



TransAlta Corporation

États financiers consolidés

31 décembre 2017

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 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



Donald Tremblay
Chef de la direction des finances

Le 1^{er} mars 2018

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*.

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.

TransAlta consolide proportionnellement les comptes des entreprises communes de Sheerness et de l'unité 3 de Genesee selon les Normes internationales d'information financière. La direction n'a pas la capacité contractuelle d'évaluer les contrôles internes au sein de ces partenariats. Une fois que l'information financière est obtenue de la part des partenariats, 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. Les états financiers consolidés de 2017 de TransAlta incluaient, au titre de ces partenariats, un actif total de 624 millions de dollars et des actifs nets de 550 millions de dollars au 31 décembre 2017, de même que des produits de 160 millions de dollars et une perte nette de 9 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 2017 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 2017, 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



Donald Tremblay
Chef de la direction des finances

Le 1^{er} mars 2018

Rapport d'un cabinet d'experts-comptables indépendant inscrit

Aux actionnaires de TransAlta Corporation

Opinions 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 2017 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 2017 selon les critères COSO.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board («PCAOB») des États-Unis, les états de la situation financière consolidés aux 31 décembre 2017 et 2016, 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 exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2017 de TransAlta Corporation, et nous avons exprimé une opinion sans réserve à leur égard dans notre rapport daté du 1^{er} mars 2018.

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 la 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. Les normes du PCAOB 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 Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Boards. 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 Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Boards et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration; 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 du contrôle interne sur des périodes futures comporte le risque qu'il devienne inadéquat en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

Comme il est mentionné dans le rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière, l'évaluation et les conclusions de la direction au titre de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière n'ont pas visé les contrôles internes des coentreprises de Sheerness ou de l'unité 3 de Genesee compris dans les états financiers consolidés de 2017 de la TransAlta Corporation, soit un actif total de 624 millions de dollars et des actifs nets de 550 millions de dollars au 31 décembre 2017, et des produits de 160 millions de dollars et une perte nette de 9 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 pas porté sur une évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière des coentreprises de Sheerness et de l'unité 3 de Genesee.

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

Comptables professionnels agréés
Calgary, Canada

Le 1^{er} mars 2018

Rapport d'un cabinet d'experts-comptables indépendant inscrit

Aux actionnaires de TransAlta Corporation

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de TransAlta Corporation, qui comprennent les états de la situation financière consolidés aux 31 décembre 2017 et 2016, 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 les exercices clos à ces dates, ainsi que les notes annexes, y compris le résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives (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 consolidée de TransAlta Corporation aux 31 décembre 2017 et 2016, ainsi que de sa performance financière consolidée et de ses flux de trésorerie consolidés pour chacun des exercices de la période de trois ans close le 31 décembre 2017, conformément aux Normes internationales d'information financière telles que publiées par l'International Accounting Standards Board.

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

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board («PCAOB») des États-Unis, le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation au 31 décembre 2017 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 sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Corporation dans notre rapport daté du 1^{er} mars 2018.

Fondement de l'opinion

Responsabilité de la direction à l'égard des états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada et les 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. Ces normes exigent également que nous nous conformions aux règles de déontologie, notamment celles portant sur l'indépendance. Nous sommes tenus d'être indépendants de TransAlta Corporation conformément aux règles de déontologie qui s'appliquent à l'audit des états financiers consolidés au Canada, 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 sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB.

Un audit implique 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 pour répondre à ces risques. Ces procédures comprennent l'obtention et le contrôle par sondages d'éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève de notre jugement, et notamment de notre évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous prenons en considération le contrôle interne de TransAlta Corporation portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances.

Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour constituer un fondement raisonnable à notre opinion d'audit.

Nous agissons en tant qu'auditeurs de la Société depuis 1947.

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

Comptables professionnels agréés
Calgary, Canada

Le 1^{er} mars 2018

Comptes de résultat consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2017	2016	2015
Produits des activités ordinaires (note 33)	2 307	2 397	2 267
Combustible et achats d'électricité (note 5)	1 016	963	1 008
Marge brute	1 291	1 434	1 259
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 5)	517	489	492
Amortissement	635	601	545
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs (note 6)	20	28	(2)
Provision pour frais de restructuration (note 4)	—	1	22
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	30	31	29
Autres résultats d'exploitation nets (note 8)	(49)	(194)	25
Résultats d'exploitation	138	478	148
Produits tirés des contrats de location-financement (note 7)	54	66	58
Charge d'intérêts nette (note 9)	(247)	(229)	(251)
Profit (perte) de change	(1)	(5)	4
Profit à la vente d'actifs et autre (note 4)	2	4	262
Résultat avant impôts sur le résultat	(54)	314	221
Charge d'impôts sur le résultat (note 10)	64	38	105
Résultat net	(118)	276	116
Résultat net attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	(160)	169	22
Participations ne donnant pas le contrôle (note 11)	42	107	94
	(118)	276	116
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(160)	169	22
Dividendes sur actions privilégiées (note 24)	30	52	46
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(190)	117	(24)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice (en millions)	288	288	280
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de base et dilué (note 23)	(0,66)	0,41	(0,09)

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Résultat net	(118)	276	116
Autres éléments du résultat global			
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	(6)	8	4
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ²	(1)	(1)	3
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	(7)	7	7
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ³	(80)	(71)	247
Reclassement des profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger cédés ⁴ (note 4)	(9)	—	(10)
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ⁵	50	18	(172)
Reclassement des pertes sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger cédés, déduction faite des impôts ⁶ (note 4)	14	—	6
Profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁷	214	179	375
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme flux de couvertures de trésorerie, déduction faite des impôts ⁸	(107)	(48)	(194)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	82	78	252
Autres éléments du résultat global	75	85	259
Total du résultat global	(43)	361	375
Total du résultat global attribuable aux :			
Actionnaires de TransAlta	(74)	215	272
Participations ne donnant pas le contrôle (note 11)	31	146	103
	(43)	361	375

1 Déduction faite du recouvrement d'impôt sur le résultat de 4 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (charge de 4 en 2016, néant en 2015).

2 Déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (néant en 2016, charge de 1 en 2015).

3 Déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (charge de 11 en 2016, néant en 2015).

4 Déduction faite du reclassement de la charge d'impôt sur le résultat de 11 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (néant en 2016, néant en 2015).

5 Déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 2 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (charge de 5 en 2016, charge de 7 en 2015).

6 Déduction faite du reclassement du recouvrement d'impôt sur le résultat de 2 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (néant en 2016, recouvrement de 1 en 2015).

7 Déduction faite du recouvrement d'impôt sur le résultat de 77 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (charge de 92 en 2016, charge de 138 en 2015).

8 Déduction faite du reclassement de la charge d'impôt sur le résultat de 31 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (charge de 41 en 2016, charge de 50 en 2015).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Trésorerie et équivalents de trésorerie	314	305
Créances clients et autres débiteurs (note 12)	933	703
Charges payées d'avance	24	23
Actifs de gestion du risque (notes 13 et 14)	219	249
Stocks (note 15)	219	213
Actifs détenus en vue de la vente (note 4)	—	61
	1 709	1 554
Liquidités soumises à restrictions (note 21)	30	—
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 7)	215	719
Immobilisations corporelles (note 16)		
Coût	12 973	12 773
Amortissement cumulé	(6 395)	(5 949)
	6 578	6 824
Goodwill (note 17)	463	464
Immobilisations incorporelles (note 18)	364	355
Actifs d'impôt différé (note 10)	24	53
Actifs de gestion du risque (notes 13 et 14)	684	785
Autres actifs (note 19)	237	242
Total de l'actif	10 304	10 996
Dettes fournisseurs et charges à payer	595	413
Partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 20)	67	39
Passifs de gestion du risque (notes 13 et 14)	101	66
Impôts sur le résultat à payer	64	6
Dividendes à verser (note 23)	34	54
Partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement (note 21)	747	639
	1 608	1 217
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (note 21)	2 960	3 722
Provision pour frais de démantèlement et autres provisions (note 20)	403	304
Passifs d'impôt différé (note 10)	549	712
Passifs de gestion du risque (notes 13 et 14)	40	48
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants (note 22)	359	330
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 23)	3 094	3 094
Actions privilégiées (note 24)	942	942
Surplus d'apport	10	9
Déficit	(1 209)	(933)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 25)	489	399
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 326	3 511
Participations ne donnant pas le contrôle (note 11)	1 059	1 152
Total des capitaux propres	4 385	4 663
Total du passif et des capitaux propres	10 304	10 996

Engagements et éventualités (note 32)

Événements postérieurs à la date de clôture (note 34)

Voir les notes jointes.



Au nom du conseil :
Gordon D. Giffin
Administrateur



Alan J. Fohrer
Administrateur

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	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2015	3 075	942	9	(1 018)	353	3 361	1 029	4 390
Résultat net	—	—	—	169	—	169	107	276
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	—	—	—	—	(53)	(53)	—	(53)
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	106	106	24	130
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	8	8	—	8
Participations intersociétés disponibles à la vente	—	—	—	—	(15)	(15)	15	—
Total du résultat global				169	46	215	146	361
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(58)	—	(58)	—	(58)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(52)	—	(52)	—	(52)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 4)	—	—	—	26	—	26	138	164
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(161)	(161)
Émission d'actions ordinaires	19	—	—	—	—	19	—	19
Solde au 31 décembre 2016	3 094	942	9	(933)	399	3 511	1 152	4 663
Résultat net	—	—	—	(160)	—	(160)	42	(118)
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	—	—	—	—	(25)	(25)	—	(25)
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	—	—	—	—	106	106	—	106
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	—	—	—	—	(6)	(6)	—	(6)
Participations intersociétés disponibles à la vente	—	—	—	—	11	11	(11)	—
Total du résultat global				(160)	86	(74)	31	(43)
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	—	(34)	—	(34)	—	(34)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	(30)	—	(30)	—	(30)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 4)	—	—	—	(52)	4	(48)	48	—
Incidence des régimes de paiements fondés sur des actions	—	—	1	—	—	1	—	1
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(172)	(172)
Solde au 31 décembre 2017	3 094	942	10	(1 209)	489	3 326	1 059	4 385

¹ Voir la note 25 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)	2017	2016	2015
Activités d'exploitation			
Résultat net	(118)	276	116
Amortissement (note 33)	708	664	605
Profit à la vente d'actifs (note 4)	(1)	(1)	(262)
Désactualisation des provisions (note 20)	23	20	21
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 20)	(19)	(23)	(24)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 10)	(15)	15	86
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	(48)	58	61
(Profit latent) perte latente de change	22	(1)	13
Provisions	(7)	(123)	101
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs (note 6)	20	28	(2)
Autres éléments sans effet de trésorerie	175	(242)	(41)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	740	671	674
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation (note 29)	(114)	73	(242)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	626	744	432
Activités d'investissement			
Acquisitions d'immobilisations corporelles (notes 16 et 33)	(338)	(358)	(476)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles (notes 18 et 33)	(51)	(21)	(26)
Liquidités soumises à restrictions (notes 19 et 21)	(30)	–	–
Prêt à recevoir (note 19)	(38)	–	–
Acquisition de centrales d'énergie renouvelable, déduction faite de la trésorerie acquise (note 4)	–	–	(101)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	3	6	7
Produit de la vente de l'installation de Wintering Hills et de la cession de Solomon (note 4)	478	–	–
Charge d'impôt sur le résultat découlant de la cession de Solomon (notes 4 et 10)	(56)	–	–
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	6	(6)	(12)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	59	56	23
Divers	(3)	2	24
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	57	(6)	(12)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	87	(327)	(573)
Activités de financement			
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 21)	26	(315)	218
Remboursement de la dette à long terme (note 21)	(814)	(88)	(758)
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 21)	260	361	487
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 23)	(46)	(69)	(124)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 24)	(40)	(42)	(46)
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale (note 4)	–	162	404
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	106	(2)	87
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 11)	(172)	(151)	(99)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement (note 21)	(17)	(16)	(13)
Divers	(6)	(3)	(7)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(703)	(163)	149
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	10	254	8
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	(1)	(3)	3
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	9	251	11
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	305	54	43
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	314	305	54
Impôts sur le résultat au comptant payés	14	27	17
Intérêts au comptant payés	230	235	242

Voir les notes jointes.

Notes des états financiers consolidés

(Les montants des tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf 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 : Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis, Gaz au Canada, Gaz en Australie, Énergie éolienne et énergie solaire, et Hydroélectricité. La Société détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et solaires, des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon, ainsi que des activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, 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 Charbon au Canada.

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 autres activités sont inclus dans chaque secteur de production.

III. Siège social

Le secteur Siège social comprend les fonctions financière, juridique et administrative, ainsi que les relations avec les investisseurs de la Société. Les charges directement ou raisonnablement attribuables aux autres secteurs y sont affectées.

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 d'administration de TransAlta (le «conseil d'administration») a autorisé la publication des présents états financiers consolidés le 1^{er} mars 2018.

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

Les produits des activités ordinaires de la Société sont essentiellement tirés de la vente d'énergie, de la location de centrales, et des activités de commercialisation et de négociation de l'énergie.

Les produits sont évalués à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir.

Les produits découlant de contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme comprennent généralement au moins l'un des éléments suivants : des paiements fixes liés à la capacité disponible, des paiements d'énergie pour la production d'électricité, des primes ou des pénalités liées au dépassement ou à la non-réalisation des objectifs de disponibilité, des paiements d'énergie excédentaire pour la production d'électricité dépassant la capacité convenue, et des services accessoires. Chaque élément est comptabilisé i) au moment de la production, de la livraison ou de l'atteinte d'objectifs précis, selon les modalités contractuelles, ii) si le montant des produits peut être évalué de façon fiable, iii) s'il est probable que les avantages économiques iront à la Société et iv) si les coûts engagés ou à engager concernant la transaction peuvent être évalués de façon fiable. Les produits tirés de la prestation de services sont comptabilisés lorsque les critères ii), iii) et iv) ci-dessus sont respectés et que le degré d'avancement de la transaction à la fin de la période peut être évalué de façon fiable.

Les produits découlant de la capacité non vendue par contrat se composent de paiements d'énergie pour chaque mégawattheure («MWh») produit, aux prix du marché, et sont comptabilisés à la livraison.

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. Les produits associés à des contrats de location sont comptabilisés comme il est mentionné à la note 2 R).

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 en 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

Les actifs financiers et les passifs financiers, notamment les instruments dérivés, et certains instruments dérivés non financiers sont comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés lorsque la Société devient partie au contrat. Tous les instruments financiers, sauf certains contrats de dérivés non financiers qui respectent les exigences de la Société en matière d'utilisation à ses propres fins, sont évalués à la juste valeur au moment de la comptabilisation initiale. L'évaluation au cours de périodes subséquentes dépend du classement de l'instrument financier, soit à la juste valeur par le biais du résultat net, disponible à la vente, détenu jusqu'à l'échéance, prêts et créances, ou autres passifs financiers. Le classement de l'instrument financier est déterminé à la date de mise en place en fonction de la nature de l'instrument financier et de son utilisation.

Les actifs financiers et les passifs financiers classés ou désignés comme étant détenus à la juste valeur par le biais du résultat net sont évalués à la juste valeur, les variations de leur juste valeur étant comptabilisées en résultat net. Les actifs financiers classés comme détenus jusqu'à l'échéance ou comme prêts et créances, et les autres passifs financiers sont évalués au coût amorti en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif. Les actifs financiers disponibles à la vente sont des actifs financiers non dérivés qui sont désignés comme tels ou qui n'ont pas été classés comme un autre type d'actifs financiers, et qui sont évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Les actifs financiers disponibles à la vente sont évalués au coût si la juste valeur ne peut être évaluée de façon fiable.

Les actifs financiers sont soumis à des tests de dépréciation de façon continue et aux dates de clôture. Un actif financier est déprécié s'il existe un événement générateur de pertes et que cet événement a une incidence sur la recouvrabilité de l'actif financier. Les facteurs qui indiquent qu'un événement générateur de pertes s'est produit et qu'une dépréciation existe comprennent, notamment, les difficultés financières importantes d'un débiteur ou la déclaration de faillite ou la mise en œuvre d'autre restructuration financière par un débiteur ou la probabilité que ces événements se produisent. La valeur comptable des actifs financiers, comme les créances, est diminuée des pertes de valeur au moyen d'un compte de correction de valeur, et la perte est comptabilisée en résultat net.

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 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 instruments dérivés qui sont incorporés dans des contrats financiers ou non financiers et qui n'ont pas à être comptabilisés à la juste valeur sont traités et comptabilisés comme des instruments dérivés distincts si leurs risques et leurs caractéristiques ne sont pas étroitement liés aux contrats hôtes et que le contrat n'est pas évalué à la juste valeur. Les variations de la juste valeur de ces instruments dérivés et d'autres dérivés sont comptabilisées en résultat net, sauf celles ayant trait à la partie efficace i) des instruments dérivés désignés comme des couvertures de flux de trésorerie ou ii) des couvertures du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger, lesquelles sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global. Les instruments dérivés utilisés aux fins des activités de gestion du risque lié aux produits de base sont décrits de façon plus détaillée à la note 2 A).

Les coûts de transaction sont passés en charges au fur et à mesure qu'ils sont engagés pour les instruments financiers classés ou désignés comme détenus 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.

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 s'il est prévu que la couverture sera hautement efficace sur une base continue. 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 spécifiques hautement probables.

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.

a. 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. Les couvertures de la juste valeur sont efficaces si les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé sont hautement efficaces pour compenser les variations de la juste valeur de l'élément couvert. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert n'est plus ajustée, et les ajustements cumulés de la juste valeur au titre de la valeur comptable de l'élément couvert sont amortis par imputation au résultat net sur la durée résiduelle de la relation de couverture initiale.

La Société utilise principalement des swaps de taux d'intérêt comme couvertures de la juste valeur pour gérer le ratio de la dette à taux variable sur la dette à taux fixe. Les swaps de taux d'intérêt nécessitent l'échange périodique de paiements sans échange du montant notionnel en principal sur lequel les paiements sont fondés. Les paiements effectués ou reçus en vertu des swaps de taux d'intérêt sont inclus dans la charge d'intérêts afférente à la dette.

b. 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. Les couvertures de flux de trésorerie sont efficaces si les flux de trésorerie des instruments dérivés sont hautement efficaces pour compenser les variations des flux de trésorerie de l'élément couvert et si les flux de trésorerie ont un échéancier similaire. Toutes les composantes de la variation de la juste valeur de chaque instrument dérivé sont incluses dans l'évaluation de l'efficacité des couvertures de flux de trésorerie. Si la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants comptabilisés antérieurement dans le cumul des autres éléments du résultat global sont reclassés en résultat net au cours des périodes où la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert influe sur le résultat net. Les profits et les pertes sur les instruments dérivés qui sont classés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont immédiatement reclassés en résultat net lorsque la Société cesse de s'attendre à ce que la transaction prévue ait lieu au cours de la période indiquée dans la documentation sur la couverture.

