéance des financements donnant droit à des avantages fiscaux seront les suivantes : décembre 2029 pour Big Level et Antrim, soit 10 ans après la mise en service des projets; et 31 mars 2029 pour Lakeswind.

La dette de TransAlta comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 31 décembre 2020, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

B. Restrictions relatives à la dette sans recours et à d'autres dettes

Les obligations sans recours des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe, de la centrale de Pingston, de TAPC Holdings LP, du parc éolien de New Richmond, de KHWLP, de TEC et de TransAlta OCP dont la valeur comptable s'élève à 1,8 milliard de dollars au 31 décembre 2020 (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2019) sont assujetties aux conditions financières habituelles et aux clauses restrictives qui pourraient limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, lequel a été atteint par ces entités au troisième trimestre de 2020. Toutefois, les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du troisième trimestre ne seront pas distribués jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au premier trimestre de 2021. Au 31 décembre 2020, un montant de 73 millions de dollars (42 millions de dollars au 31 décembre 2019) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

Les autres entités de la Société sont dans l'incapacité d'avoir accès à une tranche de 7 millions de dollars australiens du produit tiré des billets de TEC, étant donné que les fonds ne peuvent être utilisés que par les entités qui réalisent les projets aux fins du paiement de coûts d'entretien importants.

En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit.

C. Garantie

Des dettes sans recours totalisant 1 441 millions de dollars au 31 décembre 2020 (719 millions de dollars au 31 décembre 2019) sont garanties chacune par une charge de premier rang sur les actifs respectifs des filiales de la Société qui ont émis les obligations, y compris des immobilisations corporelles dont la valeur comptable totale s'élève à 1 277 millions de dollars au 31 décembre 2020 (967 millions de dollars au 31 décembre 2019) et des immobilisations incorporelles dont la valeur comptable totale s'élève à 88 millions de dollars (63 millions de dollars au 31 décembre 2019). Au 31 décembre 2020, une obligation sans recours d'environ 111 millions de dollars (119 millions de dollars au 31 décembre 2019) était garantie par une charge de premier rang sur les capitaux propres de l'émetteur qui a émis l'obligation sans recours.

Les obligations de TransAlta OCP ont une valeur comptable de 285 millions de dollars (305 millions de dollars au 31 décembre 2019) et sont garanties par les actifs de TransAlta OCP, y compris par le droit à des apports annuels de capital et par les paiements effectués par le gouvernement de l'Alberta en vertu de l'entente sur l'élimination du charbon. Conformément à l'entente sur l'élimination du charbon, la Société reçoit des paiements de transition annuels au comptant d'environ 40 millions de dollars (environ 37 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030.

D. Remboursements de principal

	2021	2022	2023	2024	2025	2026 et par la suite	Total
Remboursements de principal ¹	96	626	277	119	136	2 010	3 264
Obligations locatives ²	(5)	6	5	5	5	118	134

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

2) Les obligations locatives comprennent un incitatif à la location de 13 millions de dollars, qui devrait être reçu en 2021.

E. Liquidités soumises à restrictions

Au 31 décembre 2020, la Société détenait un montant de 9 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2019) de liquidités soumises à restrictions liées au financement donnant droit à des avantages fiscaux de Big Level déteu dans un compte de réserve pour la construction. Le produit sera libéré du compte de réserve pour la construction si certaines modalités sont respectées, lesquelles devraient être finalisées en 2021.

La Société détenait une tranche de 17 millions de dollars (17 millions de dollars au 31 décembre 2019) de liquidités soumises à restrictions liées aux obligations de TransAlta OCP, laquelle doit être détenue dans un compte réservé au service de la dette en vue de financer le prochain remboursement prévu sur la dette en février 2021.

La Société détenait également une tranche de 45 millions de dollars (néant au 31 décembre 2019) de liquidités soumises à restrictions liées aux billets de TEC, des réserves devant être détenues aux termes des accords commerciaux conclus avec TEC et aux fins du service de la dette. Les réserves de trésorerie peuvent être remplacées par des lettres de crédit dans l'avenir.

F. Lettres de crédit

Les lettres de crédit émises par TransAlta sont prélevées de sa facilité de crédit consortiale consentie, de ses facilités de crédit bilatérales consenties de 240 millions de dollars et de ses deux facilités de lettre de crédit non consenties de 100 millions de dollars. Les lettres de crédit émises par TransAlta Renewables sont prélevées sur sa facilité de lettre de crédit non consentie de 100 millions de dollars.

Des lettres de crédit sont émises à des contreparties dans le cadre de divers arrangements contractuels avec la Société et certaines de ses filiales. Si la Société ou ses filiales ne respectent pas les dispositions de ces contrats, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à l'institution financière, par l'intermédiaire de laquelle la lettre de crédit a été émise. Tout montant à payer par la Société ou ses filiales en vertu de ces contrats figure dans les états de la situation financière consolidés. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins de un an et devraient être renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Les lettres de crédit en cours au 31 décembre 2020 totalisaient 621 millions de dollars (690 millions de dollars en 2019) et aucun montant (néant en 2019) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements.

25. Titres échangeables

Le 22 mars 2019, la Société a conclu une convention d'investissement aux termes de laquelle Brookfield a accepté d'investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'entremise de l'achat de titres échangeables, titres qui pourront être échangés contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans le futur selon une valeur établie en fonction d'un multiple du BAIIA futur généré par les actifs hydroélectriques en Alberta («option d'échange»). Le 1^{er} mai 2019, Brookfield a investi une première tranche de 350 millions de dollars en échange de débentures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % échéant le 1^{er} mai 2039. Le 30 octobre 2020, Brookfield a investi la seconde tranche de 400 millions de dollars en échange d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur.

A. Émission de 750 millions de dollars de titres échangeables

Aux	31 déc. 2020			31 déc. 2019		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt	Valeur comptable	Valeur nominale	Taux d'intérêt
Débentures échangeables échéant le 1 ^{er} mai 2039	330	350	7 %	326	350	7 %
Actions privilégiées échangeables ¹	400	400	7 %	—	—	7 %
Total de la dette à long terme	730	750		326	350	

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

Si Brookfield décide de ne pas exercer l'option d'échange dont il est question ci-après, à tout moment après le 31 décembre 2028, TransAlta aura la possibilité de racheter au comptant la totalité ou toute partie des titres échangeables au prix de souscription initial, majoré de tout intérêt couru et impayé ou de tout dividende payable, étant entendu que le produit revenant à Brookfield pour chaque rachat (exception faite du dernier rachat) ne doit pas être inférieur à 100 millions de dollars et que tous les titres échangeables doivent être rachetés dans les 36 mois suivant le premier rachat facultatif.

B. Option d'échange

Aux	31 déc. 2020		31 déc. 2019	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Description				
Option d'échange – dérivé incorporé	–	Néant -33	–	Néant -27

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

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

La participation maximale que Brookfield peut détenir relativement aux actifs hydroélectriques est de 49 %. Si la participation de Brookfield au moment de la conversion est inférieure à 49 %, Brookfield dispose d'une option non récurrente payable en espèces, pouvant être exercée jusqu'au 31 décembre 2028 et, pourvu que Brookfield détienne au moins 8,5 % des actions ordinaires de TransAlta, lui permettant d'augmenter sa participation jusqu'à 49 %. En vertu de cette option complémentaire, Brookfield pourra acquérir une participation supplémentaire de 10 % dans l'entité détenant les actifs hydroélectriques, à condition que le cours moyen pondéré en fonction du volume sur 20 jours (le «CMPV») des actions ordinaires de TransAlta ne soit pas inférieur à 14 \$ l'action avant l'exercice de l'option, et jusqu'à 49 % si le CMPV sur 20 jours des actions ordinaires de TransAlta n'est pas inférieur à 17 \$ l'action. Si la valeur de l'investissement dépassait une participation de 49 %, Brookfield aurait droit à un paiement en espèces égal au solde du prix de rachat.

26. Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants

Les composantes des obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants sont les suivantes :

Aux 31 décembre	2020	2019
Obligations au titre des prestations définies (note 31)	282	268
Primes à long terme (note 30)	4	4
Divers	12	29
Total	298	301

27. 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.

Aux 31 décembre	2020		2019	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de l'exercice	277,0	2 978	284,6	3 059
Rachetées et annulées dans le cadre de l'OPRA	(7,3)	(79)	(7,7)	(83)
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	—	(3)	—	—
Options d'achat d'action exercées	0,1	—	0,1	2
Émises et en circulation à la fin de l'exercice	269,8	2 896	277,0	2 978

B. OPRA

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

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

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019
Total des actions rachetées ¹	7 352 600	7 716 300
Prix de rachat moyen par action	8,33 \$	8,80 \$
Coût total	61	68
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	79	83
Montant comptabilisé dans le déficit	18	15

1) Au 31 décembre 2020, comprend 456 200 actions (189 900 en 2019) qui ont été rachetées, mais qui n'ont pas été annulées en raison du délai entre la date de la transaction et la date de règlement.