La Société a surtout recours à des swaps prévoyant la livraison, des swaps financiers, des contrats de vente à terme, des contrats à terme normalisés et des options à titre de couvertures de flux de trésorerie afin de couvrir le risque de la Société à l'égard des fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel. Si les conditions d'application de la comptabilité de couverture susmentionnées sont satisfaites, la juste valeur des couvertures est comptabilisée dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, et la variation de la valeur est présentée dans les autres éléments du résultat global. Les profits et les pertes découlant de ces instruments dérivés sont inclus, au moment du règlement, dans le résultat net au cours de la même période et au même poste des états financiers que le risque couvert.

La Société utilise également des contrats de change à terme comme couvertures de flux de trésorerie afin de couvrir le risque de change découlant de transactions prévues et hautement probables liées à des projets libellés en monnaies étrangères. Si les conditions d'application de la comptabilité de couverture sont respectées, les variations de la juste valeur sont présentées dans les autres éléments du résultat global, la juste valeur étant comptabilisée dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, selon ce qui convient. Au moment du règlement de l'instrument dérivé, tout profit ou toute perte sur les contrats à terme de gré à gré est inclus dans le coût de l'actif acquis ou du passif contracté.

La Société a recours à des swaps de taux d'intérêt différés à titre de couvertures de flux de trésorerie afin de couvrir les risques liés aux variations anticipées des taux d'intérêt sur les émissions prévues de titres d'emprunt. Si les conditions d'application de la comptabilité de couverture sont respectées, les variations de la juste valeur sont présentées dans les autres éléments du résultat global, la juste valeur étant comptabilisée dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, selon ce qui convient. Lorsque les swaps sont dénoués à l'émission de titres d'emprunt, les profits ou les pertes qui en découlent sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global et sont amortis dans le résultat net sur la durée du swap. Si aucun titre d'emprunt n'est émis, les profits ou les pertes sont comptabilisés immédiatement dans le résultat net.

c. 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. La Société utilise principalement des contrats de change à terme et des titres d'emprunt libellés en monnaies étrangères pour couvrir le risque de variation de la valeur comptable de l'investissement net de la Société dans des établissements à l'étranger découlant des fluctuations des taux de change.

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 et augmenter ainsi le montant de la garantie qui doit être fournie.

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 et matériaux

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.

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

Production de charbon	De 2 à 14 ans
Production de gaz	De 2 à 30 ans
Production d'énergie hydroélectrique	De 3 à 60 ans
Production d'énergie éolienne	De 3 à 30 ans
Biens et matériel miniers	De 2 à 14 ans
Pièces de rechange amortissables et autres	De 2 à 30 ans

TransAlta inscrit à l'actif les coûts d'emprunt sur le capital investi dans des projets en construction (voir la note 2 S)). 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 Combustible et 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 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 estimée des immobilisations incorporelles se présente comme suit :

Logiciels	De 2 à 7 ans
Contrats de vente d'électricité	De 5 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'unité génératrice de trésorerie («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 correspond au prix auquel un actif pourrait être échangé dans le cadre d'une transaction normale entre les 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 perte de valeur de l'actif 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 perte de valeur 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, la perte de valeur comptabilisée antérieurement est reprise. Si une perte de valeur 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 perte de valeur n'avait été comptabilisée antérieurement. La reprise d'une perte de valeur 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 perte de valeur 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 perte de valeur 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 incorporés dans l'actif pour les projets dont la réalisation est devenue improbable sont comptabilisés en résultat net.

L. Impôts sur le résultat

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.

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 actuelle 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)). 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 dont les droits seront finalement 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. Crédits et quotas d'émission

Les crédits et quotas d'émission sont initialement 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. 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.

Q. 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 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 détenus en vue de la vente sont présentés comme courants dans les états de la situation financière consolidés.

R. Contrats de location

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 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 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.

S. Coûts d'emprunt

TransAlta 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.

T. 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 des participations ne donnant pas le contrôle des variations subséquentes de capitaux propres et des paiements faits aux détenteurs de participations 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.

U. Partenariats

Un partenariat est un accord contractuel en vertu duquel deux parties ou plus conviennent d'exercer une activité économique sous contrôle conjoint. TransAlta 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 la date de clôture s'il existe une indication objective que le placement a subi une perte de valeur. S'il existe une telle indication objective, une perte de valeur 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.

V. Subventions publiques

Les subventions publiques sont comptabilisées lorsqu'il existe une assurance raisonnable que l'entité se conformera aux conditions rattachées aux subventions et que les subventions seront reçues. Lorsque la subvention est liée à une charge, elle est comptabilisée en résultat net au cours de la même période pendant laquelle les coûts ou les produits connexes sont comptabilisés. Lorsque la subvention est liée à un actif, elle est comptabilisée en réduction de la valeur comptable de l'immobilisation corporelle et comptabilisée 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 la date d'acquisition selon la juste valeur. 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.

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

I. 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 si une perte de valeur pourrait être intervenue ou s'il existe un indice que des pertes de valeur comptabilisées antérieurement n'existent plus ou ont diminué. Pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de sortie, il faut utiliser les informations sur les transactions de tiers pour des actifs similaires et, s'il n'existe pas d'informations disponibles, d'autres techniques d'évaluation, comme les flux de trésorerie actualisés. La valeur d'utilité est calculée d'après la valeur actualisée des meilleures estimations de la direction des flux de trésorerie futurs fondés sur l'utilisation courante et la condition actuelle 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 l'imputation pour dépréciation 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 les résultats 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 2015 à 2017 est présentée aux notes 6 et 17.

II. Contrats de location

Pour déterminer si les CAÉ et les autres contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme de la Société contiennent ou sont des contrats de location, la direction doit faire preuve de jugement pour évaluer si l'exécution de l'accord requiert l'utilisation d'un actif précis et si l'accord donne au client le droit d'utiliser cet actif. Pour les accords qui sont considérés comme contenant ou comme étant des contrats de location, 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.

III. Impôts sur le résultat

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 aux fins fiscales diffère du traitement aux 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 10 pour en savoir plus sur les incidences des politiques fiscales de la Société.

IV. 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 13. 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.

V. 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.

VI. 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 20. 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.

VII. 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).

VIII. 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. Voir la note 27 sur les informations relatives aux avantages futurs du personnel.

IX. Autres provisions

Lorsqu'il y a lieu, TransAlta 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 et 20.

3. Modifications comptables

A. Modifications comptables de la période visée

Changements apportés aux estimations – durée d'utilité

Conformément à l'Entente d'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta dont il est question à la note 4 H), la Société éliminera les émissions des centrales alimentées au charbon d'ici la fin de 2030. Le 1^{er} janvier 2017, la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles liées à certains actifs de charbon en Alberta de la Société a été ramenée jusqu'en 2030. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a augmenté d'environ 58 millions de dollars. Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées dans l'avenir, conformément aux méthodes comptables de la Société, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient, comme la conversion des centrales au charbon en centrales au gaz.

En raison de la décision de la Société de mettre l'unité 1 de la centrale de Sundance hors service le 1^{er} janvier 2018 (se reporter à la note 4 B) pour plus de renseignements), la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles de l'unité 1 de la centrale de Sundance a été réduite de deux ans au cours du deuxième trimestre de 2017 pour la ramener jusqu'au 31 décembre 2017. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a augmenté d'environ 26 millions de dollars.

Étant donné que l'unité 1 de la centrale de Sundance sera fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale de l'Environnement a convenu de prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. Ainsi, au cours du troisième trimestre de 2017, la Société a prolongé la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance jusqu'en 2021 (se reporter à la note 4 B) pour plus de renseignements). Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a diminué d'environ 4 millions de dollars.

B. Modifications comptables futures

Les normes comptables qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que la Société n'a pas encore appliquées, comprennent :

I. IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*

En mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, qui remplace les directives existantes sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires par un modèle de comptabilisation global et unique. Le modèle précise qu'une entité doit comptabiliser les produits des activités ordinaires au moment du transfert des biens ou des services promis aux clients selon un montant qui reflète la contrepartie à laquelle l'entité s'attend à avoir droit en échange de ces biens ou services. En avril 2016, l'IASB a publié une modification à l'IFRS 15 afin de clarifier les éléments suivants : identification des obligations de prestation, entité agissant pour son propre compte ou comme mandataire, licences de propriété intellectuelle et mesures de simplification de transition. L'IFRS 15, dans sa version modifiée, doit être adoptée rétrospectivement ou selon une approche rétrospective modifiée, pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, et son application anticipée est permise. La Société appliquera l'IFRS 15 au 1^{er} janvier 2018.

La Société a achevé la revue et l'évaluation comptable de ses sources de produits et des contrats sous-jacents avec des clients, et l'évaluation quantitative de l'incidence. Les produits des activités ordinaires de la Société inclus dans le champ d'application de l'IFRS 15 sont essentiellement tirés de la vente de capacité et d'énergie dans le cadre de contrats à long terme et de mécanismes marchands, et de la vente des certificats d'énergie renouvelable. L'IFRS 15 requiert l'application d'une méthode à cinq étapes visant à déterminer à quel moment les produits des activités ordinaires doivent être comptabilisés et à quel montant. Le modèle précise qu'une entité doit comptabiliser les produits des activités ordinaires au moment du transfert des biens ou des services promis aux clients selon un montant qui reflète la contrepartie à laquelle l'entité s'attend à avoir droit en échange de ces biens ou services. Si certains critères sont respectés, les produits des activités ordinaires sont comptabilisés progressivement, de manière à refléter la progression du transfert par l'entité, ou à un moment précis, lors du transfert du contrôle au client. La Société n'a relevé aucune différence importante dans le moment ou le montant de la comptabilisation des produits des activités ordinaires selon l'IFRS 15, à l'exception de la différence dont il est question ci-après.

Selon l'IFRS 15, pour déterminer le prix de transaction, l'entité doit ajuster le montant de contrepartie promis pour tenir compte des effets de la valeur temps de l'argent si le calendrier des paiements stipulé dans le contrat procure à l'une des parties un avantage important relatif au financement de la fourniture des biens ou des services au client («composante financement importante»). L'ajustement du montant de contrepartie promis pour tenir compte d'une composante financement importante a pour objectif que les produits des activités ordinaires soient comptabilisés pour un montant reflétant le prix qu'un client paierait au comptant pour ces biens ou ces services au moment où ils lui sont fournis. La Société devra recourir à un tel ajustement à l'égard d'un contrat conclu avec un client. L'application des exigences relatives à la composante financement importante entraînera la comptabilisation de charges d'intérêts durant la période de financement et de produits des activités ordinaires plus élevés.

La société a choisi d'utiliser la méthode de transition rétrospective modifiée. Selon cette méthode, les périodes comparatives présentées dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2018 et pour l'exercice clos à cette date ne seront pas retraitées. La Société comptabilisera plutôt l'incidence cumulative de la première application de la norme dans les résultats non distribués au 1^{er} janvier 2018. L'incidence cumulative de l'application des exigences relatives à la composante financement importante à l'égard du contrat visé entraînera une réduction des résultats non distribués de 12 millions de dollars (déduction faite des impôts).

II. IFRS 9, Instruments financiers

En juillet 2014, l'IASB a publié la version définitive de l'IFRS 9, qui remplace l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*. L'IFRS 9 comprend des indications sur le classement et l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers, la dépréciation des actifs financiers et un nouveau modèle de comptabilité de couverture. L'IFRS 9 doit s'appliquer de façon rétrospective aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, et son adoption anticipée est permise. La Société adoptera l'IFRS 9 le 1^{er} janvier 2018.

Selon les nouvelles exigences en matière de classement et d'évaluation, les actifs financiers doivent être classés et évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur par le biais du résultat net ou soit à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Le classement et l'évaluation sont fonction des caractéristiques contractuelles des flux de trésorerie des actifs financiers et du modèle économique que suit l'entité pour gérer les actifs financiers. Les exigences en matière de classement des passifs financiers sont largement reprises de l'IAS 39. D'après l'évaluation réalisée jusqu'à maintenant, la Société ne s'attend pas à ce que la première application de l'IFRS 9 ait une incidence importante sur le classement et l'évaluation des actifs financiers.

Le nouveau modèle général de comptabilité de couverture vise à être plus simple et à mettre davantage l'accent sur la façon dont une entité gère ses risques. Il remplace l'exigence de l'IAS 39 d'effectuer un test de l'efficacité par le principe de relation économique, et élimine l'exigence d'évaluer l'efficacité de la couverture de manière rétrospective. D'après l'évaluation réalisée jusqu'à maintenant, le nouveau modèle général de comptabilité de couverture ne devrait pas avoir une incidence importante sur la Société. Toutefois, lorsque la Société utilise des contrats de change à terme pour couvrir des paiements prévus en monnaie étrangère et que la transaction couverte entraîne un élément non financier, le reclassement des profits ou des pertes des couvertures sera présenté directement dans l'état des variations des capitaux propres en tant que reclassement du cumul des autres éléments du résultat global.

La Société a achevé ses travaux dans le cadre de son plan de mise en œuvre, qui comprenaient l'examen de ses différents types d'instruments financiers pour déterminer l'incidence des nouvelles indications sur le classement, et l'appréciation des données historiques des pertes de crédit ainsi que des informations prospectives raisonnables et justifiables qu'il était possible d'obtenir sans devoir engager de coûts ou d'efforts déraisonnables. La Société n'a relevé aucun changement important ni aucune incidence à l'égard du classement et de l'évaluation. L'adoption initiale du modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues ne devrait pas avoir d'incidence importante sur la Société. Les obligations d'information continue devraient être plus exhaustives et comprendront des informations à l'égard de la stratégie de gestion des risques de la Société, l'incidence des activités de gestion des risques sur le montant, le calendrier et le degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs ainsi que l'incidence de la comptabilité de couverture sur l'état de la situation financière, l'état du résultat global et l'état des variations des capitaux propres.

III. IFRS 16, Contrats de location

En janvier 2016, l'IASB a publié l'IFRS 16, *Contrats de location*, qui remplace les indications actuelles de l'IFRS sur les contrats de location. Selon les indications actuelles, les preneurs sont tenus de déterminer si le contrat est un contrat de location-financement ou un contrat de location simple, selon certains critères. Les contrats de location-financement sont comptabilisés à l'état de la situation financière, tandis que les contrats de location simple ne le sont pas. En vertu de l'IFRS 16, les preneurs devront comptabiliser un passif lié au contrat de location et un droit d'utilisation de l'actif pour pratiquement tous les contrats de location. Les preneurs pourront appliquer une exemption facultative leur permettant de ne pas comptabiliser certains contrats de location à court terme et contrats de location de faible valeur. Pour les bailleurs, la comptabilité demeure essentiellement inchangée. L'IFRS 16 est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019, et son application anticipée est permise si l'IFRS 15 est aussi appliquée en même temps. La norme doit être adoptée rétrospectivement ou selon une approche rétrospective modifiée. La Société appliquera l'IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019.

La Société est en voie d'achever l'évaluation initiale de la portée de l'IFRS 16 et a élaboré un plan de projet détaillé. La plupart des travaux dans le cadre du plan de mise en œuvre de cette norme devraient avoir lieu de la mi-2018 à la fin 2018. Il est encore trop tôt pour estimer de façon fiable l'incidence qu'aura l'IFRS 16 sur les états financiers et l'information financière de la Société.

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

A. Remise par le Balancing Pool d'un avis de résiliation des contrats d'achat d'électricité liés à la centrale de Sundance de l'Alberta

Le 18 septembre 2017, la Société a reçu un avis officiel du Balancing Pool de son intention de résilier les contrats d'achat d'électricité («CAÉ») liés aux unités B et C de la centrale de Sundance (les «CAÉ de la centrale de Sundance») le 31 mars 2018.

La résiliation des CAÉ de la centrale de Sundance par le Balancing Pool était attendue et la Société veille à ce qu'elle reçoive l'indemnité de résiliation qu'elle estime avoir droit aux termes des CAÉ de la centrale de Sundance et de la législation applicable. L'incidence prévue de la résiliation comprend une indemnité d'environ 215 millions de dollars pour la valeur comptable nette des actifs, par rapport au montant d'environ 157 millions de dollars qui avait été estimé par le Balancing Pool. L'estimation du Balancing Pool diffère, car elle ne tient pas compte de certains actifs miniers qui, selon la Société, devraient être inclus dans le calcul de la valeur comptable nette.

B. Transition vers la production à partir d'énergie propre en Alberta et imputation pour dépréciation de l'unité 1 de la centrale de Sundance

I. Stratégie de conversion du charbon au gaz de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills

Le 6 décembre 2017, la Société a mis à jour sa stratégie pour accélérer sa transition vers la production à partir de gaz et d'énergie renouvelable. La stratégie prévoit l'arrêt des activités et la mise hors service des unités suivantes de la centrale de Sundance :

- La mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} janvier 2018
- L'arrêt temporaire des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} janvier 2018 pour une période pouvant aller jusqu'à deux ans
- L'arrêt temporaire des activités de l'unité 3 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} avril 2018 pour une période pouvant aller jusqu'à deux ans
- L'arrêt temporaire des activités de l'unité 4 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} avril 2019 pour une période pouvant aller jusqu'à deux ans
- L'arrêt temporaire des activités de l'unité 5 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} avril 2018 pour une période pouvant aller jusqu'à un an

Par suite de la clarification apportée aux règles du projet visant la conversion des centrales au charbon en centrales au gaz que propose le gouvernement du Canada, la Société a décidé d'accélérer la conversion des centrales alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills en la devançant à 2021 ou 2022, soit un an plus tôt que ce qui était initialement prévu. Bien qu'elles ne soient pas encore définitives, les règles de conversion du charbon au gaz proposées par le gouvernement du Canada prolongeraient de cinq à dix ans la durée d'utilité des unités converties au gaz de la Société après la fin de leur durée d'utilité fédérale en tant qu'unités au charbon, selon leur profil d'émissions de CO₂. Les règles proposées prolongeraient la durée d'utilité de l'ensemble du portefeuille de centrales alimentées au charbon de TransAlta d'environ 75 ans. La conversion au gaz des unités prolongerait non seulement leur durée d'exploitation, mais procurerait également les avantages suivants : une importante réduction de l'intensité et des émissions de carbone ainsi que des coûts liés au carbone; une importante diminution des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement de maintien; et l'amélioration de la souplesse d'exploitation.

L'arrêt temporaire des activités d'une combinaison d'unités de la centrale de Sundance entre 2018 et 2019 permet à deux unités de la centrale de Sundance de fonctionner au maximum de leur capacité à moindre coût durant la période, et ce, jusqu'en 2020, lorsque le marché de l'Alberta aura besoin d'énergie supplémentaire. L'arrêt temporaire des activités des unités aidera également la Société à préparer la conversion des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills alimentées au charbon en centrales au gaz entre 2021 et 2022, prolongeant du coup la durée d'utilité de ces actifs jusqu'au milieu des années 2030.

II. Approvisionnement en gaz pour la conversion des centrales au charbon en centrales au gaz

Le 6 décembre 2017, la Société a signé une lettre d'intention avec Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. («Tidewater») visant la construction d'un gazoduc de 120 kilomètres à partir du complexe Brazeau River de Tidewater jusqu'aux unités de production des centrales de Sundance et de Keephills de la Société. Le gazoduc devrait fournir une capacité initiale de 130 millions de pieds cubiques de gaz par jour d'ici 2020 et disposer d'une capacité pouvant aller jusqu'à 340 millions de pieds cubiques de gaz par jour. La capacité initiale permettra de mélanger les combustibles, utilisant une combinaison de charbon et de gaz pour la production, ce qui réduira les coûts marginaux ainsi que les émissions. La Société aura l'option d'acquérir une participation allant jusqu'à 50 % dans le gazoduc, ce qui réduirait les coûts liés à l'accord d'exploitation à façon si l'option est exercée.

La décision de collaborer avec Tidewater réduit le délai de construction d'un gazoduc et permet d'accélérer la conversion des centrales. TransAlta maintient que le fait d'avoir au moins deux gazoducs pour l'approvisionnement en gaz naturel réduirait les risques d'exploitation et elle continue de s'entretenir avec d'autres parties en vue de construire des gazoducs supplémentaires afin de répondre aux autres exigences d'approvisionnement en gaz des centrales.

III. Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

La réglementation fédérale stipule que toutes les centrales alimentées au charbon construites avant 1975 doivent cesser leurs activités liées au charbon d'ici la fin de 2019, ce qui comprend les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Étant donné que l'unité 1 de la centrale de Sundance sera fermée deux ans plus tôt, la ministre fédérale de l'Environnement a consenti de prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. La Société jouira ainsi de la souplesse nécessaire pour satisfaire aux exigences réglementaires liées à l'environnement visant la conversion du charbon au gaz et au nouveau marché de capacité en Alberta.

Les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance offrent une capacité combinée de 560 mégawatts («MW») sur la capacité totale de 2 141 MW de l'ensemble de la centrale de Sundance qui fournit la charge de base au réseau électrique de l'Alberta. Le CAÉ lié aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance conclu avec le Balancing Pool est arrivé à échéance le 31 décembre 2017.

Au deuxième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'un montant de 20 millions de dollars sur l'unité 1 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de devancer la mise hors service de cette unité. Se reporter à la note 6 pour plus de détails.

C. Avis de résiliation du CAÉ conclu avec South Hedland par Fortescue Metals Group Limited

Le 13 novembre 2017, la Société a annoncé que TEC Hedland Pty Ltd («TEC Hedland»), filiale de la Société, avait reçu un avis de résiliation officiel du CAÉ conclu avec South Hedland («CAÉ de South Hedland») de la part d'une filiale de Fortescue Metals Group Limited («FMG»). Le CAÉ de South Hedland permet à FMG de résilier le contrat si la centrale électrique n'atteint pas les critères d'exploitation commerciale dans le délai imparti. De l'avis de FMG, la centrale électrique de South Hedland n'est pas entièrement opérationnelle.

La Société estime que tous les critères établissant l'exploitation commerciale, y compris tous les critères de rendement, ont été satisfaits selon les modalités du CAÉ de South Hedland. Ces critères comprennent la réception d'un certificat d'exploitation commerciale, la réussite de certaines exigences relatives aux essais, et l'obtention des permis et des approbations nécessaires auprès du North West Interconnected System et des organismes publics.

La confirmation de l'exploitation commerciale a été fournie par des sociétés d'ingénierie indépendantes, ainsi que par Horizon Power, la société d'État de services publics. La Société prendra toutes les mesures qui s'imposent pour protéger ses intérêts dans la centrale et pour s'assurer que les flux de trésorerie promis aux termes du CAÉ de South Hedland sont réalisés.

Le 4 décembre 2017, TEC Hedland a intenté des procédures devant la Cour suprême de l'Australie-Occidentale afin de recouvrer les montants facturés en vertu du CAÉ de South Hedland.

Depuis juillet 2017, la centrale électrique de South Hedland est entièrement opérationnelle et en mesure de répondre aux exigences de FMG selon les modalités du CAÉ de South Hedland.

D. Rachat de la centrale de Solomon

Le 1^{er} août 2017, la Société a reçu un avis selon lequel FMG comptait racheter la centrale de Solomon auprès de TEC Pipe Pty Ltd («TEC Pipe»), filiale en propriété exclusive de la Société, pour un montant d'environ 335 millions de dollars américains. FMG a conclu l'acquisition de la centrale de Solomon le 1^{er} novembre 2017, et TEC Pipe a obtenu un montant de 325 millions de dollars américains en contrepartie. FMG a retenu le solde du prix d'achat. De l'avis de la Société, ce montant n'aurait pas dû être retenu, et la Société prend les mesures pour recouvrer la totalité ou une partie importante de ce montant auprès de FMG.

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

Au cours du deuxième trimestre de 2017, une filiale de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»), Kent Hills Wind LP («KHWLP»), a conclu un contrat à long terme avec Énergie NB en vue de la vente de la totalité de l'énergie produite par une capacité de production supplémentaire de 17,25 MW par la construction de l'unité 3 dans le cadre du projet d'expansion du parc éolien de Kent Hills. Parallèlement, l'échéance du contrat avec Énergie NB relativement à l'unité 1 du parc éolien de Kent Hills a été reportée de 2033 à 2035, ce qui correspond à la durée d'utilité des unités 2 et 3 du parc éolien de Kent Hills.

Il s'agit d'un projet d'expansion de l'actuel parc éolien de Kent Hills de la société, ce qui permettra d'accroître la capacité de production du parc éolien à environ 167 MW. Dans le cadre du processus réglementaire, la Société a présenté une étude d'impact sur l'environnement à la province du Nouveau-Brunswick au cours du troisième trimestre de 2017. Selon la Société, la construction devrait débuter au printemps 2018.

F. Financement par TransAlta Renewables d'un projet de 260 millions de dollars visant des actifs éoliens au Nouveau-Brunswick et rachat anticipé de débentures en circulation

Le 2 octobre 2017, TransAlta Renewables a annoncé que sa filiale en propriété majoritaire indirecte KHWLP avait réalisé un placement d'obligations d'environ 260 millions de dollars garanties notamment par une charge de premier rang sur tous les actifs de KHWLP. Les obligations sont amortissables et portent intérêt à un taux de 4,454 %, payables trimestriellement, et viennent à échéance le 30 novembre 2033. Une tranche du produit net servira à financer une partie des coûts de construction pour le projet de construction de l'unité 3 dans le cadre du projet d'expansion du parc éolien de Kent Hills de 17,25 MW (après la réussite de certains essais d'achèvement et le respect d'autres conditions établies). Le produit restant a servi à consentir des avances à sa filiale Canadian Hydro Developers Inc. («CHD») et à Natural Forces Technologies Inc., partenaire de KHWLP, qui détient une participation d'environ 17 % dans KHWLP. Au 31 décembre 2017, une tranche de 30 millions de dollars du produit a été classée comme liquidités soumises à restrictions et sera libérée du compte de réserve pour la construction à la mise en service du projet.

Parallèlement, CHD, filiale en propriété exclusive de TransAlta Renewables, a envoyé un avis indiquant qu'elle rachèterait avant leur échéance toutes ses débentures non garanties. Les débentures devaient venir à échéance en juin 2018. Le 12 octobre 2017, CHD a racheté les débentures non garanties moyennant le versement d'un montant global de 201 millions de dollars, composé d'un montant en capital de 191 millions de dollars, d'une prime de rachat anticipé de 6 millions de dollars et des intérêts à payer de 4 millions de dollars. La prime de rachat anticipé de 6 millions de dollars a été comptabilisée dans la charge d'intérêts nette pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

G. Résultats de la conversion des actions privilégiées de série E et de série C et rajustement du taux de dividende

Le 17 septembre 2017, la Société a annoncé que les avis de choix minimums reçus ne répondaient pas aux critères requis pour donner effet à la conversion des actions privilégiées de série E en actions privilégiées de série F. Par conséquent, aucune des actions privilégiées de série E n'a été convertie en actions privilégiées de série F le 30 septembre 2017, et le taux de dividende restera fixe pour les cinq prochaines années. Se reporter à la note 24 pour plus de détails.

Le 16 juin 2017, la Société a annoncé que les avis de choix minimums reçus ne répondaient pas aux critères requis pour donner effet à la conversion des actions privilégiées de série C en actions privilégiées de série D. Par conséquent, aucune des actions privilégiées de série C n'a été convertie en actions privilégiées de série D le 30 juin 2017, et le taux de dividende restera fixe pour les cinq prochaines années. Se reporter à la note 13 pour plus de renseignements.

H. Entente d'élimination du charbon en Alberta

Le 24 novembre 2016, la Société a annoncé la conclusion d'une entente avec le gouvernement de l'Alberta sur les paiements de transition découlant de l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions des centrales alimentées au charbon, notamment l'unité 3 de la centrale de Keephills, l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness.

Aux termes de l'entente d'élimination du charbon, la Société recevra des paiements de transition annuels au comptant d'environ 37,4 millions de dollars, montant net, à compter de 2017 jusqu'en 2030. La réception des paiements est sous réserve du respect de certaines modalités et conditions. La principale condition de l'entente d'élimination du charbon est l'élimination de toutes les émissions des centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Les autres conditions consistent à maintenir les dépenses prescrites au titre d'activités d'investissement en Alberta, de conserver une proportion importante des activités en Alberta (y compris de respecter un plancher d'emploi déterminé dans l'entente), de maintenir les dépenses dans des programmes et des initiatives pour soutenir les collectivités près des centrales et les employés de la Société touchés par l'élimination graduelle de la production d'électricité à partir du charbon, et d'honorer toutes ses obligations envers les employés concernés. Toutefois, les centrales touchées pourront en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant tout autre mode de production que la combustion du charbon.

La Société a également conclu avec le gouvernement un protocole d'entente visant à collaborer et à coopérer à la définition d'un cadre réglementaire en vue de faciliter la conversion au gaz des centrales alimentées au charbon, de favoriser la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de veiller à ce que la production actuelle d'électricité puisse participer efficacement à un futur marché de capacité qui devrait être mis en place dans la province d'Alberta.

I. Dispense pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills

L'unité 1 de la centrale de Keephills a été déconnectée le 5 mars 2013, par suite de l'existence soupçonnée d'une défaillance de l'enroulement du générateur. Des tests et des analyses approfondis ont permis de conclure qu'un rembobinage complet du stator du générateur était nécessaire. L'unité a été remise en service le 6 octobre 2013, une fois les réparations achevées. La Société a demandé une dispense pour cause de force majeure le 26 mars 2013. L'acheteur, ENMAX, a contesté cette dispense, ce qui a donné lieu à une audience d'arbitrage sur la cause de force majeure qui s'est déroulée en mai 2016. Le 18 novembre 2016, la Société a annoncé qu'un groupe d'arbitrage indépendant avait accordé la dispense pour cause de force majeure. Par conséquent, la Société a repris la provision d'environ 94 millions de dollars en 2016. L'acheteur et le Balancing Pool veulent être entendus par la Cour du Banc de la Reine en Alberta pour interjeter appel ou faire écarter la sentence arbitrale. TransAlta s'oppose à ces mesures et les considère sans fondement. Aucune provision n'a été comptabilisée à cet égard.

J. Financement de Poplar Creek

Le 7 décembre 2016, la Société a annoncé que sa filiale en propriété exclusive indirecte, TAPC Holdings L.P., qui détient la participation de la Société dans la centrale de cogénération de Poplar Creek, a réalisé le placement privé d'obligations garanties de premier rang à taux variable pour un montant en capital total de 202,5 millions de dollars. Les obligations viennent à échéance le 31 décembre 2030 et sont garanties par une charge de premier rang sur tous les titres de capitaux propres de l'émetteur et de son commandité, ainsi que par une charge de premier rang sur les participations de l'émetteur de ces obligations. Les obligations sont amortissables et portent intérêt pour chaque trimestre à un taux annuel correspondant au taux CDOR de trois mois en vigueur au premier jour du trimestre visé majoré de 395 points de base.

K. Contrat de production autonome visant la centrale de cogénération de Mississauga

Le 22 décembre 2016, la Société a annoncé la signature d'un contrat d'acheminement de production autonome amélioré (le «contrat de production autonome») avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario pour la centrale de cogénération de Mississauga. Ce contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et, simultanément à son exécution, la Société a convenu de résilier en date du 31 décembre 2016 le contrat existant de la centrale conclu avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, qui autrement aurait pris fin en décembre 2018.

Le contrat de production autonome procure à la Société des paiements mensuels fixes jusqu'au 31 décembre 2018, sans obligation de livraison, et permet de maintenir une souplesse opérationnelle afin que la centrale puisse saisir les occasions de satisfaire les besoins du marché de l'électricité dans le nord-est de l'Ontario. La note 8 B) présente plus de détails sur ce contrat et son incidence sur les états financiers.

L. Actifs de Wintering Hills détenus en vue de la vente

La Société a acquis sa participation dans l'installation de Wintering Hills en 2015 dans le cadre de la restructuration des accords associés à sa centrale de cogénération de Poplar Creek. Au 31 décembre 2016, les critères pour que les actifs de Wintering Hills soient classés comme détenus en vue de la vente étaient atteints. Les actifs détenus en vue de la vente sont évalués au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de sortie. Par conséquent, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 28 millions de dollars en 2016 dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire. L'installation de Wintering Hills a été vendue le 1^{er} mars 2017, pour un produit de 61 millions de dollars.

M. Financement d'un projet visant des actifs éoliens au Québec par TransAlta Renewables

Le 3 juin 2016, la filiale en propriété exclusive indirecte de TransAlta Renewables, New Richmond Wind L.P. («NRWLP»), a réalisé un placement d'obligations pour environ 159 millions de dollars, qui sont garanties par une charge de premier rang sur tous les actifs de NRWLP. Les obligations sont amortissables et portent intérêt à partir de la date d'émission à un taux de 3,963 %, le capital et les intérêts étant payables semestriellement, et viennent à échéance le 30 juin 2032.

N. Placement et acquisition de la centrale de cogénération de Sarnia, du parc éolien Le Nordais et de la centrale hydroélectrique de Ragged Chute par TransAlta Renewables (les «actifs canadiens»)

Le 6 janvier 2016, TransAlta Renewables a réalisé son placement dans une participation financière fondée sur les flux de trésorerie des actifs canadiens de la Société pour une valeur combinée globale d'environ 540 millions de dollars. Les actifs canadiens sont constitués d'environ 611 MW d'actifs de production d'électricité en grande partie assujettis à des contrats situés en Ontario et au Québec. La transaction avait été annoncée le 23 novembre 2015.

En contrepartie, TransAlta Renewables a remis à la Société un montant en trésorerie de 173 millions de dollars, émis 15 640 583 actions ordinaires d'une valeur totale de 152 millions de dollars, et émis une débenture subordonnée non garantie convertible de 215 millions de dollars. Le 9 novembre 2017, TransAlta Renewables a procédé au rachat anticipé de la débenture moyennant le versement d'un montant global de 218 millions de dollars, composé d'un capital de 215 millions de dollars et d'intérêts à payer de 3 millions de dollars. La débenture convertible devait arriver à échéance le 31 décembre 2020.

TransAlta Renewables a financé le produit en trésorerie au moyen d'un placement visant 17 692 750 reçus de souscription à un prix de 9,75 \$ par reçu de souscription. À la clôture de la transaction, chaque porteur de reçus de souscription a reçu, sans contrepartie additionnelle, une action ordinaire de TransAlta Renewables et un équivalent de dividendes en espèces de 0,07 \$ par reçu de souscription détenu. Par conséquent, TransAlta Renewables a émis 17 692 750 actions ordinaires et versé un équivalent de dividendes totalisant 1 million de dollars. Les frais d'émission des actions ont totalisé 8 millions de dollars, déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur le résultat de 2 millions de dollars.

Le 30 novembre 2016, TransAlta Renewables a acquis une participation directe dans les actifs canadiens de la Société pour un prix d'achat de 520 millions de dollars financé par l'émission d'un billet. Parallèlement, la filiale de la Société a racheté les actions privilégiées qu'elle avait émises à TransAlta Renewables en janvier 2016 au moment où TransAlta Renewables acquérait une participation financière dans les actifs canadiens décrits précédemment pour un montant de 520 millions de dollars. Les deux transactions ont fait l'objet de modalités compensatoires et, par conséquent, aucun paiement en trésorerie n'a été effectué. TransAlta Renewables a acquis également le fonds de roulement et certaines pièces de rechange amortissables totalisant 19 millions de dollars, financés par l'émission d'un prêt ne portant pas intérêt payable à la Société.

L'acquisition des actifs canadiens a été comptabilisée par TransAlta Renewables en tant que 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 au titre des actifs canadiens ont été enregistrés à la valeur comptable précédemment comptabilisée par TransAlta le 30 novembre 2016 plutôt qu'à leur juste valeur. En conséquence, la Société a comptabilisé un transfert de capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle de l'ordre de 38 millions de dollars en 2016.