C. Régime de droits des actionnaires

La Société a initialement adopté le régime de droits des actionnaires en 1992, qui a été modifié et mis à jour le 26 avril 2019 afin de refléter les pratiques actuelles du marché et de tenir compte des modifications apportées à la réglementation applicable aux offres publiques d'achat. Comme il est exigé, le régime de droits des actionnaires doit être soumis tous les trois ans à l'approbation des actionnaires de la Société, et a été approuvé la dernière fois le 26 avril 2019. L'objectif premier du régime de droits des actionnaires est d'inciter l'acquéreur éventuel à respecter un certain nombre de critères minimaux dans le but de promouvoir le traitement équitable et égal de tous les porteurs d'actions ordinaires. Lorsqu'un actionnaire acheteur acquiert 20 % ou plus des actions ordinaires de la Société, sauf dans des circonstances précises, notamment au moyen d'une « offre autorisée » ou d'une « offre autorisée concurrente » (au sens attribué à ces termes dans le régime de droits des actionnaires), les droits attribués en vertu du régime de droits des actionnaires peuvent être exercés par tous les actionnaires, sauf ceux détenus par l'actionnaire acheteur. Chaque droit émis permettra à son porteur, sauf à l'actionnaire acheteur, d'acheter des actions ordinaires supplémentaires moyennant un escompte important par rapport au cours du marché, exposant ainsi la personne qui acquiert 20 % ou plus des actions à une dilution considérable de ses avoirs.

D. Résultat par action

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(336)	52	(248)
Nombre moyen pondéré de base et dilué d'actions ordinaires, en circulation (en millions)	275	283	287
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(1,22)	0,18	(0,86)

E. Dividendes

Le 23 décembre 2020, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,0450 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2021. Le 3 novembre 2020, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,0425 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} janvier 2021.

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

28. 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.

Aux 31 décembre	2020		2019	
	Nombre d'actions (en millions)	Montant	Nombre d'actions (en millions)	Montant
Série A	10,2	248	10,2	248
Série B	1,8	45	1,8	45
Série C	11,0	269	11,0	269
Série E	9,0	219	9,0	219
Série G	6,6	161	6,6	161
Émises et en circulation à la fin de l'exercice	38,6	942	38,6	942

I. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série G

Le 30 août 2019, la Société a annoncé qu'en tenant compte de tous les avis de choix reçus avant la date limite du 15 septembre 2019 pour la conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série G (les «actions de série G») en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série H (les «actions de série H»), 140 730 actions de série G ont été offertes aux fins de conversion, ce qui était en deçà du nombre d'actions requis, soit un million, pour effectuer la conversion en actions de série H. Par conséquent, aucune action de série G n'a été convertie en action de série H le 30 septembre 2019. Ainsi, les actions de série G donneront droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux fixe cumulatifs sur une base trimestrielle. Le taux du dividende annuel des actions de série G pour la période de cinq ans allant du 30 septembre 2019, inclusivement, au 30 septembre 2024, exclusivement, sera de 4,988 %, ce qui correspond au rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada de 1,188 % établi le 30 août 2019, majoré de 3,80 %, conformément aux modalités des actions de série G.

II. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E

Le 17 septembre 2017, la Société a annoncé qu'en tenant compte de tous les avis de choix reçus avant la date limite du 15 septembre 2017 pour la conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E (les «actions de série E») en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série F (les «actions de série F»), 133 969 actions de série E ont été offertes aux fins de conversion, ce qui était en deçà du nombre d'actions requis, soit un million, pour effectuer la conversion en actions de série F. Par conséquent, aucune action de série E n'a été convertie en action de série F le 30 septembre 2017. Ainsi, les actions de série E donneront droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux fixe cumulatifs sur une base trimestrielle. Le taux du dividende annuel des actions de série E pour la période de cinq ans allant du 30 septembre 2017, inclusivement, au 30 septembre 2022, exclusivement, sera de 5,194 %, ce qui correspond au rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada de 1,544 % établi le 31 août 2017, majoré de 3,65 %, conformément aux modalités des actions de série E.

III. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C

Le 16 juin 2017, la Société a annoncé qu'en tenant compte de tous les avis de choix reçus avant la date limite du 15 juin 2017 pour la conversion d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C (les «actions de série C») en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série D (les «actions de série D»), 827 628 actions de série C ont été offertes aux fins de conversion, ce qui était en deçà du nombre d'actions requis, soit un million, pour effectuer la conversion en actions de série D. Par conséquent, aucune action de série C n'a été convertie en action de série D le 30 juin 2017. Ainsi, les actions de série C donneront droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux fixe cumulatifs sur une base trimestrielle. Le taux du dividende annuel des actions de série C pour la période de cinq ans allant du 30 juin 2017, inclusivement, au 30 juin 2022, exclusivement, sera de 4,027 %, ce qui correspond au rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada de 0,927 % établi le 31 mai 2017, majoré de 3,10 %, conformément aux modalités des actions de série C.

IV. Conversion d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A

Le 17 mars 2016, la Société a annoncé que 1 824 620 des 12,0 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A (les «actions de série A») avaient été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les «actions de série B»), compte tenu de tous les avis de choix reçus. Par suite de la conversion, la Société avait 10,2 millions d'actions de série A et 1,8 million d'actions de série B émises et en circulation au 31 décembre 2020.

Les actions de série A donnent droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux fixe cumulatifs sur une base trimestrielle pour la période de cinq ans allant du 31 mars 2016, inclusivement, au 31 mars 2021, exclusivement, selon un taux de dividende fixe annuel de 2,709 %.

Les actions de série B donnent droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, à des dividendes en espèces privilégiés à taux variable cumulatifs sur une base trimestrielle pour la période de cinq ans allant du 31 mars 2016, inclusivement, au 31 mars 2021, exclusivement, selon le taux des bons du Trésor à 90 jours majoré de 2,03 %.

Le 1^{er} mars 2021, la Société a annoncé qu'elle n'exercera pas son droit de racheter une partie ou la totalité des actions de série A et de série B actuellement en circulation. La Société a informé les porteurs d'actions inscrits de série A du droit de conversion de leurs actions, à raison de une pour une, en actions de série B, et vice versa, donnant aux porteurs d'actions de série B le droit d'échanger leurs actions de série B, à raison de une pour une, en actions de série A. Les porteurs d'actions de série A peuvent choisir de conserver une partie ou la totalité de leurs actions et de continuer à recevoir un dividende trimestriel à taux fixe. Les porteurs d'actions de série B peuvent également choisir de conserver une partie ou la totalité de leurs actions et de continuer à recevoir un dividende trimestriel à taux variable. Après l'exercice des droits de conversion, si le nombre d'actions de série A ou de série B restant en circulation totalise moins de 1 million, ces actions seront automatiquement converties en actions de l'autre série. L'agent des transferts doit recevoir des actionnaires leur avis d'intention de convertir leurs actions au plus tard le 16 mars 2021 et la conversion prendra effet le 31 mars 2021. Le taux du dividende annuel des actions de série A pour la période de cinq ans allant du 31 mars 2021, inclusivement, au 31 mars 2026, exclusivement, sera de 2,877 %, ce qui correspond au rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada de 0,847 %, établi le 1^{er} mars 2021, majoré de 2,03 %. Le taux du dividende annuel des actions de série B pour la période de trois mois à taux variable allant du 31 mars 2021, inclusivement, au 30 juin 2021, exclusivement, sera de 2,103 %, selon la dernière enchère de bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours de 0,073 % majoré de 2,03 %. Le taux du dividende trimestriel variable sera rajusté chaque trimestre.

V. Information sur les séries d'actions privilégiées

Les porteurs ont le droit de recevoir des dividendes en espèces fixes trimestriels à un taux donné, sur approbation du conseil. Après une période initiale d'environ cinq ans à partir de la date d'émission et tous les cinq ans par la suite («date de rajustement du taux»), le taux fixe est rajusté pour correspondre à la somme du rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada (le taux d'intérêt fixe «de référence») alors en vigueur, majoré d'un écart donné. À chacune des dates de révision du taux :

- les actions privilégiées sont rachetables au gré de la Société, en totalité ou en partie, à 25,00 \$ par action, plus la totalité des dividendes déclarés et non versés au moment du rachat;
- les actions privilégiées sont convertibles au gré du porteur d'une série donnée d'actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables sans droit de vote qui donne droit à des dividendes en espèces cumulatifs à taux variable trimestriels, sur approbation du conseil, selon la somme du rendement des bons du Trésor à 90 jours du gouvernement du Canada (le taux variable «de référence») alors en vigueur, majoré d'un écart donné. Les actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif sont également rachetables au gré de la Société et reconvertibles en chacune des séries initiales d'actions privilégiées de premier rang à taux fixe et à dividende cumulatif, à chacune des dates de rajustement de taux ultérieures, selon les mêmes modalités susmentionnées.

Les caractéristiques propres à chacune des séries d'actions privilégiées de premier rang au 31 décembre 2020 sont les suivantes :

Série	Taux au cours de la période	Taux du dividende annuel par action (\$)	Prochaine date de conversion	Écart de taux selon le point repère (en %)	Convertible en séries
A	Taux fixe	0,67724	31 mars 2021	2,03	B
B	Taux variable	0,73801	31 mars 2021	2,03	A
C	Taux fixe	1,00676	30 juin 2022	3,10	D
D	Taux variable	—	—	3,10	C
E	Taux fixe	1,29852	30 sept. 2022	3,65	F
F	Taux variable	—	—	3,65	E
G	Taux fixe	1,24700	30 sept. 2024	3,80	H
H	Taux variable	—	—	3,80	G

B. Dividendes

Les tableaux suivants résument la valeur des dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2020, 2019 et 2018 :

Série	Total des dividendes déclarés		
	2020	2019 ¹	2018
A	9	5	9
B ²	1	1	1
C	14	8	14
E	15	9	15
G	10	7	11
Total pour l'exercice	49	30	50

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

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

Le 23 décembre 2020, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 31 mars 2021, de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,13186 \$ 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.

29. Cumul des autres éléments du résultat global

Les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global sont présentées ci-dessous :

	2020	2019
Ajustement au titre de l'écart de conversion		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(21)	17
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts	(11)	(59)
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts	11	21
Solde aux 31 décembre	(21)	(21)
Couvertures de flux de trésorerie		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	527	508
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite du reclassement en résultat net et dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts ¹	(91)	19
Solde aux 31 décembre	436	527
Avantages du personnel		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(55)	(29)
Gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ²	(11)	(26)
Solde aux 31 décembre	(66)	(55)
Divers		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	3	(15)
Changement de propriété de TransAlta Renewables	—	1
Participations intersociétés évaluées à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	(50)	17
Solde aux 31 décembre	(47)	3
Cumul des autres éléments du résultat global	302	454

1) Déduction faite des impôts sur le résultat de 23 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (6 millions de dollars en 2019).

2) Déduction faite des impôts sur le résultat de 3 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (7 millions de dollars en 2019).

30. Régimes de paiements fondés sur des actions

La Société a établi les régimes de paiements fondés sur des actions suivants :

A. Régime d'unités d'actions axées sur la performance et d'unités d'actions incessibles

Les attributions aux termes du régime d'unités d'actions axées sur la performance et d'unités d'actions incessibles peuvent être faites une fois l'an, mais elles sont mesurées et évaluées sur une période de trois ans. Les attributions sont déterminées en tant que pourcentage du salaire de base du participant et sont converties en unités d'actions axées sur la performance ou en unités d'actions incessibles en fonction du cours de l'action ordinaire de la Société au moment de l'attribution. Les droits rattachés aux unités d'actions axées sur la performance s'acquièrent sur une période de trois ans à l'atteinte de deux ou trois cibles de performance, lesquelles sont établies au moment de chaque attribution. Les unités d'actions incessibles sont assujetties à une exigence d'acquisition en bloc des droits qui s'y rattachent après trois ans. Les unités d'actions axées sur la performance et les unités d'actions incessibles sont directement liées au cours de l'action de la Société sur une période de trois ans et donnent droit à des dividendes sous forme d'unités supplémentaires au même taux que les dividendes versés sur les actions ordinaires de la Société.

En 2019, en raison de la modification apportée par la Société à sa politique de règlement prévue, le classement comptable des unités d'actions axées sur la performance et des unités d'actions incessibles a été revu et les attributions, qui étaient considérées comme étant réglées en trésorerie, ont été classées comme étant réglées en instruments de capitaux propres. Les unités d'actions axées sur la performance et les unités d'actions incessibles ont été comptabilisées comme des attributions réglées en instruments de capitaux propres à compter de la date de modification de la politique, la juste valeur ayant été déterminée à cette date. En moyenne, la juste valeur des attributions en circulation utilisée pour comptabiliser le changement était de 8,29 \$, calculée au moyen du modèle d'évaluation d'options de Black et Scholes. En raison de ce changement, le passif au titre des attributions réglées en trésorerie (25 millions de dollars) a été décomptabilisé et la juste valeur des attributions réglées en instruments de capitaux propres (24 millions de dollars) a été comptabilisée au surplus d'apport, l'écart net de 1 million de dollars représentant la variation cumulative de la charge de rémunération. Aucune modification n'a été apportée aux conditions d'acquisition ou de rendement liées aux attributions. Le comité des ressources humaines du conseil a le pouvoir discrétionnaire de déterminer si les paiements seront faits au moyen de l'achat d'actions sur le marché libre ou au comptant. Les charges liées à ce régime sont comptabilisées au cours de la période d'acquisition des droits, et le montant correspondant à payer aux termes du régime est comptabilisé en surplus d'apport (au passif en 2018). Avant ce changement, le passif était évalué chaque date de clôture au moyen du cours de clôture des actions ordinaires de la Société à la TSX.

La charge de rémunération avant impôts relative aux unités d'actions axées sur la performance et aux unités d'actions incessibles en 2020 s'est élevée à 15 millions de dollars (19 millions de dollars en 2019 et 8 millions de dollars en 2018), montant qui est comptabilisé dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les comptes de résultat consolidés.

B. Régime d'unités d'actions différées

Le régime d'unités d'actions différées permet aux membres du conseil et aux dirigeants d'acheter à leur discrétion des unités d'actions différées en contrepartie de certaines composantes de leurs honoraires ou de leur salaire. Une unité d'action différée est une action fictive de même valeur qu'une action ordinaire de la Société, et sa valeur varie comme celle des actions ordinaires de la Société sur le marché. Les unités d'actions différées donnent droit à des dividendes sous forme d'unités supplémentaires au même taux que les dividendes versés sur les actions ordinaires de la Société. Les unités d'actions différées sont rachetables au comptant, mais elles ne peuvent être rachetées qu'une fois la cessation d'emploi ou le départ à la retraite de l'administrateur ou du dirigeant.

La Société comptabilise un passif et une charge au titre de l'appréciation de la valeur des actions ordinaires en sus du prix d'achat des unités d'actions différées et des équivalents de dividendes gagnés. La charge de rémunération avant impôts relative aux unités d'actions différées a été de 1 million de dollars en 2020 (2 millions de dollars en 2019 et néant en 2018).

C. Régimes d'options sur actions

La Société est autorisée à attribuer des options pour acheter jusqu'à 16,5 millions d'actions ordinaires à des prix fondés sur le cours des actions à la TSX à la date d'attribution. Le régime prévoit des attributions d'options aux employés à temps plein, y compris les membres de la direction, désignés par le comité des ressources humaines de temps à autre.

En 2020, la Société a attribué aux membres de la haute direction 0,7 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice moyen pondéré de 9,17 \$. Les droits aux actions visées par des options s'acquièrent après trois ans et les options expirent sept ans après leur attribution (1,4 million d'options sur actions à 5,65 \$ en 2019 et 0,7 million d'options

sur actions à 7,45 \$ en 2018). La charge comptabilisée au titre de ces attributions en 2020 s'est chiffrée à environ 2 millions de dollars (environ 1 million de dollars en 2019 et environ 1 million de dollars en 2018).

Le tableau ci-après présente le total des options en cours et des options pouvant être exercées aux termes de ces régimes d'options sur actions au 31 décembre 2020 :

Fourchette des prix d'exercice ¹ (\$ par action)	Options en cours		
	Nombre d'options (en millions)	Durée contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$ par action)
5,00 - 10,00	4,0	4,2	6,85

1) Options pouvant actuellement être exercées au 31 décembre 2020.

31. Avantages futurs du personnel

A. Description

La Société offre, au Canada et aux États-Unis, des régimes de retraite agréés qui couvrent essentiellement tous ses employés dans ces pays et certains employés désignés travaillant dans les établissements à l'étranger. Ces régimes comprennent des composantes à prestations définies et à cotisations définies et, au Canada, un régime de prestations complémentaires non agréé est offert également aux employés admissibles dont la rémunération annuelle excède la limite fixée par la *Loi de l'impôt sur le revenu* du Canada. À l'exception des régimes de retraite de Highvale acquis en 2013, les régimes de retraite à prestations définies au Canada et aux États-Unis ne sont pas offerts aux nouveaux participants. Le régime de retraite à prestations définies des États-Unis a été gelé en date du 31 décembre 2010; par conséquent, aucune prestation future n'a été acquise. Il a été mis fin au régime complémentaire de retraite le 31 décembre 2015 et, le 1^{er} janvier 2016, un nouveau régime complémentaire de retraite à cotisations définies a été institué à l'intention des membres de la direction. Les membres de la direction en fonction au 31 décembre 2015 ont bénéficié d'un droit acquis à l'égard de l'ancien régime complémentaire.