O. Contrat restructuré de Poplar Creek et acquisition de parcs éoliens

Le 1^{er} septembre 2015, la Société et Suncor Energy («Suncor») ont restructuré leur entente visant des services de production d'électricité aux installations de base des sables pétrolifères de Suncor près de Fort McMurray, en Alberta.

La centrale de cogénération à Poplar Creek de la Société, d'une capacité maximale de 376 MW, a été construite et mise sous contrat pour fournir de la vapeur et de l'électricité à Suncor jusqu'en 2023. La centrale est comptabilisée dans le secteur Gaz. Aux termes de la nouvelle entente, Suncor a fait l'acquisition de deux turbines à vapeur d'une capacité installée de 132 MW et de certains actifs d'interconnexion aux fins de transport auprès de TransAlta. La Société a conservé deux turbines à gaz et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur («générateurs de gaz»), lesquels sont loués à Suncor. Suncor est la seule responsable du contrôle de l'exploitation des installations de cogénération, y compris de l'ensemble des dépenses d'investissement, et est autorisée à utiliser les générateurs de gaz de la Société à leur pleine capacité de 244 MW jusqu'au 31 décembre 2030. La Société fournit à Suncor des services de soutien technique afin de maximiser la performance et la fiabilité des pièces d'équipement. La propriété de la totalité de la centrale de cogénération Poplar Creek sera transférée à Suncor en 2030. Puisqu'il a été établi que le nouveau contrat constituait un contrat de location-financement, la totalité de la valeur comptable de la centrale a été décomptabilisée.

Dans le cadre de la transaction, la Société a acquis la participation de Suncor dans deux parcs éoliens : la participation dans l'installation de Kent Breeze de 20 MW située en Ontario, ainsi que la participation de 51 % dans l'installation de Wintering Hills de 88 MW située en Alberta. La participation de la Société dans l'installation de Wintering Hills est comptabilisée comme une entreprise commune. Au 31 décembre 2016, l'installation de Wintering Hills était classée comme détenue en vue de la vente (voir la note 4 L)). La Société a vendu sa participation dans l'installation de Wintering Hills le 1^{er} mars 2017.

Le tableau suivant présente les incidences de l'opération à la clôture en 2015, y compris les actifs et les passifs cédés et la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge :

Actifs	
Créances au titre des contrats de location-financement ¹	372
Immobilisations corporelles	104
Immobilisations incorporelles	37
Fonds de roulement, montant net	2
Total des actifs acquis	515
Passifs	
Provision pour frais de démantèlement et de remise en état	3
Actif net acquis	512
Contrepartie transférée	
Immobilisations corporelles	234
Fonds de roulement, montant net	27
Provision pour frais de démantèlement et de remise en état	(11)
Valeur comptable des actifs nets transférés	250
Profit comptabilisé	262

¹ Les paiements futurs au titre des contrats de location-financement comprennent des paiements de 57 millions de dollars par année de 2016 à 2018 et de 20 millions de dollars par année de 2019 à 2030. Les paiements ont été actualisés au taux de 2,68 % en fonction d'un rendement comparable sur les emprunts de la contrepartie ayant des échéances équivalentes au moment de la clôture.

L'apport des parcs éoliens aux produits et aux résultats d'exploitation de la Société depuis la date d'acquisition jusqu'au 31 décembre 2015 a été négligeable. Si l'acquisition avait eu lieu au début de 2015, l'apport des parcs éoliens se serait traduit par une augmentation de 8 millions de dollars des produits et par une diminution de 2 millions de dollars du résultat avant impôts sur le résultat.

P. Acquisitions d'un parc éolien et d'une centrale d'énergie solaire aux États-Unis

Le 1^{er} octobre 2015, la Société a acquis la totalité des participations des membres d'Odin Wind Power LLC, propriétaire du parc éolien de Lakeswind de 50 MW situé au Minnesota, pour une contrepartie en trésorerie de 49 millions de dollars, ainsi que la prise en charge de certaines obligations de financement donnant droit à des avantages fiscaux. Le parc éolien fait l'objet de CAÉ à long terme jusqu'en 2034.

Le 1^{er} septembre 2015, la Société a acquis la totalité des participations des membres de RC Solar LLC pour une contrepartie en trésorerie de 55 millions de dollars. Les actifs acquis comprennent des projets d'énergie solaire de 21 MW entièrement assujettis à des contrats situés au Massachusetts, qui font l'objet de CAÉ à long terme variant entre 20 ans et 30 ans et sont admissibles à la phase un du programme de crédits au titre de l'énergie solaire renouvelable du Massachusetts (Massachusetts Solar Renewable Energy Credit).

Aux dates d'acquisition de 2015, les justes valeurs des actifs et des passifs identifiables d'Odin Wind Power LLC et de RC Solar LLC étaient les suivants :

Actifs

Immobilisations corporelles	217
Stocks (SREC-I)	10
Fonds de roulement, montant net	6
Total des actifs acquis	233

Passifs

Dettes sans recours	55
Passif lié à la masse fiscale	50
Passifs d'impôt différé ¹	18
Provision pour frais de démantèlement et de remise en état	4
Total des passifs pris en charge	127

Total de la contrepartie transférée **106**

¹ La Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé correspondant dans le compte de résultat consolidé à la date de l'acquisition, représentant les différences temporaires déductibles qui devraient dorénavant être recouvrables.

L'apport des actifs acquis aux produits et aux résultats d'exploitation de la Société depuis la date d'acquisition jusqu'au 31 décembre 2015 a été négligeable. Si l'acquisition avait eu lieu au début de 2015, l'apport des actifs acquis se serait traduit par une augmentation de 14 millions de dollars des produits et par une diminution de 6 millions de dollars du résultat avant impôts sur le résultat.

Q. Vente d'une participation financière dans des actifs australiens à TransAlta Renewables

Le 7 mai 2015, la Société a conclu l'acquisition par TransAlta Renewables d'une participation financière fondée sur les flux de trésorerie des actifs australiens de la Société. Le portefeuille se composait d'une production d'électricité de 575 MW provenant de six centrales en exploitation et du projet d'électricité de South Hedland qui était en construction, ainsi que du gazoduc de 270 kilomètres. Le placement de TransAlta Renewables consiste en l'acquisition de titres qui, au total, procureront une participation financière fondée sur les flux de trésorerie des actifs australiens correspondant plus ou moins aux résultats distribuables nets sous-jacents. La valeur combinée de la transaction s'est élevée à 1,78 milliard de dollars. La Société continue de détenir, de gérer et d'exploiter les actifs australiens.

À la clôture de la transaction, la Société a reçu un produit en trésorerie net de 211 millions de dollars ainsi qu'environ 1 067 millions de dollars sous la forme d'une combinaison d'actions ordinaires et d'actions de catégorie B de TransAlta Renewables. Les actions de catégorie B conféraient des droits de vote équivalant à ceux des actions ordinaires et ne donnaient pas droit à un dividende. Elles ont été converties en actions ordinaires à la mise en service de la centrale de South Hedland.

Le 28 juillet 2017, la centrale de South Hedland a été mise en service. Le 1^{er} août 2017, la Société a converti les 26,1 millions d'actions de catégorie B qu'elle détenait dans TransAlta Renewables en 26,4 millions d'actions ordinaires. De ce fait, le pourcentage de participation en capitaux propres dans TransAlta Renewables a augmenté, passant de 59,8 % à 64 %. Les actions de catégorie B ont été converties à un ratio supérieur à 1:1 étant donné que les coûts de construction et de mise en service du projet étaient inférieurs au montant convenu avec TransAlta Renewables.

TransAlta Renewables a financé le produit en trésorerie au moyen d'un placement par appel public à l'épargne offrant 17 858 423 actions ordinaires à un prix de 12,65 \$ par action. La clôture du placement a eu lieu en deux étapes, soit les 15 avril et 23 avril 2015. L'approbation de l'actionnaire de TransAlta Renewables a été obtenue le 7 mai 2015. TransAlta Renewables a reçu un produit brut d'environ 226 millions de dollars et, au total, a engagé des frais d'émission d'actions de 11 millions de dollars, déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur le résultat de 3 millions de dollars. Le produit du financement par capitaux propres a aussi été diminué par les paiements d'équivalents de dividendes totalisant 1 million de dollars.

R. Vente des actions de TransAlta Renewables à Alberta Investment Management Corporation

Le 26 novembre 2015, la Société a conclu la vente à Alberta Investment Management Corporation de 20 512 820 actions ordinaires de TransAlta Renewables pour un produit brut de 200 millions de dollars (produit net de 193 millions de dollars).

S. Provision pour frais de restructuration

Le 14 janvier 2015, la Société a lancé une importante initiative de réduction des coûts à ses centrales alimentées au charbon au Canada, ce qui a entraîné l'élimination de postes. Le 29 septembre 2015, la Société a réduit à nouveau ses coûts indirects en éliminant des postes principalement à son siège social à Calgary.

T. Changements dans la capitalisation interne des entités américaines

Le 15 décembre 2015, la Société a racheté partiellement son placement net dans une filiale en propriété exclusive. La Société a donc reclassé des autres éléments du résultat global la quote-part des profits à la conversion cumulés de 10 millions de dollars, contrebalancée par la quote-part des pertes après impôts cumulées connexes de 6 millions de dollars liées aux couvertures de l'investissement net.

5. Charges selon leur nature

Les charges sont classées selon leur nature comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2017		2016		2015	
	Combustible et achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Combustible et achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Combustible et achats d'électricité	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration
Combustible	775	—	755	—	775	—
Réduction (reprise) de valeur des stocks de charbon	—	—	(4)	—	22	—
Achats d'électricité	162	—	143	—	147	—
Amortissement minier	73	—	63	—	59	—
Salaires et avantages sociaux	6	248	6	249	5	250
Autres charges d'exploitation	—	269	—	240	—	242
Total	1 016	517	963	489	1 008	492

6. Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises

Dans le cadre des contrôles de surveillance de la Société, des prévisions à long terme sont préparées pour chaque unité génératrice de trésorerie («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 des flux de trésorerie actualisés selon 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. UGT marchande de l'Alberta

En 2017, 2016 et 2015, l'incertitude persistait dans la province d'Alberta au sujet du Plan de leadership sur le climat du gouvernement, des paramètres futurs qui serviront à définir le marché de l'électricité en Alberta, et des politiques fédérales sur la taxe carbone et sur les émissions de gaz à effet de serre («GES»). Les conditions économiques ont également contribué au débordement de l'offre et à la faiblesse des prix du marché entre 2015 et 2017. La Société a évalué si ces facteurs, et les événements qui se sont produits vers la fin de 2016, dont il est question plus en détail ci-après, représentaient des indicateurs de dépréciation possibles pour l'UGT marchande de l'Alberta. Compte tenu de la composition de cette UGT, la Société a déterminé que l'UGT marchande de l'Alberta ne présentait pas d'indicateurs de dépréciation possibles. De ce fait, elle n'a pas réalisé d'analyse de dépréciation plus approfondie pour ces exercices visés, mais elle a procédé à une analyse des sensibilités pour ces facteurs pour l'ensemble des exercices afin de confirmer que l'excédent de la valeur recouvrable estimative par rapport à la valeur comptable était suffisant. Cette analyse de l'UGT marchande de l'Alberta a démontré qu'elle comptait une réserve importante en 2017, 2016 et 2015 en raison du grand parc d'énergies renouvelables de la Société dans la province.

I. 2017

Unité 1 de la centrale de Sundance

Au deuxième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation d'un montant de 20 millions de dollars sur l'unité 1 de la centrale de Sundance en raison de sa décision de devancer la mise hors service de cette unité. La Société avait d'abord prévu que cette unité serait toujours en activité en 2018 et 2019, demeurant ainsi dans l'UGT marchande de l'Alberta qui comporte une réserve importante. 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 1^{er} janvier 2018. L'actualisation n'a pas eu une incidence importante.

Aucun test de dépréciation séparé n'a été requis spécifiquement pour l'unité 2 de la centrale de Sundance, puisque son arrêt permet à la Société de prolonger l'exploitation de celle-ci dans le cadre de l'UGT marchande de l'Alberta de la Société jusqu'en 2021.

II. 2016

Le 24 novembre 2016, la Société a conclu une entente d'élimination du charbon avec le gouvernement en vertu de laquelle elle recevra des paiements annuels au comptant d'environ 37,4 millions de dollars, montant net (se reporter à la note 4 H) pour plus de renseignements) contre notamment l'élimination de la production d'électricité à partir du charbon d'ici la fin de 2030. La Société a convenu dans le cadre du protocole d'entente conclu le 24 novembre 2016 de collaborer et de coopérer afin d'atteindre les objectifs prévus dans le Plan de leadership sur le climat de l'Alberta. En particulier, les parties collaborent, entre autres :

- au passage, dès 2021, d'un marché axé uniquement sur l'énergie à un marché de capacité. Selon un marché de capacité, les producteurs sont rémunérés en fonction de leur capacité disponible;
- à définir une politique et à favoriser la conversion rentable au gaz naturel de certaines centrales alimentées au charbon en Alberta, y compris à s'assurer d'une coopération en matière de réglementation avec le gouvernement fédéral;

- à définir une politique pour traiter de la question de la valeur des réductions des émissions de carbone des centrales éoliennes et hydroélectriques existantes, de l'élaboration de mécanismes efficaces de soutien pour veiller à ce que la mise en place du marché de capacité en Alberta ne nuise pas à la production actuelle d'énergie renouvelable, et de l'élaboration d'une réglementation claire et harmonisée qui permet la réalisation rentable et en temps opportun de projets d'hydroélectricité en Alberta.

Le protocole d'entente ne crée aucune obligation juridiquement contraignante entre le gouvernement et la Société, et n'impose aucune obligation de réserve au gouvernement, ni n'entrave sa latitude ni son autorité. Le fait de passer à un marché de capacité, comme il a été annoncé, devrait avoir une incidence sur les mécanismes de marché de l'Alberta. Le passage de la structure du marché actuelle de l'Alberta au marché de capacité pourrait avoir une incidence sur l'établissement de l'UGT marchande de l'Alberta; toutefois, la Société n'a pas encore suffisamment d'information du gouvernement ou de l'Alberta Electric System Operator («AESO»), qui surveille la mise en place d'un marché de capacité, pour déterminer si un changement est nécessaire. La Société n'a pas modifié ses conclusions précédentes relativement à l'UGT marchande de l'Alberta.

Wintering Hills

Le 26 janvier 2017, la Société a annoncé la vente de sa participation de 51 % dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills, pour un montant d'environ 61 millions de dollars (voir la note 4 E)). Relativement à cette vente, les actifs de Wintering Hills ont été comptabilisés comme détenus en vue de la vente au 31 décembre 2016. Comme il est exigé, la Société a soumis les actifs à un test de dépréciation avant de les classer comme détenus en vue de la vente. Par conséquent, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation de 28 millions de dollars en utilisant le prix d'acquisition du contrat de vente comme indicateur de la juste valeur diminuée des coûts de sortie en 2016.

III. 2015

En 2015, le gouvernement a annoncé son Plan de leadership sur le climat, qui préconisait dans une grande mesure une élimination graduelle de l'électricité produite à partir du charbon d'ici 2030, et a proposé l'imposition d'obligations de conformité additionnelles pour les émissions de GES dans la province. En 2016, le gouvernement a redéfini son approche à l'égard des GES en annonçant l'instauration d'une taxe carbone sur les émissions excédant les limites définies, soit de 20 \$ la tonne en 2017 et de 30 \$ la tonne en 2018. Le gouvernement fédéral du Canada a annoncé son intention de mettre en place une tarification pancanadienne à l'égard des émissions de GES. Dans le cadre de cette approche, qui commencera en 2018, le prix de l'équivalent en dioxyde de carbone émis sera établi à 10 \$ la tonne et atteindra 50 \$ la tonne en 2022.

B. Charbon – États-Unis

La Société a examiné les indicateurs de dépréciation possibles du secteur Charbon aux États-Unis en 2017, 2016 et 2015, dont il est question plus en détail ci-après.

Il a été estimé que la juste valeur diminuée du coût de sortie de l'UGT se rapprochait de sa valeur comptable et, par conséquent, aucune imputation pour dépréciation n'a été comptabilisée en 2017, 2016 et 2015. Tout changement défavorable des hypothèses, prises individuellement, aurait entraîné la comptabilisation d'une imputation pour dépréciation. La Société continue de gérer les risques associés à l'UGT en optimisant ses activités d'exploitation et son plan d'investissement.

Les évaluations sont assujetties à une incertitude relative à la mesure d'après les principales hypothèses posées décrites ci-après et les données utilisées dans notre prévision à long terme, y compris les fluctuations des coûts du combustible, des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement et du volume des contrats en vertu du protocole d'entente pour le passage à des sources d'énergie autres que le charbon conclu avec l'État de Washington. La période d'évaluation a été prolongée jusqu'à la mise hors service présumée de la centrale, soit après la cessation des activités sous leur forme actuelle prévue en 2025.

I. 2017

En 2017, la Société a renégocié ses contrats de transport ferroviaire et d'approvisionnement en charbon. Par conséquent, la Société a estimé l'incidence sur les variations des coûts du charbon et les prix de l'électricité mis à jour pour déterminer si l'UGT du secteur Charbon aux États-Unis présentait des indicateurs de dépréciation possibles. La Société a conclu qu'elle ne présentait pas d'indicateurs de dépréciation possibles. La Société a utilisé ses prévisions à long terme et les principales hypothèses suivantes :

Prix moyens annuels de l'électricité de la région du Mid-Columbia	De 21,50 \$ US à 34,81 \$ US par MWh
Carburant diesel routier pour le transport du charbon	De 2,08 \$ US à 2,29 \$ US par gallon
Taux d'actualisation	De 7,9 % à 9,0 %

II. 2016

En 2016, la Société a examiné les indicateurs de dépréciation possibles à l'UGT du secteur Charbon aux États-Unis et a constaté que la juste valeur diminuée des coûts de sortie se rapprochait de la valeur comptable inscrite à ce moment-là. La Société a estimé la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'UGT, une évaluation de la juste valeur de niveau III, au moyen de ses prévisions à long terme et des principales hypothèses suivantes :

Prix moyens annuels de l'électricité de la région du Mid-Columbia	De 22,00 \$ US à 46,00 \$ US par MWh
Carburant diesel routier pour le transport du charbon	De 1,69 \$ US à 2,09 \$ US par gallon
Taux d'actualisation	De 5,4 % à 5,7 %

III. 2015

En 2015, la Société a examiné les indicateurs de dépréciation possibles à l'UGT du secteur Charbon aux États-Unis et a constaté que la juste valeur diminuée des coûts de sortie se rapprochait de la valeur comptable inscrite à ce moment-là. La Société a estimé la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'UGT, une évaluation de la juste valeur de niveau III, au moyen de ses prévisions à long terme et des principales hypothèses suivantes :

Prix moyens annuels de l'électricité de la région du Mid-Colombia	De 24,00 \$ US à 50,00 \$ US par MWh
Carburant diesel routier pour le transport du charbon	De 2,44 \$ US à 2,90 \$ US par gallon
Taux d'actualisation	De 5,2 % à 6,2 %

Des recouvrements additionnels faisant suite à la cession de la centrale alimentée au gaz de Centralia en 2014 ont donné lieu à une reprise de dépréciation de 2 millions de dollars.