La dernière évaluation actuarielle à des fins comptables du régime de retraite aux États-Unis a été effectuée au 1^{er} janvier 2020. La dernière évaluation actuarielle à des fins comptables du régime de retraite de Highvale et du régime de retraite au Canada a été effectuée au 31 décembre 2019. La date d'évaluation utilisée pour déterminer la juste valeur des actifs des régimes et la valeur actualisée de l'obligation au titre des prestations définies est le 31 décembre 2020.

La capitalisation des régimes de retraite agréés est conforme à la réglementation applicable, laquelle requiert des évaluations actuarielles des caisses de retraite au moins une fois tous les trois ans au Canada, ou plus, selon la situation de capitalisation, et chaque année aux États-Unis. Le régime complémentaire de retraite est entièrement à la charge de la Société. Celle-ci n'est pas tenue de le capitaliser, mais doit verser des prestations en vertu des modalités du régime à mesure qu'elles sont dues. En mars 2020, la Société a émis une lettre de crédit de 89 millions de dollars pour garantir les obligations au titre du régime complémentaire.

La Société offre des régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire jusqu'à l'âge de 65 ans pour les employés invalides et les participants retraités grâce à ses régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Les dernières évaluations actuarielles à des fins comptables de ces régimes au Canada et aux États-Unis ont été effectuées respectivement au 31 décembre 2019 et au 1^{er} janvier 2020. La date d'évaluation pour calculer la valeur actualisée de l'obligation au titre des deux régimes a été le 31 décembre 2020.

La Société offre plusieurs régimes à cotisations définies, dont un régime de retraite gouvernemental en Australie et un régime d'épargne 401(k) aux États-Unis, qui prévoient des cotisations de la part de la Société de l'ordre de 5 % à 10 %, selon le régime. Les cotisations optionnelles des salariés sont permises dans tous les régimes à cotisations définies.

B. Coûts comptabilisés

Les coûts comptabilisés en résultat net au cours de l'exercice pour les régimes de retraite à prestations définies, les régimes de retraite à cotisations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présentent comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2020	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	5	2	1	8
Frais d'administration	1	—	—	1
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	16	3	1	20
Intérêts sur les actifs des régimes	(11)	(1)	—	(12)
Profit découlant des réductions et des modifications	(2)	—	—	(2)
Charge au titre de la composante à prestations définies	9	4	2	15
Charge au titre de la composante à cotisations définies	9	—	—	9
Charge nette	18	4	2	24

Exercice clos le 31 décembre 2019	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	7	2	1	10
Frais d'administration	2	—	—	2
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	19	3	1	23
Intérêts sur les actifs des régimes	(12)	(1)	—	(13)
Profit découlant des réductions et des modifications	(3)	—	—	(3)
Charge au titre de la composante à prestations définies	13	4	2	19
Charge au titre de la composante à cotisations définies	9	—	—	9
Charge nette	22	4	2	28

Exercice clos le 31 décembre 2018	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	9	2	1	12
Frais d'administration	1	—	—	1
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	18	3	1	22
Intérêts sur les actifs des régimes	(13)	—	—	(13)
Charge au titre de la composante à prestations définies	15	5	2	22
Charge au titre de la composante à cotisations définies	10	—	—	10
Charge nette	25	5	2	32

C. Situation des régimes

La situation des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présente comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2020	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Juste valeur des actifs des régimes	367	14	–	381
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(542)	(109)	(24)	(675)
Situation de capitalisation – déficit	(175)	(95)	(24)	(294)
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(5)	(5)	(2)	(12)
Autres passifs non courants	(170)	(90)	(22)	(282)
Total des montants comptabilisés	(175)	(95)	(24)	(294)
<hr/>				
Exercice clos le 31 décembre 2019	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Juste valeur des actifs des régimes	373	13	–	386
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(543)	(99)	(22)	(664)
Situation de capitalisation – déficit	(170)	(86)	(22)	(278)
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(3)	(5)	(2)	(10)
Autres passifs non courants	(167)	(81)	(20)	(268)
Total des montants comptabilisés	(170)	(86)	(22)	(278)

D. Actifs des régimes

La juste valeur des actifs des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présente comme suit :

	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Au 31 décembre 2018	368	13	–	381
Intérêts sur les actifs des régimes	12	1	–	13
Rendement net des actifs des régimes	40	–	–	40
Cotisations	6	4	1	11
Prestations versées	(50)	(5)	(1)	(56)
Frais d'administration	(2)	–	–	(2)
Effet de la conversion sur les régimes américains	(1)	–	–	(1)
Au 31 décembre 2019	373	13	–	386
Intérêts sur les actifs des régimes	11	1	–	12
Rendement net des actifs des régimes	25	(1)	–	24
Cotisations	6	6	1	13
Prestations versées	(45)	(5)	(1)	(51)
Frais d'administration	(1)	–	–	(1)
Effet de la conversion sur les régimes américains	(2)	–	–	(2)
Au 31 décembre 2020	367	14	–	381

La juste valeur des actifs des régimes à prestations définies de la Société par catégorie principale se présente comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2020	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
Titres de capitaux propres				
Canada	—	64	—	64
États-Unis	—	30	—	30
International	—	103	—	103
Privé	—	—	1	1
Obligations				
AAA	—	36	—	36
AA	—	67	—	67
A	—	34	—	34
BBB	1	22	—	23
Inférieur à BBB	—	4	—	4
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	—	19	—	19
Total	1	379	1	381

Exercice clos le 31 décembre 2019	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
Titres de capitaux propres				
Canada	—	66	—	66
États-Unis	—	28	—	28
International	—	102	—	102
Privé	—	—	1	1
Obligations				
AAA	—	40	—	40
AA	—	68	—	68
A	—	37	—	37
BBB	1	21	—	22
Inférieur à BBB	—	3	—	3
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	—	19	—	19
Total	1	384	1	386

Les actifs des régimes ne comprenaient pas d'actions ordinaires de la Société au 31 décembre 2020 ni au 31 décembre 2019. La Société a imputé un montant de néant aux régimes agréés à l'égard de services d'administration rendus pendant l'exercice clos le 31 décembre 2020 (néant en 2019).

E. Obligations au titre des prestations définies

La valeur actualisée des obligations au titre des régimes à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se présente comme suit :

	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2018	514	80	25	619
Coût des services rendus au cours de l'exercice	7	2	1	10
Coût financier	19	3	1	23
Prestations versées	(51)	(4)	(1)	(56)
Réduction	(3)	—	—	(3)
Gain actuariel découlant des hypothèses démographiques	—	—	(2)	(2)
Perte actuarielle découlant des hypothèses financières	57	9	2	68
Gain actuariel (perte actuarielle) découlant des ajustements liés aux résultats passés	2	9	(4)	7
Effet de la conversion sur les régimes américains	(2)	—	—	(2)
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2019	543	99	22	664
Coût des services rendus au cours de l'exercice	5	2	1	8
Coût financier	16	3	1	20
Prestations versées	(45)	(5)	(1)	(51)
Réduction	(2)	—	—	(2)
Perte actuarielle découlant des hypothèses démographiques	—	—	—	—
(Gain actuariel) perte actuarielle découlant des hypothèses financières	43	10	2	55
(Gain actuariel) perte actuarielle découlant des ajustements liés aux résultats passés	(17)	—	—	(17)
Effet de la conversion sur les régimes américains	(1)	—	(1)	(2)
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2020	542	109	24	675

La durée moyenne pondérée de l'obligation au titre des prestations définies au 31 décembre 2020 est de 14,4 ans.

F. Cotisations

Les cotisations de l'employeur prévues pour les régimes de retraite à prestations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi pour 2021 s'établissent comme suit :

	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Cotisations de l'employeur prévues	5	5	2	12

G. Hypothèses

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour évaluer les obligations au titre des prestations définies de la Société pour les régimes de retraite à prestations définies et les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi sont comme suit :

(en %)	Au 31 décembre 2020			Au 31 décembre 2019		
	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers
Obligations au titre des prestations définies						
Taux d'actualisation	2,4	2,3	2,3	3,0	3,0	3,0
Taux de croissance de la rémunération	2,9	3,0	—	2,8	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé ^{1,3}	—	—	6,8	—	—	7,0
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,0	—	—	4,0
Coût des prestations pour l'exercice						
Taux d'actualisation	3,0	3,0	3,0	3,9	3,8	3,9
Taux de croissance de la rémunération	2,9	3,0	—	2,5	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé ^{2,4}	—	—	7,1	—	—	7,4
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,0	—	—	4,0

1) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2020 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2029, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2030 pour les régimes canadiens.

2) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2020 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2029, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2030 pour les régimes canadiens.

3) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2019 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2030, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2027 pour les régimes canadiens.

4) Prestations antérieures et postérieures à 65 ans en 2019 : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2027, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,3 % par année pour atteindre 4,5 % en 2027 pour les régimes canadiens.

H. Analyse de sensibilité

Le tableau suivant présente l'augmentation estimée des obligations au titre des prestations définies, montant net, en supposant que certains changements seraient apportés aux principales hypothèses :

Exercice clos le 31 décembre 2020	Régimes canadiens			Régimes américains	
	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Régime de retraite	Divers
Diminution de 1 % du taux d'actualisation	74	17	2	3	1
Hausse de 1 % des échelles salariales	5	—	—	4	1
Hausse de 1 % du taux tendanciel des coûts des soins de santé	—	—	2	—	—
Amélioration de 10 % des taux de mortalité	20	4	—	1	—

32. Partenariats

Au 31 décembre 2020, les partenariats comprenaient ce qui suit :

Entreprises communes	Secteur	Propriété (en %)	Description
Sheerness	Énergie thermique en Alberta	50	Centrale au bicarburant en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 50 %, exploitée par Heartland Generation Ltd., société membre du même groupe qu'Energy Capital Partners
Gazoduc Pioneer	Énergie thermique en Alberta	50	Gazoduc en Alberta exploité par TMI
Goldfields Power	Gaz – Australie	50	Centrale alimentée au gaz en Australie, exploitée par TransAlta
Fort Saskatchewan	Gaz – Amérique du Nord	60	Centrale de cogénération en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 60 %, exploitée par TransAlta
Gazoduc de Fortescue River	Gaz – Australie	43	Gazoduc en Australie-Occidentale exploité par DBP Development Group
McBride Lake	Énergie éolienne et énergie solaire	50	Centrale d'énergie éolienne en Alberta, exploitée par TransAlta
Soderglen	Énergie éolienne et énergie solaire	50	Centrale d'énergie éolienne en Alberta, exploitée par TransAlta
Pingston	Hydroélectricité	50	Centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique, exploitée par TransAlta

Coentreprises	Secteur	Propriété (en %)	Description
Skookumchuck	Énergie éolienne et énergie solaire	49	Centrale d'énergie éolienne dans l'État de Washington, exploitée par Southern Power

33. Information liée aux flux de trésorerie

A. Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
(Utilisation) source de la trésorerie :			
Créances clients	(79)	261	58
Charges payées d'avance	2	–	19
Impôts sur le résultat à recevoir	(4)	(6)	–
Stocks	6	(13)	(21)
Dettes fournisseurs, charges à payer et provisions	160	(130)	(97)
Impôts sur le résultat à payer	4	9	(3)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	89	121	(44)

B. Variation des passifs liés aux activités de financement

	Solde au 31 déc. 2019	Flux de trésorerie nets	Nouveaux contrats de location	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2020
Dettes à long terme et obligations locatives	3 212	133	16	–	5	(5)	3 361
Titres échangeables	326	400	–	–	–	4	730
Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées)	37	(86)	–	107	–	1	59
Total des passifs liés aux activités de financement	3 575	447	16	107	5	–	4 150

	Solde au 31 déc. 2018	Flux de trésorerie nets	Nouveaux contrats de location	Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2019
Dettes à long terme et obligations locatives	3 267	(70)	133	(35)	—	(42)	(41)	3 212
Titres échangeables	—	350	—	—	—	—	(24)	326
Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées)	58	(85)	—	—	64	—	—	37
Total des passifs liés aux activités de financement	3 325	195	133	(35)	64	(42)	(65)	3 575

34. Capital

Les composantes du capital de TransAlta sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre	2020	2019	Augmentation (diminution)
Dettes à long terme ¹	3 361	3 212	149
Titres échangeables	730	326	404
Capitaux propres			
Actions ordinaires	2 896	2 978	(82)
Actions privilégiées	942	942	—
Surplus d'apport	38	42	(4)
Déficit	(1 826)	(1 455)	(371)
Cumul des autres éléments du résultat global	302	454	(152)
Participations ne donnant pas le contrôle	1 084	1 101	(17)
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles ²	(703)	(411)	(292)
Moins : principal des liquidités soumises à restrictions des obligations de TransAlta OCP ³	(11)	(10)	(1)
Moins : juste valeur positive des instruments de couverture de la dette à long terme ⁴	(2)	(7)	5
Total du capital	6 811	7 172	(361)

1) Inclut les obligations locatives, les montants dus aux termes des facilités de crédit, les obligations liées à la masse fiscale et la tranche courante de la dette à long terme.

2) La Société inclut la trésorerie et les équivalents de trésorerie dont elle dispose à titre de réduction dans le calcul du capital, le capital étant géré en interne et évalué par la direction au moyen d'une position de dette nette. À cet égard, ces fonds peuvent être mis à la disposition de la Société et utilisés par celle-ci pour faciliter le remboursement de la dette.

3) La Société inclut le principal des liquidités soumises à restrictions des obligations de TransAlta OCP puisque ces liquidités sont soumises à restrictions spécifiquement pour rembourser la dette en cours.

4) La Société inclut la juste valeur des instruments de couverture économiques et désignés de la dette représentant un actif, ou un passif, à titre de réduction, ou d'augmentation, dans le calcul du principal, la valeur comptable de la dette connexe ayant augmenté, ou diminué, par suite d'une variation des taux de change.

La stratégie globale et les objectifs de gestion du capital de la Société se présentent comme suit :

A. Maintenir un bilan solide

La Société exerce des activités liées aux produits de base qui sont capitalistiques et caractérisées par un long cycle. Par conséquent, le maintien d'un bilan solide constitue une priorité, car la Société peut avoir ainsi accès aux marchés financiers à des taux d'intérêt raisonnables.

Le maintien d'un bilan solide par la Société permet aussi à son équipe commerciale de conclure des contrats avec différentes contreparties selon des modalités et des prix ayant une incidence favorable sur ses résultats financiers et facilite son accès aux marchés financiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit. La Société a obtenu une note de première qualité de DBRS (perspectives stables). En 2020, Moody's a renouvelé la note à titre d'émetteur de la Société de Ba1 avec perspective stable, DBRS Limited a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et des billets à moyen terme, soit BBB (faible), la note de crédit des actions privilégiées, soit Pfd-3 (faible), et la note à titre d'émetteur de la Société, soit BBB (faible) avec perspective stable, et Standard and Poor's a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de la Société de BB+ avec perspective stable. La Société tient à renforcer sa situation financière et ses ratios de couverture des flux de trésorerie. Les notes de crédit fournissent des renseignements sur les coûts de financement, les liquidités et l'exploitation de la Société et influent sur la capacité de la Société d'obtenir du financement à court et à long terme ou sur le coût de ce financement.

Les principales agences de notation évaluent la cote de crédit de TransAlta au moyen de diverses méthodes, notamment des ratios financiers. Les méthodes et les ratios utilisés par les agences de notation pour évaluer nos notes de solvabilité ne sont pas publiés. Nous avons élaboré notre propre définition des ratios et des objectifs pour nous aider à évaluer la solidité de notre situation financière. Ces mesures et ces ratios ne sont pas définis selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation. Ces ratios sont présentés dans le tableau suivant :

Aux 31 décembre	2020	2019	Cible
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	4,2	4,5	4 à 5
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)	18,3	19,0	20 à 25
Ratio de la dette nette ajustée sur le résultat avant intérêts, impôts et amortissement aux fins de comparaison ajusté (multiple)	3,9	3,9	3,0 à 3,5
Dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé (multiple)	4,6	4,2	2,5 à 3,0

Le **ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés** correspond aux fonds provenant des activités d'exploitation moins les indemnités reçues pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, plus l'intérêt sur la dette, les titres échangeables et les obligations locatives (déduction faite des intérêts incorporés au coût de l'actif), divisés par les intérêts sur la dette, les titres échangeables et les obligations locatives (déduction faite des intérêts incorporés au coût de l'actif), plus 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées. Les actions privilégiées échangeables (se reporter à la note 25) sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. Les fonds provenant des activités d'exploitation correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement et sont ajustés en fonction de transactions et de montants qui, selon la direction, ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie liés aux activités courantes. La Société vise à maintenir ce ratio à un multiple de quatre à cinq.