7. Créances au titre des contrats de location-financement**A. Rachat de la centrale de Solomon**

Le 1^{er} août 2017, la Société a reçu un avis selon lequel FMG comptait racheter la centrale de Solomon auprès de TEC Pipe, filiale en propriété exclusive de la Société, pour un montant d'environ 335 millions de dollars américains. FMG a conclu l'acquisition de la centrale de Solomon le 1^{er} novembre 2017 et TEC Pipe a obtenu un montant de 325 millions de dollars américains de FMG en contrepartie. FMG a retenu le solde du prix d'achat. De l'avis de la Société, ce montant n'aurait pas dû être retenu, et la Société prend les mesures nécessaires pour recouvrer la totalité ou une partie importante du montant auprès de FMG.

B. Montants à recevoir

Les montants à recevoir en vertu des contrats de location-financement de la Société, associés à la centrale de cogénération de Fort Saskatchewan et à la centrale de cogénération de Poplar Creek, et en 2016 à la centrale de Solomon se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2017		2016	
	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location
Moins de un an	68	66	124	119
De deux ans à cinq ans inclusivement	110	82	376	291
Plus de cinq ans	140	126	637	311
	318	274	1 137	721
Déduire : produits tirés des contrats de location-financement non gagnés	44	—	592	—
Ajouter : valeur résiduelle non garantie	—	—	233	57
Total des créances au titre des contrats de location-financement	274	274	778	778
Compris dans les états de la situation financière consolidés :				
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 12)	59		59	
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	215		719	
	274		778	

8. Autres résultats d'exploitation nets

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

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Entente d'élimination du charbon en Alberta	(40)	—	—
Contrat de production autonome visant la centrale de cogénération de Mississauga	(9)	(191)	—
Règlement avec l'administrateur de la surveillance du marché	—	—	56
Recouvrements d'assurance	—	(3)	(31)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(49)	(194)	25

A. Entente d'élimination du charbon en Alberta

Le 24 novembre 2016, la Société a annoncé la conclusion d'une entente d'élimination du charbon avec le gouvernement sur les paiements de transition découlant de l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions des centrales alimentées au charbon, notamment l'unité 3 de la centrale de Keephills, l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness.

Aux termes de l'entente d'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 jusqu'à la fin de 2030. La Société comptabilise uniformément les paiements en vertu de l'entente d'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 d'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 2020.

B. Contrat de production autonome visant la centrale de cogénération de Mississauga

2016

Le 22 décembre 2016, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un contrat de production autonome avec la SIERE pour sa centrale de cogénération de Mississauga. Le contrat entre en vigueur le 1^{er} janvier 2017. La Société a convenu de résilier de façon anticipée le contrat existant avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, qui autrement aurait pris fin en décembre 2018.

En raison de ce contrat, la Société a comptabilisé un profit avant impôts d'environ 191 millions de dollars. Les composantes principales du profit ont trait à la comptabilisation de produits ponctuels actualisés d'environ 207 millions de dollars, contrebalancés par des frais au titre de contrats déficitaires et autres frais de résiliation totalisant environ 16 millions de dollars. La Société a aussi comptabilisé un amortissement accéléré de 46 millions de dollars en raison de la modification de la durée d'utilité de l'actif. Des pertes latentes nettes avant impôts de 14 millions de dollars ont été sorties du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisées en résultat net après l'annulation de la désignation à titre de couverture, à des fins comptables, de couvertures de flux de trésorerie. Les couvertures de flux de trésorerie avaient trait à des achats de gaz futurs en dollars américains attendus en 2017 et en 2018. Au quatrième trimestre de 2016, la prévision en matière de consommation de gaz a été annulée, de sorte que la perte cumulative sur l'instrument de couverture a été reclassée du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisée en résultat net.

2017

Au quatrième trimestre de 2017, la Société a renégocié le contrat de location du terrain de la centrale à un coût inférieur à ce qui avait été estimé en 2016, entraînant ainsi la comptabilisation d'un profit de 9 millions de dollars.

C. Règlement avec l'administrateur de la surveillance du marché

Le 21 mars 2014, l'administrateur de la surveillance du marché (l'«ASM») de l'Alberta a déposé une demande auprès de l'Alberta Utilities Commission («AUC»), alléguant notamment que TransAlta a manipulé le prix de l'électricité dans cette province au moyen d'interruptions de service dans certaines de ses centrales alimentées au charbon à la fin de 2010 et au début de 2011. La Société a nié les allégations de l'ASM. L'audience relative à la demande s'est tenue en décembre 2014, et les observations écrites ont été déposées en février 2015. En mai 2015, des observations écrites supplémentaires ont été déposées par suite d'une décision de la Cour suprême du Canada relative à la preuve d'expert présentée. Le 27 juillet 2015, l'AUC a rendu une décision selon laquelle elle établissait, entre autres, que i) la Société, en interrompant quatre fois les activités de ses centrales alimentées au charbon pendant une durée de 11 jours en 2010 et en 2011, a empêché les acheteurs en vertu des CAÉ de se tourner vers des concurrents ou a limité leurs initiatives à cet égard et a manipulé les prix du marché de façon à écarter la concurrence et ii) la Société avait violé la loi applicable en permettant à un de ses employés d'effectuer des transactions alors qu'il était en possession d'informations non publiques sur les interruptions. L'AUC a également déterminé que l'ASM n'avait pas prouvé par prépondérance des probabilités que la Société avait violé la loi applicable en raison de politiques, pratiques et contrôles inadéquats et déficients liés à la conformité à cette loi.

Cette décision de l'AUC a marqué la fin de la première phase des procédures. TransAlta a demandé une autorisation d'appel à ce titre auprès de la Cour d'appel de l'Alberta en août 2015. La deuxième phase des procédures de l'AUC consistait à étudier la pénalité qu'elle pourrait imposer à la Société. Le 30 septembre 2015, TransAlta et l'ASM ont conclu une entente pour régler toutes les procédures pendantes devant l'AUC. Le règlement, sous forme d'une ordonnance de consentement, a été approuvé par l'AUC le 29 octobre 2015. Aux termes de l'ordonnance de consentement, la Société a versé un montant total de 56 millions de dollars, soit environ 27 millions de dollars à titre de remboursement d'un avantage économique, un montant de 4 millions de dollars pour couvrir les frais juridiques et coûts connexes engagés par l'ASM, et une pénalité administrative de 25 millions de dollars. Du montant total, une tranche de 31 millions de dollars a été versée au quatrième trimestre de 2015, et la pénalité administrative de 25 millions de dollars a été versée en novembre 2016. Par suite de cette approbation, la Société a abandonné l'appel de la décision de l'AUC.

D. Recouvrements d'assurance

Il n'y a eu aucun recouvrement d'assurance en 2017.

En 2016, la Société a reçu 3 millions de dollars en recouvrements d'assurance (31 millions de dollars en 2015), dont 2 millions de dollars (6 millions de dollars en 2015) pour une interruption d'activités et 1 million de dollars pour le remplacement ou la remise à neuf de matériel de certaines centrales éoliennes (7 millions de dollars en 2015 pour les centrales au charbon au Canada).

En 2015, la Société a reçu 18 millions de dollars en recouvrements d'assurance pour le remplacement ou la remise à neuf de matériel de certaines installations hydroélectriques à la suite des inondations qui ont touché le sud de l'Alberta en 2013. De plus, la Société a reçu en 2015 une indemnité d'assurance de 12 millions de dollars rattachée aux coûts des réparations effectuées à certaines centrales hydroélectriques à la suite des inondations survenues dans le sud de l'Alberta en 2013, montant qui a été comptabilisé en réduction des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

9. Charge d'intérêts nette

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

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Intérêt sur la dette	218	218	218
Produit d'intérêts	(7)	(2)	(2)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 16)	(9)	(16)	(9)
Perte au titre du remboursement des obligations (note 4 F)	6	1	—
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	3	3	4
Commissions d'engagement à l'égard de la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	18	19	10
Intérêts courus (reprises d'intérêts) au titre de l'interruption de l'unité 1 de la centrale de Keephills (note 4)	—	(10)	9
Divers	(3)	(4)	—
Désactualisation des provisions (note 20)	21	20	21
Charge d'intérêts nette	247	229	251

10. Impôts sur le résultat

A. Comptes de résultat consolidés

I. Rapprochements des taux

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Résultat avant impôts sur le résultat	(54)	314	221
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, non assujetti à l'impôt	(35)	(109)	(34)
Résultat ajusté avant impôts sur le résultat	(89)	205	187
Taux d'impôt canadien, fédéral et provincial, prévu par la loi (%)	26,8	26,7	25,9
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat prévue	(24)	55	48
Augmentation (diminution) des impôts sur le résultat résultant des éléments suivants :			
Taux d'impôt effectifs étrangers plus bas	(11)	(16)	(16)
Charge d'impôt différé au titre des différences temporaires liées à une participation dans une filiale	—	11	95
Règlement de l'ASM	—	—	14
Reprise de réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(15)	(10)	(56)
Différences avec les taux prévus par la loi et autres différences	110	1	20
Divers	4	(3)	—
Charge d'impôts sur le résultat	64	38	105
Taux d'impôt effectif (%)	72	19	56

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	2017	2016	2015
Charge d'impôt exigible ¹	79	23	24
Ajustements à l'égard des impôts exigibles des exercices précédents	—	—	(5)
Ajustements à l'égard des impôts différés des exercices précédents	—	(3)	5
Charge d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(110)	16	22
Charge d'impôt différé au titre des différences temporaires liées à une participation dans une filiale ²	—	11	95
Charge d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'impôt ou aux lois fiscales ³	110	1	20
Recouvrement d'impôt différé découlant de la reprise de réduction de valeur des actifs d'impôt différé ⁴	(15)	(10)	(56)
Charge d'impôts sur le résultat	64	38	105

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Charge d'impôt exigible	79	23	19
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(15)	15	86
Charge d'impôts sur le résultat	64	38	105

1 En 2017, la Société a comptabilisé une charge d'impôts exigible de 56 millions de dollars en raison de la cession de la centrale de Solomon le 1^{er} novembre 2017.

2 En 2016, des réorganisations de certaines filiales de TransAlta ont été effectuées dans le cadre du financement du projet de New Richmond et de la cession des actifs canadiens à TransAlta Renewables. Les réorganisations ont entraîné la comptabilisation de passifs d'impôt différé respectivement de 3 millions de dollars et 8 millions de dollars. En 2015, afin de tenir compte de la vente d'une participation financière dans les actifs australiens à TransAlta Renewables, une réorganisation de certaines des filiales de TransAlta a été effectuée. La réorganisation a entraîné la comptabilisation d'un passif d'impôt différé de 95 millions de dollars au titre du placement de TransAlta dans une filiale. Pour 2015 et 2016, le passif d'impôt différé n'avait pas été comptabilisé auparavant, puisque, avant la réorganisation, il n'était pas prévu que la différence temporaire imposable se résorberait dans un avenir prévisible.

3 Le 22 décembre 2017, le gouvernement américain a adopté le projet de loi H.R.1., initialement appelé la Tax Cuts and Jobs Act, qui prévoit de réduire le taux fédéral de l'impôt sur le revenu des sociétés pour le faire passer de 35 % à 21 %. Le passif d'impôt différé net de la Société lié à ses activités aux États-Unis qu'elle détient directement comprend un actif d'impôt différé et un passif d'impôt différé dont le montant net est de 6 millions de dollars. La réduction du taux fédéral de l'impôt sur le revenu des sociétés a entraîné une diminution de l'actif d'impôt différé de 104 millions de dollars, dont la totalité est comptabilisée en tant que charge d'impôt différé dans les comptes de résultat consolidés, contrebalancée par une diminution du passif d'impôt différé de 110 millions de dollars, dont un montant de 1 million de dollars est comptabilisé en tant que charge d'impôt différé dans les comptes de résultat consolidés et un montant compensatoire de 111 millions de dollars est comptabilisé en tant que recouvrement d'impôt différé dans les états du résultat global consolidés. Le montant de 2016 a trait à l'incidence de la hausse du taux d'impôt sur le résultat des sociétés au Nouveau-Brunswick de 12 % à 14 %, en date du 3 février 2016. Le montant de 2015 a trait à l'incidence d'une hausse du taux d'impôt sur le résultat des sociétés de l'Alberta de 10 % à 12 %, en date du 18 juin 2015.

4 Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, la Société a repris une réduction de valeur antérieure d'actifs d'impôt différé de 15 millions de dollars (10 millions de dollars en 2016 et 56 millions de dollars en 2015). Les actifs d'impôt différé ont trait principalement aux avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis détenues directement. La Société avait sorti ces actifs du bilan, puisqu'il n'était plus considéré comme 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, en raison de la baisse des attentes à l'égard de la croissance des prix. Les pertes d'exploitation nettes arrivent à échéance entre 2021 et 2037. Les autres éléments du résultat global constatés au cours des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016 ont entraîné des différences temporaires imposables sur lesquelles sont fondées en grande partie l'utilisation de certaines de ces pertes fiscales et la reprise de la réduction de valeur.

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	2017	2016	2015
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat lié à :			
Incidence nette liée aux couvertures de flux de trésorerie	(108)	51	89
Incidence nette liée aux couvertures de l'investissement net	(7)	16	8
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes)	(4)	4	—
Frais d'émission des actions	—	—	(4)
Perte à la vente du placement dans une filiale	—	—	(8)
Charge d'impôts sur le résultat présentée dans les capitaux propres	(119)	71	85

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	2017	2016
Reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes	541	768
Frais de démantèlement et de remise en état futurs	117	103
Immobilisations corporelles	(1 009)	(1 114)
Actifs et passifs de gestion du risque, montant net	(160)	(282)
Régimes d'avantages du personnel et de rémunération	74	70
Intérêt déductible au cours de périodes futures	50	90
Écarts de change au titre de la dette libellée en dollars américains	42	69
Produits différés tirés du charbon	16	17
Autres différences temporaires déductibles	22	3
Passifs d'impôt différé, montant net, avant réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(307)	(276)
Réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(218)	(383)
Passifs d'impôt différé, montant net, après réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(525)	(659)

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

Aux 31 décembre	2017	2016
Actifs d'impôt différé ¹	24	53
Passifs d'impôt différé	(549)	(712)
Passifs d'impôt différé, montant net	(525)	(659)

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 2017, la Société avait comptabilisé un passif net de 4 millions de dollars (7 millions de dollars en 2016) relatif à des positions fiscales incertaines. La diminution est attribuable aux règlements avec les autorités fiscales.

11. Participations ne donnant pas le contrôle

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

Filiale/exploitation	Participation ne donnant pas le contrôle au 31 déc. 2017
TransAlta Cogeneration L.P.	49,99 % – Canadian Power Holdings Inc.
TransAlta Renewables	36 % – 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 alimentée au charbon. TransAlta Renewables détient et exploite un portefeuille 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.

Le sommaire des informations financières relatives à des filiales ayant d'importantes participations ne donnant pas le contrôle est 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 150 MW, situé au Nouveau-Brunswick.

Le 28 juillet 2017, la centrale de South Hedland a été mise en service. Le 1^{er} août 2017, la Société a converti ses 26,1 millions d'actions de catégorie B de TransAlta Renewables en 26,4 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables. De ce fait, le pourcentage de la participation en capitaux propres de la Société dans TransAlta Renewables a augmenté, passant de 59,8 % à 64 %. Les actions de catégorie B ont été converties à un ratio supérieur à 1:1, car les coûts liés à la construction et à la mise en service du projet étaient inférieurs au montant convenu avec TransAlta Renewables.

Par suite de la conversion des actions de catégorie B et de la transaction (voir la note 4), le pourcentage de la propriété, des droits de vote et de la participation en capitaux propres de la Société a fluctué comme suit depuis la formation de TransAlta Renewables :

Période	Pourcentage de la propriété et des droits de vote	Pourcentage de la participation en capitaux propres	
Du 29 avril 2014 au 6 mai 2015	70,3	70,3	
Du 7 mai 2015 au 25 novembre 2015	76,1	72,8	
Du 26 novembre 2015 au 5 janvier 2016	66,6	62,0	
Du 6 janvier 2016 au 31 juillet 2017	64,0	59,8	
Au 1 ^{er} août 2017 et par la suite	64,0	64,0	

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Produits des activités ordinaires	459	259	236
Résultat net	13	1	198
Total du résultat global	(24)	40	204
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	11	2	63
Total du résultat global	—	18	65
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	85	83	43

Aux 31 décembre	2017	2016
Actifs courants	145	109
Actifs non courants	3 483	3 732
Passifs courants	(356)	(537)
Passifs non courants	(1 075)	(1 237)
Total des capitaux propres	(2 197)	(2 067)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(812)	(851)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	36,0	40,2

B. TA Cogen

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Résultats des activités d'exploitation			
Produits des activités ordinaires	175	274	288
Résultat net	61	211	61
Total du résultat global	61	258	77
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :			
Résultat net	31	105	31
Total du résultat global	31	128	38
Distributions versées à Canadian Power Holdings Inc.	87	68	56
Aux 31 décembre			
		2017	2016
Actifs courants		193	171
Actifs non courants		404	538
Passifs courants		(73)	(65)
Passifs non courants		(26)	(35)
Total des capitaux propres		(498)	(609)
Capitaux propres attribuables à Canadian Power Holdings Inc.		(247)	(301)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)		49,99	49,99

12. Créances clients et autres débiteurs

Aux 31 décembre	2017	2016
Créances clients	693	446
Montants à recevoir au titre de la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga	108	112
Créances clients, montant net	801	558
Garanties versées (note 14)	67	77
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 7)	59	59
Partie courante du prêt à recevoir (note 19)	5	—
Impôts sur le résultat à recevoir	1	9
Créances clients et autres débiteurs	933	703

13. 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 (voir la note 2 C)). Le tableau suivant présente la valeur comptable et le classement des actifs financiers et des passifs financiers :

Valeur comptable au 31 décembre 2017

	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Total
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	–	–	314	–	314
Liquidités soumises à restrictions	–	–	30	–	30
Créances clients et autres débiteurs	–	–	933	–	933
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	–	–	215	–	215
Actifs de gestion du risque					
Courants	82	137	–	–	219
Non courants	638	46	–	–	684
Autres actifs	–	–	33	–	33
Passifs financiers					
Dettes fournisseurs et charges à payer	–	–	–	595	595
Dividendes à verser	–	–	–	34	34
Passifs de gestion du risque					
Courants	8	93	–	–	101
Non courants	2	38	–	–	40
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement ²	–	–	–	3 707	3 707

¹ Comprennent des équivalents de trésorerie de néant.