Le **ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée** correspond aux fonds provenant des activités d'exploitation moins les indemnités reçues pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance, moins 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées, divisés par la dette nette ajustée (dette courante et non courante plus les titres échangeables, plus 50 % des actions privilégiées en circulation, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie disponibles moins le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP et compte tenu de la juste valeur positive des instruments de couverture de la dette). Les actions privilégiées échangeables (se reporter à la note 25) sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. La Société vise à maintenir ce ratio à un pourcentage allant de 20 % à 25 %.

Le **ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ajusté** correspond à la dette nette ajustée, divisée par le BAIIA aux fins de comparaison ajusté. Le BAIIA aux fins de comparaison ajusté correspond au résultat avant intérêt, impôts et amortissement et est ajusté en fonction de transactions et de montants qui, selon la direction, ne sont pas représentatifs des activités commerciales courantes et des indemnités reçues pour la résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance. Les actions privilégiées échangeables (se reporter à la note 25) sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. La Société vise à maintenir ce ratio à un multiple de 3,0 à 3,5.

Le **ratio de la dette nette déconsolidée sur le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé** correspond à la dette nette déconsolidée (la dette à long terme, les obligations locatives et les débentures échangeables, y compris la tranche courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette, plus 50 % des actions privilégiées émises, moins la trésorerie et équivalents de trésorerie, moins le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP, moins la dette à long terme et les obligations locatives de TransAlta Renewables, y compris la tranche courante, moins le financement donnant droit à des avantages fiscaux) divisée par le BAIIA aux fins de comparaison déconsolidé (le BAIIA aux fins de comparaison moins le BAIIA aux fins de comparaison de TransAlta Renewables moins le BAIIA aux fins de comparaison de TA Cogen plus les dividendes reçus de TransAlta Renewables plus les dividendes reçus de TA Cogen). Les actions privilégiées échangeables (se reporter à la note 25) sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes à des fins de crédit. La Société vise à maintenir ce ratio à un multiple de 2,5 à 3,0.

À certains moments, les ratios de crédit pourraient se trouver à l'extérieur des fourchettes ciblées déterminées lorsque la Société met en œuvre sa stratégie de conversion au gaz et de croissance, mais nous restons concentrés sur le maintien d'un bilan solide.

La direction surveille régulièrement les prévisions en matière de résultat net, de flux de trésorerie et de dépenses d'investissement ainsi que le calendrier des remboursements de la dette dans le but d'atteindre les ratios cibles susmentionnés et de respecter les exigences en matière de dividendes et de dépenses en immobilisations corporelles.

B. Assurer la disponibilité de fonds et d'emprunts suffisants pour financer les activités, verser les dividendes, effectuer des distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales, investir dans les immobilisations corporelles et réaliser des acquisitions

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019, les rentrées et sorties de fonds sont résumées comme suit. La Société gère les variations du fonds de roulement au moyen des liquidités existantes en vertu des facilités de crédit.

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	Augmentation (diminution)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	702	849	(147)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	(89)	(121)	32
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	613	728	(115)
Dividendes versés sur actions ordinaires	(47)	(45)	(2)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(39)	(40)	1
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(97)	(106)	9
Dépenses en immobilisations corporelles	(486)	(417)	(69)
Rentrées (sorties) de fonds	(56)	120	(176)

TransAlta maintient des soldes de trésorerie et des facilités de crédit consenties suffisants pour financer les sorties de fonds nettes périodiques de l'exercice liées à ses activités. Au 31 décembre 2020, un montant de 1,5 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars en 2019) au titre des facilités de crédit de la Société était entièrement disponible.

De temps à autre, TransAlta accède aux marchés financiers, au besoin, afin de financer certaines de ces sorties de fonds nettes et de maintenir ses liquidités disponibles ainsi que sa structure du capital et ses mesures de crédit dans les fourchettes visées.

35. Transactions entre parties liées

Le tableau ci-dessous donne des précisions sur les principales filiales opérationnelles de la Société au 31 décembre 2020 :

Filiale	Pays	Propriété (en %)	Activité principale
TransAlta Generation Partnership	Canada	100	Production et vente d'électricité
TransAlta Cogeneration L.P.	Canada	50,01	Production et vente d'électricité
TransAlta Centralia Generation LLC	États-Unis	100	Production et vente d'électricité
TransAlta Energy Marketing Corp.	Canada	100	Commercialisation de l'énergie
TransAlta Energy Marketing (U.S.), Inc.	États-Unis	100	Commercialisation de l'énergie
TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd.	Australie	100	Production et vente d'électricité
TransAlta Renewables Inc.	Canada	60,1	Production et vente d'électricité
Entreprise associée ou coentreprise	Pays	Propriété (en %)	Activité principale
SP Skookumchuck Investment, LLC	États-Unis	49	Production et vente d'électricité
EMG International, LLC	États-Unis	30	Traitement des eaux usées et biogaz combustible pour produire de l'électricité

Les transactions entre la Société et ses filiales ont été éliminées à la consolidation et ne sont pas présentées. La Société a comptabilisé les entreprises associées et les coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence.

Transactions avec les principaux dirigeants

Les principaux dirigeants de TransAlta sont la présidente et chef de la direction, les membres de l'équipe de haute direction qui relèvent tous directement de la présidente et chef de la direction, et les membres du conseil. La rémunération des principaux dirigeants se présente comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Rémunération totale	27	30	17
Composée des éléments suivants :			
Avantages du personnel à court terme	12	13	11
Avantages postérieurs à l'emploi	2	2	2
Prestations de cessation d'emploi	—	2	—
Paiements fondés sur des actions	13	13	4

36. Engagements et éventualités

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

	2021	2022	2023	2024	2025	2026 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de livraison et autres contrats	141	149	137	134	134	1 353	2 048
Transport	8	8	8	5	5	1	35
Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière	81	105	101	67	56	—	410
Ententes de service à long terme	31	37	22	18	10	55	173
Contrats de location simple	4	2	2	1	1	26	36
Croissance	509	411	93	—	—	—	1 013
Projet de loi TransAlta Energy	6	6	6	—	—	—	18
Total	780	718	369	225	206	1 435	3 733

A. Contrats de gaz naturel, contrats de livraison et autres contrats

La Société a des contrats d'achat et de livraison de gaz naturel à prix ou à volume fixes. En plus des engagements susmentionnés, à la clôture de la vente du gazoduc Pioneer, un contrat de 15 ans a été négocié pour la livraison de 275 TJ/jour de gaz naturel supplémentaire sur une base ferme d'ici 2023, ce qui portera le total des contrats de livraison fermes à 400 TJ/jour de gaz naturel d'ici 2023. Ce contrat remplacerait l'engagement actuel de la Société d'acheter 139 TJ/jour de gaz naturel provenant du gazoduc Pioneer sur une période de 15 ans, qui reste en place jusqu'à la clôture de la transaction. Les autres contrats ont trait aux engagements portant sur la prestation de biens et de services.

B. Transport

La Société a conclu plusieurs contrats visant l'achat de capacité du réseau de transport dans le Nord-Ouest Pacifique. La Société s'engage à accepter les services aux tarifs en vigueur du fournisseur, qu'ils soient rendus immédiatement ou plus tard, après la construction de centrales additionnelles, à condition que certaines exigences en matière de prestation de services soient satisfaites.

C. Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière

Plusieurs contrats d'approvisionnement en charbon et contrats de transport ferroviaire connexes ont été conclus pour fournir du charbon à la centrale thermique de Centralia aux fins de production. Les contrats d'approvisionnement en charbon permettent à TransAlta de prendre livraison du charbon à des volumes fixes, à des dates allant jusqu'à 2025. En 2020, un nouveau contrat de transport ferroviaire a été conclu et les prix reflètent les conditions actuelles du marché. Par conséquent, les coûts de transport ferroviaire prévus pour la période de service ont augmenté.

Les engagements liés aux contrats d'exploitation minière comprennent la quote-part des engagements de la Société au titre des contrats d'exploitation minière liés à son entreprise commune avec Sheerness et certains autres accords de redevances minières. Certains de ces engagements ont été réduits en raison de la décision d'éliminer le charbon comme source de combustible à la centrale de Sheerness plus tôt que prévu, soit d'ici la fin de 2021.

D. Ententes de service à long terme

TransAlta a conclu diverses ententes de service principalement pour assurer les inspections, les réparations et l'entretien des installations alimentées au gaz naturel, des centrales alimentées au charbon et des turbines des diverses installations éoliennes.

E. Contrats de location simple

Ces contrats comprennent les engagements découlant des contrats de location simple non comptabilisés en vertu de l'IFRS 16 et les engagements découlant des contrats de location simple qui n'ont pas encore débuté, principalement liés aux bâtiments, aux véhicules et aux terrains.

Avant l'adoption de la norme IFRS 16, les charges liées aux contrats de location simple étaient comptabilisées dans le compte de résultat à mesure qu'elles étaient engagées. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, un montant de 8 millions de dollars a été passé en charges au titre des contrats de location simple. Les paiements de sous-location reçus en 2020 se sont établis à 2 millions de dollars (moins de 1 million de dollars en 2019 et en 2018). Aucun loyer conditionnel n'a été versé au titre des contrats de location simple.

F. Croissance

Les engagements liés à la croissance se rapportent aux projets suivants : la conversion au gaz et le rééquipement de l'unité 5 de la centrale de Sundance, le projet de centrale de cogénération de Kaybob, le projet Windrise, ainsi que les derniers coûts liés aux projets de parc éolien Big Level et Antrim. Se reporter à la note 4 pour en savoir plus sur ces projets.

G. Engagements liés au projet de loi TransAlta Energy

Dans le cadre du projet de loi TransAlta Energy promulgué dans l'État de Washington et du protocole d'entente qui a suivi, nous nous sommes engagés à fournir des fonds totalisant 55 millions de dollars américains sur la durée de vie résiduelle de la centrale alimentée au charbon de Centralia afin de soutenir l'expansion économique, de développer la collectivité, de promouvoir l'efficacité énergétique et d'élaborer de nouvelles technologies énergétiques aux fins de protection de l'environnement. Le protocole d'entente contient certaines clauses de résiliation et, dans l'éventualité d'une résiliation ou de certaines circonstances, ce financement ou une partie de celui-ci ne sera plus nécessaire. Au 31 décembre 2020, la Société avait financé une tranche d'environ 41 millions de dollars américains de l'engagement, qui est comptabilisée dans les autres actifs dans les états de la situation financière consolidés.

H. Divers

Une importante partie de la production d'électricité et d'énergie thermique de la Société dépend des CAÉ et des contrats à long terme. La plupart de ces contrats comprennent des modalités et conditions jugées comme courantes dans le secteur dans lequel la Société exerce ses activités. La nature des engagements relatifs à ces contrats correspond à la capacité de production d'électricité et d'énergie thermique, à la disponibilité et aux cibles de production; à la fiabilité et autres mesures de performance propres à la centrale; aux paiements déterminés des livraisons pendant les périodes de pointe et les périodes creuses; aux prix par MWh; à la part du risque à assumer à l'égard des coûts du combustible; et au risque lié à la consommation spécifique de chaleur.

I. 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.

I. Procédure visant une règle relative aux pertes de réseau

La Société prend part à une procédure visant une règle relative aux pertes de réseau devant l'AUC. L'AUC a déterminé qu'elle avait la faculté d'ajuster rétroactivement à 2006 les charges liées aux pertes de réseau, et a demandé à l'AESO de recalculer les facteurs de perte pour la période de 2006 à 2016 et d'établir une seule facture portant la différence des charges liées aux pertes au débit ou au crédit des intervenants du marché. L'AESO a présenté une demande de révision et de modification de la décision en vue de la mise en place d'un système de «facturation à l'utilisation», au lieu de l'établissement d'une seule facture. L'AUC s'est prononcée sur la demande de l'AESO et a approuvé un processus de règlement des factures en trois périodes (de 2006 à 2009, de 2010 à 2013 et de 2014 à 2016). Le passif total pour les charges liées aux pertes de réseau a atteint 25 millions de dollars; cependant, en raison des paiements effectués (et reçus) au titre des deux premières factures, seule une tranche de 8 millions de dollars du passif total demeure impayée. Le 22 octobre 2020, l'AESO a émis la première facture d'un montant de 6 millions de dollars qui a été réglée avant le 30 décembre 2020. La deuxième facture, d'un montant de 11 millions de dollars, a été émise le 21 décembre 2020. La troisième facture est attendue en mars 2021.

En novembre 2020, l'AESO a demandé des directives à l'AUC concernant les paiements d'intérêts sur les charges liées aux pertes de réseau et, en janvier 2021, l'AUC a statué que des intérêts simples plutôt que des intérêts composés s'appliqueraient aux charges liées aux pertes de réseau.

II. Litiges avec FMG

La Société est actuellement engagée dans un litige avec Fortescue Metals Group Ltd. («FMG») concernant la résiliation alléguée du CAÉ de la centrale de South Hedland par FMG. TransAlta poursuit FMG pour obtenir le paiement des montants facturés et impayés aux termes du CAÉ de la centrale de South Hedland et demande au tribunal de déclarer que le CAÉ est valide et exécutoire. Pour sa part, FMG demande au tribunal de déclarer que le CAÉ a été résilié légalement. Cette affaire devrait être instruite à partir du 3 mai 2021 plutôt que du 15 juin 2020.

La Société était partie à un second litige portant sur les réclamations de FMG contre TransAlta concernant le transfert de la centrale de Solomon à FMG. FMG réclamait certains montants liés à l'état de la centrale, alors que TransAlta réclamait le remboursement de certains coûts non réglés. Le 9 septembre 2020, le litige a fait l'objet d'un règlement et d'un désistement devant la Cour suprême de l'Australie-Occidentale.

III. Demande de Mangrove

Le 23 avril 2019, Mangrove a intenté une action devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario, dans le cadre de laquelle la Société, tous les membres du conseil de la Société alors en fonction et Brookfield BRP Holdings (Canada) ont été désignés à titre de parties défenderesses. Mangrove tente de faire annuler l'investissement de Brookfield. TransAlta est d'avis que l'action n'a aucun fondement et fait tout ce qu'il faut pour se défendre contre les allégations. Cette affaire a été reportée et le procès de trois semaines débutera le 19 avril 2021.

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

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

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

L'unité 1 de la centrale de Keephills a été mise hors service du 17 mars 2015 au 17 mai 2015 en raison d'une fuite importante dans le surchauffeur secondaire. TransAlta Generation Partnership a invoqué un cas de force majeure conformément au CAÉ de Keephills. ENMAX, l'acheteur aux termes du CAÉ à ce moment-là, n'a pas contesté le cas de force majeure, mais le Balancing Pool l'a fait dans l'espoir de recouvrer les 12 millions de dollars qu'il a payés à TransAlta pour les frais de paiement de capacité alors que l'unité était hors service. Le Balancing Pool a eu gain de cause devant les tribunaux en faisant valoir qu'il a le droit, conformément au CAÉ, de commencer une procédure arbitrale, indépendamment de l'acheteur aux termes du CAÉ, ENMAX. Un arbitrage pour ce litige a débuté et une audience de sept jours est prévue à compter du 6 décembre 2021.

VI. Démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance

TransAlta s'est adressée à l'AUC pour obtenir paiement, par le Balancing Pool, des coûts de démantèlement de l'unité A de la centrale de Sundance qu'elle a engagés, y compris sa quote-part des coûts de la mine de Highvale. Le Balancing Pool et le Utilities Consumer Advocate participent en tant qu'intervenants, car ils contestent les coûts de démantèlement réclamés par TransAlta. En raison de divers facteurs, dont la pandémie de COVID-19 et d'importantes demandes d'informations de la part du Balancing Pool, la requête a été retardée. Bien qu'aucune date d'audience n'ait été fixée, la

requête sera probablement entendue à la fin de 2021 ou au début de 2022. TransAlta s'attend à recevoir un paiement du Balancing Pool pour ses coûts de démantèlement, mais le montant qui sera accordé par l'AUC est incertain.

VII. Crédits de rendement en matière d'émissions au titre des contrats d'achat d'électricité des centrales hydroélectriques («CAÉ des centrales hydroélectriques»)

Le Balancing Pool prétend avoir droit à des crédits de rendement en matière d'émissions d'une valeur d'environ 17 millions de dollars par année, gagnés de 2018 à 2020 par les centrales hydroélectriques aux termes du règlement intitulé *Carbon Competitiveness Incentives Regulation*. Se reporter aux notes 2 A) et 2 F) IV) pour une description des méthodes comptables relatives à ces crédits. Le litige est fondé sur la clause du CAÉ des centrales hydroélectriques visant la propriété des crédits de rendement en matière d'émissions en cas de modification de la loi et sur le fait que TransAlta tire profit de la prétendue modification à la loi. TransAlta n'a aucunement tiré profit des crédits de rendement en matière d'émissions et n'a comptabilisé aucun avantage découlant de ces crédits dans ses états financiers. TransAlta estime que le Balancing Pool n'a pas droit à ces crédits de rendement en matière d'émissions. Un arbitrage a été entrepris et sera vraisemblablement soumis à une audience au début de 2022.