² Comprennent la partie courante.

Valeur comptable au 31 décembre 2016

	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Total
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	—	—	305	—	305
Créances clients et autres débiteurs	—	—	703	—	703
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	719	—	719
Autres actifs	—	—	116	—	116
Actifs de gestion du risque					
Courants	192	57	—	—	249
Non courants	749	36	—	—	785
Passifs financiers					
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—	—	413	413
Dividendes à verser	—	—	—	54	54
Passifs de gestion du risque					
Courants	1	65	—	—	66
Non courants	4	44	—	—	48
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location financement ²	—	—	—	4 361	4 361

¹ Comprennent 103 millions de dollars en équivalents de trésorerie.

² Comprennent la partie courante.

B. Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur d'un instrument financier correspond au prix 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 de la juste valeur utilisée par la Société sont définis ci-dessous. L'évaluation à la juste valeur d'un instrument financier est incluse dans un seul des trois niveaux, le calcul de celle-ci étant fondé sur les données d'entrée du niveau le plus bas qui sont importantes pour établir la juste valeur.

a. Niveau I

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché (non rajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la Société a accès à la date d'évaluation. 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 d'entrée 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 de gestion du risque lié aux produits de base classés dans le niveau II 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 de régression ou d'extrapolation, où les données d'entrée sont déjà observables, y compris les prix des produits de base pour des actifs ou passifs semblables dans des marchés actifs, et les volatilités implicites des options.

Pour calculer les justes valeurs de niveau II des autres actifs et passifs de gestion du risque et de la dette à long terme évalués et comptabilisés à la juste valeur, 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 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 le modèle de Black et Scholes, le modèle d'évaluation axé sur les prévisions et le modèle d'évaluation fondé sur les statistiques historiques, à l'aide de données d'entrée reposant 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 prix historiques.

La Société détient aussi 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 transactions 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 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 les procédures d'examen et de surveillance quotidiennes permettent d'identifier des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

Les informations sur les contrats de gestion du risque ou les groupes de contrats 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.

Aux 31 décembre	2017		2016	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Ventes d'électricité à long terme – États-Unis	853	+130 -130	907	+76 -69
Ventes d'électricité à long terme – Alberta	(1)	+2 -2	(3)	+5 -5
Achats d'électricité conditionnels – unités	44	+7 -9	13	+2 -4
Produits structurés – est des États-Unis	17	+8 -7	24	+8 -8
Autres	5	+9 -9	6	+3 -3

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

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

Pour les périodes au-delà de 2019, 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 faisant la moyenne des prévisions fondamentales externes (les fournisseurs sont indépendants et sont reconnus comme des experts du secteur pour les prévisions et hypothèses). La fourchette des prix de l'électricité à terme par MWh utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 31 décembre 2017 se situe entre 25 \$ US et 34 \$ US (27 \$ US et 36 \$ US au 31 décembre 2016). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une hausse ou une baisse de 6 \$ US (5 \$ US au 31 décembre 2016) est une variation raisonnablement possible du prix de l'électricité à terme.

Le contrat est libellé en dollars américains. Comme le dollar américain s'est déprécié par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2016 et le 31 décembre 2017, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont diminué respectivement d'environ 50 millions de dollars et 8 millions de dollars.

ii. Vente d'électricité à long terme – Alberta

La Société a conclu un contrat de vente d'électricité à prix fixe à long terme de 12,5 MW (sur une base mensuelle) dans le marché de l'Alberta, jusqu'en décembre 2024. Le contrat est comptabilisé comme détenu à des fins de transaction.

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 afin d'établir les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. L'hypothèse sur les prix de base repose sur la plus récente prévision de prix obtenue d'un service de prévisions externe indépendant, qui est reconnu dans le secteur comme étant un expert du marché de l'Alberta. La fourchette des prix de l'électricité à terme par MWh utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 31 décembre 2017 se situe entre 63 \$ et 67 \$ (68 \$ et 93 \$ au 31 décembre 2016). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une hausse ou une baisse de 20 % est une variation raisonnablement possible du prix de l'électricité à terme.

iii. Achats d'électricité conditionnels – unités

En vertu de CAÉ conditionnels, la Société a accepté d'acheter de l'électricité selon la production réelle de certaines unités détenues et exploitées par des tiers. En vertu de ces types de contrats, l'acheteur paie au fournisseur un prix fixe convenu par MWh produit multiplié par la quote-part de la production réelle de l'unité si celle-ci est en service (aucun montant n'est payé s'il y a une interruption de service). Les contrats sont comptabilisés comme détenus à des fins de transaction.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation sont les volumes livrés prévus et le taux de production horaire. La production horaire donnera lieu à des prix réalisés pouvant comporter un escompte ou une prime par rapport au prix moyen de l'électricité établi. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles ont été utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs.

Cette analyse repose sur les données historiques disponibles sur la production des centrales. Les fourchettes de taux d'actualisation des prix et des volumes par MWh utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 décembre 2017 sont respectivement de néant (néant au 31 décembre 2016) et de 2,20 % à 2,76 % (2,15 % à 3,62 % au 31 décembre 2016). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible des fourchettes de taux d'actualisation des prix d'environ 1,1 % à 1,94 % (0,75 % au 31 décembre 2016) et d'une variation des taux d'escompte de volume d'environ 7,77 % à 10,46 % (15,5 % au 31 décembre 2016), ce qui se rapproche de l'écart type pour chaque donnée.

iv. Produits structurés – est des États-Unis

La Société a conclu des contrats d'électricité à prix fixe et des contrats sur consommation spécifique de chaleur dans l'est des États-Unis. Aux termes des contrats d'électricité à prix fixe, 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. La Société a également acheté et vendu des contrats sur la consommation spécifique de chaleur tant à des emplacements où les marchés sont liquides que non liquides. Aux termes d'un contrat sur la consommation spécifique de chaleur, l'acheteur a le droit d'acheter de l'électricité au moment où la consommation spécifique de chaleur sur le marché est plus élevée que celle visée par contrat.

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. La relation de base et les facteurs non standards utilisés pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 décembre 2017 sont de respectivement 75 % à 159 % et 71 % à 88 % (66 % à 128 % et 65 % à 88 % au 31 décembre 2016). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible des écarts de prix à terme du marché d'environ 7 % (5 % au 31 décembre 2016) et d'une variation des facteurs non standards d'environ 6 % (9 % au 31 décembre 2016), ce qui se rapproche de l'écart type pour chaque donnée.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats sur la consommation spécifique de chaleur sont les volatilités implicites et les corrélations. Les volatilités implicites et les corrélations utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 décembre 2017 sont de respectivement 18 % à 54 % et 70 % (20 % à 54 % et 70 % au 31 décembre 2016). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible de la fourchette des volatilités implicites et des corrélations d'environ respectivement 27 % à 32 % et 10 % (10 % en 2016).

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 2017 : niveau I - passif net de 1 million de dollars (néant au 31 décembre 2016), niveau II - passif net de 42 millions de dollars (passif net de 14 millions de dollars au 31 décembre 2016), niveau III - actif net de 771 millions de dollars (actif net de 758 millions de dollars au 31 décembre 2016).

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 2017 découlent essentiellement de la variation de la valeur du contrat de vente d'électricité à long terme (éléments de couverture de niveau III) comme il a été mentionné à la section B I) c) i) de la présente note.

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 par niveau de classement au cours des exercices clos respectivement le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2016 :

	Exercice clos le 31 décembre 2017			Exercice clos le 31 décembre 2016		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	726	32	758	640	(98)	542
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	100	(2)	98	163	13	176
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	—	33	33	—	29	29
Contrats réglés	(57)	(10)	(67)	(50)	88	38
Variation des taux de change	(50)	(2)	(52)	(27)	—	(27)
Transferts vers le niveau III	—	1	1	—	—	—
Actifs nets de gestion du risque à la fin de l'exercice	719	52	771	726	32	758
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Profits comptabilisés dans divers	50	—	50	136	—	136
Total des profits inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat	57	29	86	50	42	92
Profits (pertes) latent(e)s compris(es) dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux actifs nets détenus à la fin de l'exercice	—	19	19	—	130	130

III. Autres actifs et passifs de gestion du risque

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

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant une juste valeur d'actif net de 34 millions de dollars au 31 décembre 2017 (actif net de 176 millions de dollars au 31 décembre 2016), sont classés au niveau II de la hiérarchie de la juste valeur. Les variations importantes dans les autres actifs nets de gestion du risque au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017 sont principalement attribuables au règlement de contrats.

IV. Autres actifs et passifs financiers

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

	Juste valeur				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Dette à long terme ¹ au 31 décembre 2017	—	3 708	—	3 708	3 638
Dette à long terme ¹ au 31 décembre 2016	—	4 271	—	4 271	4 221

¹ Comprend la partie courante. Le montant de 2016 exclut une dette de 67 millions de dollars évaluée et comptabilisée à la juste valeur.

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

La valeur comptable des autres actifs et passifs financiers à court terme (trésorerie et équivalents de trésorerie, créances clients, garanties versées, dettes fournisseurs et charges à payer, garanties reçues et dividendes à verser) se rapproche de leur juste valeur compte tenu de la nature liquide de l'actif ou du passif. La juste valeur du prêt à recevoir (se reporter à la note 19) et des créances au titre des contrats de location-financement (se reporter à la note 7) 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 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	2017	2016	2015
Profit net non amorti au début de l'exercice	148	202	188
Nouveaux profits initiaux	12	10	28
Variation des taux de change	(7)	(4)	28
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de l'exercice	(48)	(60)	(42)
Profit net non amorti à la fin de l'exercice	105	148	202

14. Activités de gestion du risque

A. Actifs et passifs nets de gestion du risque

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

Au 31 décembre 2017

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base				
Courants	74	–	7	81
Non courants	636	–	11	647
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	710	–	18	728
Divers				
Courants	–	–	37	37
Non courants	–	–	(3)	(3)
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	–	–	34	34
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	710	–	52	762

Au 31 décembre 2016

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base				
Courants	86	–	(16)	70
Non courants	683	–	(9)	674
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	769	–	(25)	744
Divers				
Courants	105	–	8	113
Non courants	59	3	1	63
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	164	3	9	176
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	933	3	(16)	920

Les informations additionnelles sur les instruments dérivés ont été présentées à leur montant net.

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 :

Aux 31 décembre	2017				2016			
	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants
Montants bruts comptabilisés	281	637	(159)	(38)	315	744	(113)	(53)
Montants bruts compensés	(43)	—	43	—	(24)	(3)	24	3
Montants nets comme présentés dans les états de la situation financière consolidés	238	637	(116)	(38)	291	741	(89)	(50)

II. Couvertures*a. Couvertures de l'investissement net*

En 2017, 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 480 millions de dollars américains (630 millions de dollars américains en 2016). En 2016, la Société a annulé la désignation des contrats de change à terme à titre de couverture de l'investissement net. Les pertes latentes cumulées sur ces contrats seront différées dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'à la cession des activités à l'étranger connexes.

*b. Couvertures de flux de trésorerie**i. Gestion du risque lié aux produits de base*

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	2017		2016		
	Type (en milliers)	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh)		1 997	44	4 916	—

En 2017, des profits latents avant impôts additionnels de 2 millions de dollars (néant en 2016 et 3 millions de dollars en 2015) liés à certaines relations de couverture de l'électricité dont la désignation a été annulée et qui sont réputés inefficaces à des fins comptables ont été repris du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisés en résultat net. Les couvertures de flux de trésorerie portaient sur la production d'électricité future attendue entre les exercices 2012 et 2017. Au premier trimestre de 2011, la production était évaluée comme étant très improbable compte tenu des prix alors prévus. Ces profits latents ont été calculés d'après les prix à terme alors en vigueur, qui ont changé entre cette date et la date à laquelle les contrats ont été réglés. Si ces couvertures n'avaient pas été jugées inefficaces à des fins comptables, les produits associés à ces contrats auraient été comptabilisés dans le résultat net au moment du règlement des contrats, soit, dans la plupart des cas, au cours de 2012. Cependant, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeraient pas.

Au 31 décembre 2017, des profits cumulés de 1 million de dollars (4 millions de dollars en 2016) liés à des couvertures de flux de trésorerie dont la désignation a été annulée précédemment et qui ne répondent plus aux critères d'application de la comptabilité de couverture continuent d'être différés dans le cumul des autres éléments du résultat global et seront reclassés dans le résultat net à mesure que les transactions prévues auront lieu ou immédiatement si on ne s'attend plus à ce que ces dernières se réalisent.

ii. Gestion du risque de change

La Société utilise des contrats de change à terme pour couvrir une partie de ses encaissements et dépenses futurs libellés en monnaies étrangères, et 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.

Au cours du premier trimestre de 2017, la Société a mis fin à la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur une dette de 690 millions de dollars américains. Des profits cumulés sur ces couvertures de flux de trésorerie d'environ 3 millions de dollars au 31 mars 2017 continueront d'être différés dans le cumul des autres éléments du résultat global et seront reclassés en résultat net à mesure que les transactions prévues (les paiements d'intérêts) auront lieu. Les variations de ces actifs et passifs de gestion de risque liés à ces positions de couverture abandonnées seront reflétées dans le résultat net de façon prospective.

Aux 31 décembre		2017		2016			
Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif 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>							
9 CAD	7 USD	–	2018	–	–	–	–
14 CAD	9 EUR	–	2018	–	–	–	–
1 AUD	119 JPY	–	2018	8 AUD	710 JPY	1	2017
<i>Contrats de change à terme – dette libellée en monnaies étrangères</i>							
–	–	–	–	26 CAD	20 USD	–	2018
<i>Swaps de devises – dette libellée en monnaies étrangères</i>							
–	–	–	–	434 CAD	400 USD	104	2017
–	–	–	–	306 CAD	270 USD	59	2018

iii. Incidence des couvertures de flux de trésorerie

Les tableaux ci-dessous résument les montants avant impôts comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, puis reclassés hors du résultat global relativement aux couvertures de flux de trésorerie :

Exercice clos le 31 décembre 2017					
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	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
Contrats sur les produits de base	163	Produits des activités ordinaires	(172)	Produits des activités ordinaires	–
		Combustible et achats d'électricité	–	Combustible et achats d'électricité	–
Contrats de change à terme sur les produits de base	–	Produits des activités ordinaires	–	Produits des activités ordinaires	–
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	(1)	Immobilisations corporelles	–	(Profit) perte de change	–
Contrats de change à terme sur la dette en dollars américains	–	(Profit) perte de change	3	(Profit) perte de change	–
Swaps de devises	(26)	(Profit) perte de change	24	(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	136	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(138)	Incidence sur le résultat net	–

Au cours des 12 prochains mois, la Société estime que des profits après impôts d'environ 85 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 2016

	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	304	Produits des activités ordinaires	(169)	Produits des activités ordinaires	—
		Combustible et achats d'électricité	44	Combustible et achats d'électricité	31
Contrats de change à terme sur les produits de base	(5)	Produits des activités ordinaires	(16)	Produits des activités ordinaires	(15)
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	(1)	Immobilisations corporelles	—	(Profit) perte de change	—
Contrats de change à terme sur la dette en dollars américains	(2)	(Profit) perte de change	53	(Profit) perte de change	—
Swaps de devises	(25)	(Profit) perte de change	(23)	(Profit) perte de change	—
Swaps de taux d'intérêt différés	—	Charge d'intérêts	6	Charge d'intérêts	—
Incidence sur les autres éléments du résultat global	271	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(105)	Incidence sur le résultat net	16

En décembre 2016, la Société a conclu un nouveau contrat avec la SIERE de l'Ontario visant sa centrale de cogénération de Mississauga qui a pour effet principalement de mettre fin à la production à compter du 1^{er} janvier 2017. En conséquence, la Société a reclassé des pertes latentes avant impôts sur les contrats sur les produits de base utilisés comme couvertures de flux de trésorerie de 31 millions de dollars et des profits sur les contrats de change utilisés comme couvertures de flux de trésorerie de 15 millions de dollars du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net en raison de l'annulation de la désignation à titre de couverture à des fins comptables. Les couvertures de flux de trésorerie portaient sur l'achat futur de gaz prévu entre les exercices 2017 et 2018. Se reporter à la note 8 B) pour en savoir plus.

Exercice clos le 31 décembre 2015

Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	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
Contrats sur les produits de base	308	Produits des activités ordinaires	(110)	Produits des activités ordinaires	5
		Combustible et achats d'électricité	41	Combustible et achats d'électricité	—
Contrats de change à terme sur les produits de base	32	Produits des activités ordinaires	(12)	Produits des activités ordinaires	—
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	4	Immobilisations corporelles	(1)	(Profit) perte de change	—
Contrats de change à terme sur la dette en dollars américains	10	(Profit) perte de change	(12)	(Profit) perte de change	—
Swaps de devises	163	(Profit) perte de change	(163)	(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	517	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(250)	Incidence sur le résultat net	5

En 2015, le total des profits latents avant impôts de 6 millions de dollars a été sorti du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisé dans les résultats après l'annulation de la désignation à titre de couverture à des fins comptables.

c. Couvertures de la juste valeur

i. Gestion du risque de taux d'intérêt

Au cours du premier trimestre de 2017, la Société a mis fin à la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de juste valeur sur une dette de 50 millions de dollars américains. Des pertes cumulées d'environ 2 millions de dollars au 31 mars 2017 liées à la couverture de juste valeur, comptabilisées comme partie intégrante de la valeur comptable de la dette couverte, seront amorties en résultat net sur la durée restante de la dette. Les variations des actifs et passifs de gestion de risque liés à ces positions de couverture abandonnées seront reflétées dans le résultat net de façon prospective. Se reporter à la section II b) ii) de la présente note pour obtenir plus de renseignements sur ces dérivés autres que de couverture.