VIII. Requête visant le compte de report de capital directement affecté

AltaLink Management Ltd. («AltaLink») a déposé une requête auprès de l'AUC pour recouvrer les coûts engagés de 2016 à 2018 au titre de son compte de report de capital directement affecté («la procédure») pour le projet de modernisation de la ligne 240 kV (le «projet de modernisation») dans la région d'Edmonton. TransAlta est requérante secondaire dans la procédure, car elle possède une partie de la ligne 1043L située sur la réserve de la Nation crie d'Enoch qui faisait partie du projet de modernisation. AltaLink et TransAlta ont tenté de faire reconnaître par l'AUC que leurs coûts sont raisonnables et prudents (91 millions de dollars pour AltaLink et 22 millions de dollars pour TransAlta). La Nation crie d'Enoch et la Consumers Coalition of Alberta sont des participants inscrits à la procédure. L'AUC a rendu sa décision dans le cadre de la procédure le 10 décembre 2020 et a rejeté 15 % (environ 3 millions de dollars) de la somme qui serait revenue à TransAlta. TransAlta estime que l'AUC a commis des erreurs en lui refusant 15 % de ses coûts et a donc déposé une demande de permission d'en appeler auprès de la Cour d'appel et une demande de révision et de modification auprès de l'AUC. La permission d'en appeler sera suspendue jusqu'à ce que le processus de révision et de modification soit terminé.

37. Informations sectorielles

A. Description des secteurs à présenter

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

Le tableau qui suit présente distinctement les résultats sectoriels selon la structure des secteurs établie par la direction pour prendre des décisions opérationnelles et évaluer le rendement. À des fins de présentation de l'information financière interne, l'information sur le résultat du placement de la Société dans 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. Le tableau ci-après présente également le rapprochement entre le total des résultats sectoriels et le compte de résultat présenté selon les IFRS.

B. Résultat sectoriel et actifs sectoriels présentés

I. Information sur le résultat

Exercice clos le 31 déc. 2020	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz – Amérique du Nord ²	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta ³	Centralia ³	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	152	332	217	158	619	497	122	7	2 104	(3)	2 101
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	8	25	66	10	573	279	–	7	968	–	968
Marge brute	144	307	151	148	46	218	122	–	1 136	(3)	1 133
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	37	53	49	32	131	60	30	80	472	–	472
Amortissement	28	136	46	43	270	105	2	25	655	(1)	654
Dépréciation d'actifs	2	–	–	–	75	7	–	–	84	–	84
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	8	2	–	15	5	–	1	33	–	33
Autres résultats d'exploitation, montant net	–	–	–	–	(11)	–	–	–	(11)	–	(11)
Résultats d'exploitation	75	110	54	73	(434)	41	90	(106)	(97)	(2)	(99)
Quote-part du résultat de placements dans les entreprises associées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1	1
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	5	2	–	–	–	–	7	–	7
Charge d'intérêts nette	–	–	–	–	–	–	–	–	(239)	1	(238)
Perte de change	–	–	–	–	–	–	–	–	17	–	17
Profit à la vente d'actifs et autres	–	–	–	–	–	–	–	–	9	–	9
Résultat avant impôts sur le résultat	–	–	–	–	–	–	–	–	(303)	–	(303)

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

2) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la note 4 K) pour plus de détails.

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

Exercice clos le 31 déc. 2019	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord ¹	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta ²	Centralia ²	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	156	312	209	160	816	571	129	(6)	2 347
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	7	16	74	9	570	416	—	(6)	1 086
Marge brute	149	296	135	151	246	155	129	—	1 261
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	36	50	44	37	138	67	30	73	475
Amortissement	32	124	41	48	233	83	2	27	590
Dépréciation d'actifs (reprises)	2	—	—	—	15	(10)	—	18	25
Profit à la résiliation du contrat de droits relatifs aux mines de charbon de l'unité 3 de Keephills (note 4 R))	—	—	—	—	(88)	—	—	—	(88)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	8	1	—	13	3	—	1	29
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance (note 9)	—	—	—	—	(56)	—	—	—	(56)
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(10)	(1)	—	(40)	—	—	2	(49)
Résultats d'exploitation	76	124	50	66	31	12	97	(121)	335
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	6	—	—	—	—	—	6
Charge d'intérêts nette	—	—	—	—	—	—	—	—	(179)
Perte de change	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)
Profit à la vente d'actifs et autres	—	—	—	—	—	—	—	—	46
Résultat avant impôts sur le résultat	—	—	—	—	—	—	—	—	193

1) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la note 4 K) pour plus de détails.

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

Exercice clos le 31 déc. 2018	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz - Amérique du Nord ¹	Gaz - Australie	Énergie thermique en Alberta ²	Centralia ²	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	156	282	232	165	912	442	67	(7)	2 249
Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité	6	17	96	8	666	314	—	(7)	1 100
Marge brute	150	265	136	157	246	128	67	—	1 149
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	38	50	48	37	171	61	24	86	515
Amortissement	30	110	43	49	241	74	2	25	574
Dépréciation d'actifs	—	12	—	—	38	—	—	23	73
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	8	1	—	13	5	—	1	31
Résiliation des CAÉ des unités B et C de la centrale de Sundance (note 9)	—	—	—	—	(157)	—	—	—	(157)
Autres résultats d'exploitation, montant net	—	(6)	—	—	(41)	—	—	—	(47)
Résultats d'exploitation	79	91	44	71	(19)	(12)	41	(135)	160
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	8	—	—	—	—	—	8
Charge d'intérêts nette	—	—	—	—	—	—	—	—	(250)
Perte de change	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)
Profit à la vente d'actifs	—	—	—	—	—	—	—	—	1
Résultat avant impôts sur le résultat	—	—	—	—	—	—	—	—	(96)

1) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la note 4 K) pour plus de détails.

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

II. Principales informations des états de la situation financière consolidés

Au 31 décembre 2020	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord ²	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Immobilisations corporelles	467	2 005	382	421	2 271	260	–	16	5 822
Actifs au titre de droits d'utilisation	6	55	1	4	53	–	–	22	141
Immobilisations incorporelles	4	159	32	34	31	5	7	41	313
Goodwill	258	175	–	–	–	–	30	–	463

Au 31 décembre 2019	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord ²	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Immobilisations corporelles	469	1 947	392	489	2 540	352	1	17	6 207
Actifs au titre de droits d'utilisation	6	56	–	4	68	–	–	12	146
Immobilisations incorporelles	5	173	2	37	41	6	9	45	318
Goodwill	258	176	–	–	–	–	30	–	464

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

2) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la note 4 K) pour plus de détails.

III. Principales informations des tableaux des flux de trésorerie consolidés

Les ajouts aux actifs non courants se détaillent comme suit :

Exercice clos le 31 déc. 2020	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord ²	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Ajouts d'actifs non courants :									
Immobilisations corporelles	22	174	39	10	200	28	–	13	486
Immobilisations incorporelles	–	–	–	–	1	–	–	13	14

Exercice clos le 31 déc. 2019	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord ²	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Ajouts d'actifs non courants :									
Immobilisations corporelles	23	229	36	6	114	8	–	1	417
Immobilisations incorporelles	–	–	–	–	2	–	–	12	14

Exercice clos le 31 déc. 2018	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz – Amérique du Nord ²	Gaz – Australie	Énergie thermique en Alberta ¹	Centralia ¹	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Ajouts d'actifs non courants :									
Immobilisations corporelles	16	117	21	6	101	14	–	2	277
Immobilisations incorporelles	–	–	–	–	3	–	–	17	20

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

2) Ce secteur, auparavant connu sous le nom de secteur Gaz au Canada, a été renommé à la suite de l'acquisition de la centrale de cogénération aux États-Unis au deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la note 4 K) pour plus de détails.

IV. Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés

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

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Amortissement selon les comptes de résultat consolidés	654	590	574
Amortissement compris dans le poste Coûts du combustible, de conformité liés au carbone et des achats d'électricité (note 6)	144	119	136
Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés	798	709	710

C. Information géographique

I. Produits des activités ordinaires

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Canada	1 227	1 460	1 573
États-Unis	716	727	511
Australie	158	160	165
Total des produits des activités ordinaires	2 101	2 347	2 249

II. Actifs non courants

	Immobilisations corporelles		Actifs au titre de droits d'utilisation		Immobilisations incorporelles		Autres actifs		Goodwill	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Aux 31 décembre										
Canada	4 661	4 854	107	109	185	213	74	75	418	418
États-Unis	737	863	30	33	94	68	61	47	45	46
Australie	424	490	4	4	34	37	71	76	—	—
Total	5 822	6 207	141	146	313	318	206	198	463	464

D. Client important

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, aucune vente à un seul et même client n'a représenté plus de 10 % du total des produits des activités ordinaires de la Société (les ventes à un seul et même client des secteurs Énergie thermique en Alberta et Hydroélectricité ont représenté 11 % du total des produits des activités ordinaires en 2019).

Annexe 1

(non audité)

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

Aux états financiers de TransAlta Corporation

RATIO DE COUVERTURE PAR LE RÉSULTAT

Le ratio financier suivant est calculé pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 :

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

(0,46) fois

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