En 2016, la Société avait converti une partie de sa dette à taux d'intérêt fixe, dont le taux est de 6,65 %, en une dette à taux d'intérêt variable fondé sur le LIBOR aux États-Unis au moyen de swaps de taux d'intérêt, comme il est présenté dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre 2017			2016		
Notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance
—	—	—	50 USD	3	2018

Compte tenu des swaps de taux d'intérêt décrits à la section II b) ii) de la présente note, et des swaps en 2016 susmentionnés, 6 % de la dette de la Société au 31 décembre 2017 était assujettie à des taux d'intérêt variables (6 % en 2016).

III. Éléments autres que 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. Ainsi, les actifs et passifs connexes sont classés comme détenus à des fins de transaction. Les profits ou pertes réalisés et latents nets découlant des variations de la juste valeur de ces instruments dérivés sont présentés dans le résultat au cours de la période où surviennent les variations.

a. Gestion du risque lié aux produits de base

Aux 31 décembre	2017		2016	
Type (en milliers)	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh)	14 688	7 348	19 362	19 060
Gaz naturel (GJ)	74 195	103 805	146 113	173 187
Transport (MWh)	1	3 455	—	3 429
Émissions (tonnes)	516	717	1 370	1 370
Huile de chauffage (gallons)	—	—	—	294

b. Autres dérivés autres que de couverture

i) Monnaies étrangères

Au cours du premier trimestre de 2017, la Société a mis fin à la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur une dette de 690 millions de dollars américains. Les variations des actifs et passifs de gestion de risque liés à ces positions de couverture abandonnées seront reflétées dans le résultat net de façon prospective.

Aux 31 décembre	2017				2016			
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>								
170 AUD	157 CAD	(9)	2018-2021	152 USD	216 CAD	12	2017-2020	
73 USD	104 CAD	11	2018-2021	232 AUD	219 CAD	(3)	2017-2020	
<i>Contrats de change à terme – dette libellée en monnaies étrangères</i>								
294 CAD	230 USD	(4)	2018	—	—	—	—	
<i>Swaps de devises – dette libellée en monnaies étrangères</i>								
306 CAD	270 USD	35	2018	—	—	—	—	

ii) Taux d'intérêt

La Société a converti une partie de sa dette à taux d'intérêt fixe, dont le taux est de 6,65 % (6,65 % en 2016), en une dette à taux d'intérêt variable fondé sur le LIBOR aux États-Unis au moyen de taux d'intérêt. La Société a converti une partie de sa dette à taux variable en une dette à taux fixe de 4,7 %.

Aux 31 décembre	2017			2016		
	Notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance
Dette à taux fixe	50 USD	1	2018	—	—	—
Dette à taux variable	22 USD	—	2018-2024	—	—	—

c. 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. Incidence des éléments autres que de couverture

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, la Société a comptabilisé un profit latent net de 45 millions de dollars (perte de 63 millions de dollars en 2016 et perte de 51 millions de dollars en 2015) lié aux instruments dérivés sur les produits de base.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, un profit de 28 millions de dollars (profit de 9 millions de dollars en 2016 et perte de 1 million de dollars en 2015) sur des dérivés de change et autres dérivés a été comptabilisé et comprend des pertes latentes nettes de 2 millions de dollars (profit de 4 millions de dollars en 2016 et perte de 11 millions de dollars en 2015) et des profits réalisés nets de 30 millions de dollars (profit de 5 millions de dollars en 2016 et profit de 10 millions de dollars en 2015).

B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

L'analyse qui suit se limite à la nature et à l'étendue de certains risques découlant des instruments financiers.

I. Risque de marché*a. 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.

i. 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 valeur à risque («VaR»). Le conseil d'administration 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.

La Société reconnaît les limites de la VaR et utilise activement d'autres contrôles, y compris les restrictions sur les instruments autorisés, les limites volumétriques et de temps, la simulation au titre des divers portefeuilles et du portefeuille total de négociation pour compte propre, et les examens de la direction lorsque les limites de la perte sont dépassées.

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 2017 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 5 millions de dollars (2 millions de dollars en 2016 et 5 millions de dollars en 2015).

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. Au contraire, les variations de la juste valeur sont différées jusqu'au règlement au moyen 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 influe sur le résultat net.

Au 31 décembre 2017, 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 16 millions de dollars (19 millions de dollars en 2016 et 24 millions de dollars en 2015).

La politique de la Société relative aux transactions adossées à des actifs consiste à essayer d'atteindre le statut des contrats à ses propres fins ou de répondre aux conditions d'application de la comptabilité de couverture. 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 2017, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 5 millions de dollars (7 millions de dollars en 2016 et 1 million de dollars en 2015).

b. 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 peuvent fluctuer 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 et les paiements de capacité tirés de CAÉ. Les variations du coût du capital peuvent également avoir une incidence sur la faisabilité des nouveaux projets d'expansion.

L'incidence possible sur le résultat net et les autres éléments du résultat global des variations des taux d'intérêt du marché se répercutant sur la dette à taux variable, les actifs portant intérêt, les instruments financiers évalués à la juste valeur par le biais du résultat net et les instruments dérivés aux fins de couverture de taux d'intérêt, est décrite ci-dessous. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une hausse ou une baisse de 15 points de base (15 points de base en 2016 et 15 points de base en 2015) est une variation potentielle raisonnable au cours du prochain trimestre des taux d'intérêt du marché.

Exercices clos les 31 décembre	2017		2016		2015	
	Augmentation du résultat net ¹	Perte au titre des autres éléments du résultat global ¹	Augmentation du résultat net ¹	Perte au titre des autres éléments du résultat global ¹	Augmentation du résultat net ¹	Perte au titre des autres éléments du résultat global ¹
Variation de points de base	—	—	—	—	1	—

¹ Ce calcul suppose une diminution des taux d'intérêt du marché. Une augmentation aurait l'effet contraire.

c. Risque de change

La Société court des risques à l'égard de diverses monnaies, comme le dollar américain, le yen japonais, l'euro 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.

Dans le cadre de la transaction liée aux actifs australiens dont il est question à la note 4 Q), 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. En 2016, une perte de 5 millions de dollars a été comptabilisée. Au début de 2017, la Société a modifié ses stratégies de couverture relatives aux flux de trésorerie liés à ses activités à l'étranger. Ces contrats de change ont été intégrés à la stratégie modifiée de la Société, au lieu de faire partie d'un programme de couverture distinct. En 2017, une perte de change de 6 millions de dollars a été comptabilisée.

La Société a aussi recours aux contrats de change pour couvrir ses flux de trésorerie d'exploitation prévus à l'étranger. La comptabilité de couverture n'est pas appliquée à ces contrats de change. La sensibilité au risque de change décrite ci-dessous est limitée au risque lié aux instruments financiers libellés dans une monnaie autre que la monnaie fonctionnelle.

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 0,04 \$ (0,04 \$ en 2016 et en 2015) de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien est une variation possiblement raisonnable au cours du prochain trimestre.

Exercices clos les 31 décembre	2017		2016		2015	
	Augmentation (diminution) du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}	Augmentation (diminution) du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}	Augmentation (diminution) du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}
Monnaie étrangère						
Dollar américain	(5)	—	(5)	—	2	5
Dollar australien	(7)	—	(7)	—	(3)	—
Total	(12)	—	(12)	—	(1)	5

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 2017 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	87	13	100	933
Créances au titre de contrats de location-financement non courantes	96	4	100	215
Actifs de gestion du risque ¹	99	1	100	903
Prêt à recevoir ²	—	100	100	33
Total				2 084

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 pas de note de solvabilité externe. Compte non tenu de la tranche de 5 millions de dollars classée dans les créances clients et autres débiteurs.

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 31 décembre 2017, 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 40 millions de dollars au 31 décembre 2017 (14 millions de dollars en 2016).

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. En décembre 2015, Moody's a révisé à la baisse la note des obligations de premier rang non garanties de TransAlta aux États-Unis, la faisant passer de Baa3 à Ba1. Au 31 décembre 2017, trois agences de notation ont maintenu leur note de première qualité accordée à TransAlta. TransAlta tient à renforcer sa situation financière et à maintenir des notes de crédit de première qualité auprès de ces agences de notation d'envergure.

Des contreparties concluent certains contrats liés aux produits de base, notamment des contrats de vente et d'achat de gaz naturel et d'électricité à des fins de ventes adossées à des créances et d'activités de négociation pour compte propre. Les modalités et conditions de ces contrats peuvent prévoir des clauses conditionnelles liées au crédit (p. ex., une révision à la baisse de la note). Si pareille révision survenait, la Société devrait fournir une garantie additionnelle à ses contreparties.

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, et en fournissant régulièrement des rapports au comité de gestion des risques, à la haute direction et au conseil d'administration sur l'exposition de nos activités de négociation pour compte propre au risque de liquidité.

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

	2018	2019	2020	2021	2022	2023 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	595	—	—	—	—	—	595
Dette à long terme ¹	730	469	472	100	581	1 312	3 664
Actifs de gestion du risque lié aux produits de base	(81)	(94)	(88)	(102)	(103)	(260)	(728)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(37)	1	1	1	—	—	(34)
Obligations au titre des contrats de location-financement	18	15	12	6	4	14	69
Intérêt sur la dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement ²	177	153	125	102	95	692	1 344
Dividendes à verser	34	—	—	—	—	—	34
Total	1 436	544	522	107	577	1 758	4 944

¹ Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture.

² Non comptabilisé à titre de passif financier aux états de la situation financière consolidés.

C. Garanties

I. Actifs financiers donnés en garantie

Au 31 décembre 2017, la Société avait fourni 67 millions de dollars (77 millions de dollars au 31 décembre 2016) en trésorerie ou équivalents de trésorerie à des chambres de compensation réglementées à titre de sûreté 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 à l'état de la situation financière.

II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 31 décembre 2017, la Société détenait un montant de 21 millions de dollars (21 millions de dollars au 31 décembre 2016) 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 capital 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 comme l'établissent 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. Si, en raison de ce type d'événement, les titres d'emprunt de premier rang non garantis de la Société ne sont plus considérés comme des titres de première qualité, les contreparties à ces instruments dérivés pourraient exiger des garanties complètes de façon continue.

Au 31 décembre 2017, la Société avait fourni une garantie de 131 millions de dollars (116 millions de dollars au 31 décembre 2016) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles étaient appliquées, obligerait la Société à fournir une garantie additionnelle de 96 millions de dollars à ses contreparties (49 millions de dollars au 31 décembre 2016).

15. 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 la commercialisation de l'énergie, qui comprennent le gaz naturel et les crédits et quotas au titre des émissions, sont évalués à la juste valeur diminuée des coûts de sortie.

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

Aux 31 décembre	2017	2016
Pièces et matériaux	118	110
Charbon	58	65
Frais de découverte différés	11	12
Gaz naturel	9	17
Crédits d'émission achetés	23	9
Total	219	213

La variation des stocks se présente comme suit :

Solde au 31 décembre 2015	219
Utilisation nette	(12)
Réductions de valeur	(9)
Reprise de réductions de valeur	13
Variation des taux de change	2
Solde au 31 décembre 2016	213
Achats nets	11
Variation des taux de change	(5)
Solde au 31 décembre 2017	219

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

16. Immobilisations corporelles

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

	Terrains	Production de charbon	Production de gaz	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres ¹	Total
Coût								
Au 31 décembre 2015	95	6 091	1 484	3 265	1 208	351	360	12 854
Ajouts	2	—	—	1	—	353	2	358
Ajouts – contrats de location-financement	—	—	—	—	7	—	—	7
Cessions	(1)	—	(3)	(1)	(1)	—	(3)	(9)
Imputation pour dépréciation – Wintering Hills (note 4)	—	—	—	(28)	—	—	—	(28)
Reclassement dans les actifs détenus en vue de la vente (note 4)	—	—	—	(67)	—	—	—	(67)
Divers (note 6)	—	—	—	—	—	—	(1)	(1)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	—	14	12	4	36	—	5	71
Mise hors service d'actifs	—	(96)	(3)	(14)	(6)	—	(3)	(122)
Variation des taux de change	(1)	(38)	(16)	(10)	(3)	(13)	(4)	(85)
Transferts ²	—	(95)	51	62	24	(284)	37	(205)
Au 31 décembre 2016	95	5 876	1 525	3 212	1 265	407	393	12 773
Ajouts	—	—	—	—	—	334	4	338
Ajouts – contrats de location-financement	—	—	—	—	14	—	—	14
Cessions	—	—	(16)	(1)	(1)	—	(1)	(19)
Imputation pour dépréciation – unité 1 de la centrale de Sundance (note 6)	—	(20)	—	—	—	—	—	(20)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	—	82	12	15	42	—	—	151
Mise hors service d'actifs	—	(84)	(3)	(4)	(22)	—	(6)	(119)
Variation des taux de change	(1)	(87)	3	(23)	(7)	(2)	(2)	(119)
Transferts ³	1	121	461	29	24	(644)	(18)	(26)
Au 31 décembre 2017	95	5 888	1 982	3 228	1 315	95	370	12 973
Amortissement cumulé								
Au 31 décembre 2015	—	3 280	873	810	604	—	114	5 681
Amortissement	—	284	118	127	59	—	19	607
Mise hors service d'actifs	—	(85)	(4)	(7)	(2)	—	(3)	(101)
Cessions	—	—	(1)	—	(1)	—	—	(2)
Reclassement dans les actifs détenus en vue de la vente (note 4)	—	—	—	(6)	—	—	—	(6)
Variation des taux de change	—	(28)	(10)	—	(1)	—	—	(39)
Transferts	—	(239)	51	(2)	—	—	(1)	(191)
Au 31 décembre 2016	—	3 212	1 027	922	659	—	129	5 949
Amortissement	—	351	67	123	76	—	18	635
Mise hors service d'actifs	—	(62)	(2)	(3)	(18)	—	(5)	(90)
Cessions	—	—	(11)	(1)	—	—	—	(12)
Variation des taux de change	—	(67)	(1)	(4)	(4)	—	—	(76)
Transferts ²	—	(3)	(8)	—	—	—	—	(11)
Au 31 décembre 2017	—	3 431	1 072	1 037	713	—	142	6 395
Valeur comptable								
Au 31 décembre 2015	95	2 811	611	2 455	604	351	246	7 173
Au 31 décembre 2016	95	2 664	498	2 290	606	407	264	6 824
Au 31 décembre 2017	95	2 457	910	2 191	602	95	228	6 578

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.

2 Transferts nets de 14 millions de dollars relatifs au transfert de matériel de gaz dans les créances au titre des contrats de location-financement.

3 Au cours du deuxième trimestre de 2017, la Société a reclassé environ 13 millions de dollars de pièces de rechange et d'autres actifs dans les stocks.

La Société a incorporé des intérêts de 9 millions de dollars dans le coût des immobilisations corporelles en 2017 (16 millions de dollars en 2016) à un taux moyen pondéré de 5,87 % (5,93 % en 2016).

Les ajouts aux contrats de location-financement en 2017 et 2016 visent du matériel minier à la mine de Highvale. Au 31 décembre 2017, la valeur comptable du total des actifs au titre des contrats de location-financement s'établissait à 65 millions de dollars (76 millions de dollars en 2016).

17. 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	2017	2016
Hydroélectricité	259	259
Énergie éolienne et énergie solaire	174	175
Commercialisation de l'énergie	30	30
Total du goodwill	463	464

Aux fins du test de dépréciation du goodwill annuel de l'exercice 2017, 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 selon 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 de la juste valeur. En 2017, la Société s'est fondée sur la valeur recouvrable établie en 2016 à l'égard des secteurs Hydroélectricité et Commercialisation de l'énergie pour réaliser le test de dépréciation du goodwill annuel de l'exercice 2017. Il n'y a eu 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 2017 variaient entre 22 \$ et 218 \$ par MWh au cours de la période de prévision (32 \$ à 301 \$ par MWh en 2016). En 2017, des taux d'actualisation variant de 5,5 % à 6,0 % (de 5,5 % à 6,0 % en 2016) 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.

18. 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 2015	178	256	223	15	672
Ajouts	—	—	—	21	21
Ajouts - contrat de location-acquisition	—	3	—	—	3
Mises hors service	—	(3)	—	—	(3)
Variation des taux de change	—	(1)	—	(1)	(2)
Transferts	—	13	—	(11)	2
Au 31 décembre 2016	178	268	223	24	693
Ajouts	—	31	—	20	51
Variation des taux de change	—	(3)	—	—	(3)
Transferts	—	18	—	(15)	3
Au 31 décembre 2017	178	314	223	29	744
Amortissement cumulé					
Au 31 décembre 2015	109	142	52	—	303
Amortissement	6	24	8	—	38
Mises hors service	—	(3)	—	—	(3)
Au 31 décembre 2016	115	163	60	—	338
Amortissement	8	24	9	—	41
Variation des taux de change	—	1	—	—	1
Transferts	2	—	(2)	—	—
Au 31 décembre 2017	125	188	67	—	380
Valeur comptable					
Au 31 décembre 2015	69	114	171	15	369
Au 31 décembre 2016	63	105	163	24	355
Au 31 décembre 2017	53	126	156	29	364

19. Autres actifs

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux 31 décembre	2017	2016
Coûts de transport et de distribution relatifs à la centrale de South Hedland payés d'avance	75	–
Frais de permis différés	13	15
Frais de mise en valeur de projets	53	46
Frais de service différés	15	16
Créance à long terme – Mississauga (note 4)	–	116
Charges payées d'avance et autres actifs à long terme	44	44
Prêt à recevoir	33	–
Dépôt au titre du transport de l'unité 3 de la centrale de Keephills	4	5
Total des autres actifs	237	242

Les coûts payés d'avance relatifs à la centrale de South Hedland sont liés à certains coûts de transport et de distribution d'électricité qui 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 surtout les frais des projets de l'unité 7 de la centrale de Sundance et de Dunvegan de la Société en Alberta. En décembre 2015, la Société a racheté la participation de 50 % de son partenaire dans TAMA Power, entité contrôlée conjointement responsable de la mise en valeur du projet de l'unité 7 de la centrale de Sundance, pour une contrepartie de 10 millions de dollars payables sur quatre ans et une option pour son partenaire de réintégrer les projets de mise en valeur de TAMA Power au coût cumulé au cours de cette période.

Les frais de service différés correspondent aux paiements contractuels de TransAlta pour les projets en immobilisations partagés devant être mis en œuvre aux sites de l'unité 3 de la centrale de Genesee et de l'unité 3 de la centrale de Keephills. Ces coûts sont amortis sur la durée de vie de ces projets.

La créance à long terme de la centrale de Mississauga a trait à des montants comptabilisés par suite de la conclusion du nouveau contrat. La Société recevra des paiements mensuels fixes jusqu'au 31 décembre 2018. Se reporter aux notes 4 et 12 pour en savoir plus.

Les charges payées d'avance à long terme et autres actifs incluent la partie financée des engagements liés au projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition* (le «projet de loi TransAlta Energy») analysé à la note 32.

Le prêt à recevoir a trait à une avance d'un montant net de 38 millions de dollars 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 capital et les intérêts étant payables trimestriellement à compter du 31 décembre 2017, et arrive à échéance le 2 octobre 2022. La Société peut à tout moment demander le remboursement de tout solde en cours afin de financer les dépenses d'investissement nécessaires. La partie courante de 5 millions de dollars est incluse dans les créances clients, et la partie non courante de 33 millions de dollars est incluse dans les autres actifs.

Le dépôt au titre du transport de l'unité 3 de la centrale de Keephills représente la quote-part revenant à TransAlta d'un dépôt exigé par la province. Le montant intégral du dépôt devrait être remboursé au cours des quatre prochaines années jusqu'en 2021, à condition que certains critères de rendement soient respectés.

20. 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 2015	233	165	398
Passifs contractés	11	12	23
Passifs réglés	(23)	(36)	(59)
Désactualisation	19	1	20
Révisions des flux de trésorerie estimés	12	5	17
Révisions des taux d'actualisation	44	—	44
Reprises	—	(96)	(96)
Variation des taux de change	(3)	(1)	(4)
Solde au 31 décembre 2016	293	50	343
Passifs contractés	3	19	22
Passifs réglés	(19)	(31)	(50)
Passifs cédés ¹	(8)	—	(8)
Désactualisation	23	—	23
Révisions des flux de trésorerie estimés ²	41	1	42
Révisions des taux d'actualisation ²	110	—	110
Reprises	—	(4)	(4)
Variation des taux de change	(6)	(2)	(8)
Solde au 31 décembre 2017	437	33	470

¹ Concernent la cession de la centrale de Solomon et la vente de l'installation éolienne de Wintering Hills.

² En 2017, conformément à l'entente d'élimination du charbon (voir la note 4 H)), les taux d'actualisation utilisés pour la provision pour frais de démantèlement des activités minières et de centrales alimentées au charbon au Canada sont passés à des taux allant de 5 à 15 ans. L'utilisation de taux d'actualisation inférieurs, à plus court terme, a entraîné l'augmentation des passifs correspondants. En moyenne, ces taux ont diminué d'environ 1,60 % à 2,10 %. En outre, le montant et le moment des sorties de fonds de certaines centrales alimentées au charbon et d'activités minières au Canada ont également été revus, entraînant une augmentation des passifs correspondants.

	Démantèlement et remise en état	Divers	Total
Solde au 31 décembre 2016	293	50	343
Partie courante	27	12	39
Partie non courante	266	38	304
Solde au 31 décembre 2017	437	33	470
Partie courante	40	27	67
Partie non courante	397	6	403

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 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour s'acquitter de ces coûts qui seront engagés entre 2018 et 2073. La grande partie des coûts sera engagée entre 2020 et 2050. Au 31 décembre 2017, la Société avait fourni un cautionnement de 139 millions de dollars américains (139 millions de dollars américains en 2016) pour soutenir ses obligations futures liées au démantèlement à la mine de charbon de Centralia. Au 31 décembre 2017, la Société avait fourni des lettres de crédit d'un montant de 120 millions de dollars (117 millions de dollars en 2016) à titre de soutien des obligations futures liées au démantèlement de la mine de l'Alberta. Certaines des installations adjacentes à des activités minières n'ont comptabilisé aucune obligation liée au démantèlement en raison du fait que les obligations associées à ces installations ne peuvent être déterminées à l'heure actuelle.

B. Autres provisions

Les autres provisions comprennent un montant lié à la tranche des engagements à prix fixe de la Société en vertu de plusieurs contrats de transport garantis de gaz naturel se rapportant à du transport qui ne devrait pas avoir lieu et à des locaux loués inoccupés. Par conséquent, les coûts inévitables pour satisfaire à ces obligations sont supérieurs aux avantages économiques attendus des contrats. Les contrats prennent fin en 2023.

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.

En 2015, la Société a comptabilisé un ajustement significatif au titre des autres provisions, relativement à la demande de dispense pour force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keepphills. Toutefois, la dispense a été accordée à la Société le 18 novembre 2016, de sorte qu'une provision d'environ 94 millions de dollars a été reprise au dernier trimestre de 2016, comme il est expliqué à la note 4 I).

21. Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement

A. Facilités de crédit, dette et lettres de crédit

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre	2017			2016		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	27	27	2,8 %	—	—	— %
Débiteures	1 046	1 051	6,0 %	1 045	1 051	6,0 %
Billets de premier rang ³	1 499	1 510	6,0 %	2 151	2 158	5,0 %
Dette sans recours ⁴	1 022	1 032	4,3 %	1 038	1 048	4,5 %
Divers ⁵	44	44	9,2 %	54	54	9,2 %
	3 638	3 664		4 288	4 311	
Obligations au titre des contrats de location-financement	69			73		
	3 707			4 361		
Moins : tranche courante de la dette à long terme	(729)			(623)		
Moins : partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	(18)			(16)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	(747)			(639)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	2 960			3 722		

1 L'intérêt est calculé à un taux moyen pondéré en fonction de l'encours du capital 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 1,2 milliard de dollars américains au 31 décembre 2017 (1,6 milliard de dollars américains au 31 décembre 2016).

4 Inclut 27 millions de dollars américains au 31 décembre 2017 (53 millions de dollars américains au 31 décembre 2016).

5 Inclut 24 millions de dollars américains au 31 décembre 2017 (29 millions de dollars américains au 31 décembre 2016) au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

Les facilités de crédit comprennent la facilité de crédit bancaire consortiale consentie de 1 milliard de dollars de la Société, la facilité de crédit consortiale consentie de 0,5 milliard de dollars de TransAlta Renewables, et les facilités de crédit bilatérales consenties de 200 millions de dollars américains et de 240 millions de dollars de la Société. Ces facilités viennent à échéance respectivement en 2021, 2021, 2020 et 2019. Les facilités bancaires consortiales consenties totalisant 1,5 milliard de dollars (1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2016) 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 2017 :

- TransAlta Renewables a conclu une entente de crédit consortiale lui donnant accès à une facilité de crédit consentie totalisant 0,5 milliard de dollars. L'entente est pleinement consentie pour quatre ans et vient à échéance en 2021. 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. La facilité est assujettie à diverses clauses restrictives et restrictions courantes qui visent à maintenir l'accès aux engagements de financement. Parallèlement à la nouvelle entente de crédit, la facilité de crédit de 350 millions de dollars consentie par TransAlta a été annulée. Les liquidités consolidées de la Société sont demeurées inchangées, étant donné que la facilité de crédit de la Société a diminué de 0,5 milliard de dollars pour s'établir à un total de 1,0 milliard de dollars, alors que la facilité de TransAlta Renewables a augmenté pour s'établir à un total de 0,5 milliard de dollars.
- La Société a prolongé d'un an sa facilité de crédit consortiale consentie renouvelable de quatre ans de 1,0 milliard de dollars et trois facilités de crédit bilatérales respectivement jusqu'en 2021 et 2019, les principales modalités et clauses restrictives demeurant inchangées.

En 2016, la Société a :

- remboursé le solde des facilités de crédit grâce à une combinaison de flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et d'un produit en trésorerie net de 173 millions de dollars tiré de la vente de la participation financière dans les actifs canadiens, qui a été conclue le 6 janvier 2016 (note 4);
- prolongé d'un an la facilité de crédit consortiale consentie renouvelable de quatre ans de 1,5 milliard de dollars et trois facilités de crédit bilatérales respectivement jusqu'en 2020 et 2018, les principales modalités et clauses restrictives demeurant inchangées;
- prolongé jusqu'en 2020 la facilité de crédit bilatérale de quatre ans de 200 millions de dollars américains. Le montant disponible a été ramené de 300 millions de dollars américains à 200 millions de dollars américains. Les principales modalités et clauses restrictives demeurent inchangées.

La Société dispose de facilités de crédit consenties totalisant 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2016), y compris la facilité de crédit de TransAlta Renewables de 500 millions de dollars. Au total, un montant de 1,4 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2016) n'a pas été prélevé. Au 31 décembre 2017, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2016), composé d'emprunts réels de néant (néant en 2016) et de lettres de crédit de 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2016). La Société respecte les modalités des facilités de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 1,4 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, la Société dispose de 314 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

Les débetures portent intérêt à des taux fixes s'échelonnant de 5,0 % à 7,3 % et viennent à échéance de 2019 à 2030.

Les billets de premier rang portent intérêt à des taux allant de 4,5 % à 6,9 % et viennent à échéance de 2018 à 2040.

Au cours de l'exercice de 2017, le billet de premier rang à 1,90 % de 400 millions de dollars américains de la Société est arrivé à échéance et a été remboursé au moyen des liquidités existantes. Le remboursement était couvert par un swap de devises. L'obligation avait une valeur à l'échéance de 434 millions de dollars.

Un montant de 480 millions de dollars américains (630 millions de dollars américains en 2016) 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 est composée d'obligations et de débetures qui viennent à échéance de 2023 à 2033 et portent intérêt à des taux allant de 2,95 % à 5,36 %.

Le 2 octobre 2017, TransAlta Renewables a réalisé un placement d'obligations sans recours de 260 millions de dollars, par voie de placement privé. Parallèlement, le 12 octobre 2017, la Société a racheté par anticipation des débentures sans recours de CHD pour une valeur nominale de 191 millions de dollars. Se reporter à la note 4 F) pour en savoir plus.

En 2016 :

- La débenture sans recours à 5,69 % de 27 millions de dollars de la Société est arrivée à échéance et a été payée au moyen des liquidités existantes.
- New Richmond Wind L.P., filiale de la Société, a émis une obligation sans recours d'un montant de 159 millions de dollars qui porte intérêt à 3,963 %, le capital et les intérêts étant payables semestriellement, et arrive à échéance le 30 juin 2032 (voir la note 4 M)).
- La Société a versé un paiement semestriel prévu de 4 millions de dollars sur le capital de l'obligation de New Richmond Wind L.P.
- La Société a versé des paiements semestriels prévus d'environ 35 millions de dollars sur le capital de l'obligation de Melancthon-Wolfe Wind L.P.
- TAPC Holdings LP, filiale de la Société, a émis une obligation sans recours d'un montant de 202,5 millions de dollars qui porte intérêt à un taux variable correspondant au taux CDOR majoré de 395 points de base, le capital et les intérêts étant payables trimestriellement, et arrive à échéance le 31 décembre 2030 (voir la note 4 J)).
- La Société a racheté par anticipation des obligations sans recours de 10 millions de dollars, ce qui a donné lieu à une perte de 1 million de dollars comptabilisée dans la charge d'intérêts.

Le poste Divers est constitué d'une obligation liée à un emprunt commercial non garantie qui porte intérêt à 5,9 % et arrive à échéance en 2023. Cet emprunt exige des paiements annuels de capital et d'intérêts, et le financement donnant droit à des avantages fiscaux pris en charge dans le cadre de l'acquisition du parc éolien Lakeswind (voir la note 4 P)).

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 2017, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

B. Restrictions relatives à la dette sans recours

Les obligations sans recours des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe, de la centrale de Pingston et de TAPC Holdings LP, du parc éolien de New Richmond, de KHWLP et de Mass Solar totalisant 1 022 millions de dollars (845 millions de dollars au 31 décembre 2016) sont assujetties à des conditions financières et aux clauses restrictives habituelles 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 quatrième trimestre. Toutefois, les fonds de ces entités qui se sont accumulés depuis le test du quatrième 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 2018. Au 31 décembre 2017, un montant de 35 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2016) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

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. Au 31 décembre 2017, la Société a choisi d'utiliser des lettres de crédit. Toutefois, au 31 décembre 2017, un montant de 1 million de dollars en trésorerie a été déposé dans certains comptes de réserve qui ne permettent pas l'utilisation de lettre de crédit et n'était pas disponible pour une utilisation à des fins générales.

C. Garantie

Des dettes sans recours totalisant 848 millions de dollars (644 millions de dollars au 31 décembre 2016) 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 certaines installations de production d'énergies renouvelables dont la valeur comptable totale s'élève à 1 107 millions de dollars au 31 décembre 2017 (956 millions de dollars au 31 décembre 2016). Au 31 décembre 2017, une obligation sans recours d'environ 174 millions de dollars (201 millions de dollars au 31 décembre 2016) était garantie par une charge de premier rang sur les capitaux propres de l'émetteur qui a émis l'obligation sans recours.

D. Remboursements de capital

	2018	2019	2020	2021	2022	2023 et par la suite	Total
Remboursements de capital ¹	730	469	472	100	581	1 312	3 664

¹ Excluent l'incidence des instruments dérivés.

E. Liquidités soumises à restrictions

La Société détient 30 millions de dollars tirés du produit du financement du projet de KHWLP dans un compte de réserve pour la construction. Le produit sera libéré du compte de réserve pour la construction sous réserve du respect de certaines modalités, notamment la mise en service de l'unité 3 dans le cadre du projet d'expansion du parc éolien de Kent Hills.

F. Obligations au titre des contrats de location-financement

Les montants à payer pour les actifs miniers et d'autres contrats de location-financement se présentent comme suit :

Aux 31 décembre	2017		2016	
	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location
Moins de un an	20	20	19	19
De deux ans à cinq ans inclusivement	43	38	44	39
Plus de cinq ans	15	11	21	15
	78	69	84	73
Déduire : coût financier	9	—	11	—
Total des obligations au titre des contrats de location-financement	69	69	73	73
Compris dans les états de la situation financière consolidés :				
Partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	18		16	
Partie non courante des obligations au titre des contrats de location-financement	51		57	
	69		73	

G. 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 sa facilité de lettre de crédit non consentie 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 2017 totalisaient 677 millions de dollars (566 millions de dollars en 2016) et aucun montant (néant en 2016) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements.

22. 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	2017	2016
Obligations au titre des prestations définies (note 27)	235	208
Produits différés tirés du charbon	60	62
Primes à long terme (note 26)	16	14
Divers	48	46
Total	359	330

Les produits différés tirés du charbon se composent de montants reçus du partenaire de l'entreprise commune de l'unité 3 de la centrale de Keepphills de la Société, pour les livraisons futures de charbon. Ces montants sont amortis par imputation aux produits sur la durée de l'entente d'approvisionnement en charbon depuis le démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keepphills le 1^{er} septembre 2011.

Le poste Divers comprend un remboursement de 9 millions de dollars (10 millions de dollars en 2016) reçu au titre des coûts du terminal de New Richmond, lequel est amorti par imputation aux produits sur la durée du CAÉ connexe.

23. 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	2017		2016	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de l'exercice	287,9	3 095	284,0	3 077
Émises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions	—	—	3,9	18
	287,9	3 095	287,9	3 095
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionariat des employés	—	(1)	—	(1)
Émises et en circulation à la fin de l'exercice	287,9	3 094	287,9	3 094

B. Régime de droits des actionnaires

La Société a initialement adopté le régime de droits des actionnaires en 1992, qui a été révisé depuis pour s'assurer qu'il était conforme aux pratiques actuelles. Comme prescrit, 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 22 avril 2016. Le principal objectif du régime de droits des actionnaires est d'accorder suffisamment de temps au conseil d'administration pour étudier et élaborer des solutions permettant d'optimiser la valeur pour les actionnaires dans l'éventualité d'une offre publique d'achat visant la Société, et à permettre à chaque actionnaire de participer en toute équité à une telle offre. Lorsqu'un actionnaire acheteur lance une offre d'achat visant 20 % ou plus des actions ordinaires de la Société, autrement que dans le cadre d'une offre permise comme définie dans le régime de droits des actionnaires ou lorsque l'offre est présentée à tous les actionnaires au moyen d'une note d'information, les droits attribués en vertu du régime de droits des actionnaires peuvent être exercés par tous les actionnaires, sauf l'actionnaire acheteur. Chaque droit autorise l'actionnaire autre que l'actionnaire acheteur à acquérir des actions ordinaires supplémentaires évaluées à 200 \$ contre une somme de 100 \$.

C. Régime Dividende Bonifié^{MC} réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires (le «régime»)

Le 21 février 2012, la Société a ajouté une composante Dividende Bonifié^{MC} à son régime existant de réinvestissement des dividendes. Le régime modifié et mis à jour offre aux actionnaires admissibles deux options, soit i) de réinvestir leurs dividendes à un escompte actuel de 3 % par rapport au cours moyen du marché dans le cadre de l'achat de nouvelles actions de la Société (composante réinvestissement des dividendes), ou ii) de recevoir une prime en trésorerie équivalant à 102 % des dividendes réinvestis (composante Dividende Bonifié^{MC}).

La Société a suspendu la composante Dividende Bonifié^{MC} du régime après le versement du dividende trimestriel le 1^{er} juillet 2013. Le régime de réinvestissement des dividendes et d'achat facultatif d'actions ordinaires de la Société, soit les composantes distinctes du régime, est demeuré en vigueur conformément aux conditions actuelles. Le 14 janvier 2016, la Société a annoncé qu'elle suspendait le Régime Dividende Bonifié^{MC}, réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires dans le but de freiner la dilution pour les actionnaires.

Le 1^{er} janvier 2016, 3,9 millions d'actions ordinaires ont été émises à l'égard des dividendes réinvestis.

D. Résultat par action

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(190)	117	(24)
Nombre moyen pondéré de base et dilué d'actions ordinaires, en circulation (en millions)	288	288	280
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,66)	0,41	(0,09)

E. Dividendes

Le 14 janvier 2016, la Société a annoncé la modification de son dividende annuel, qui passe de 0,72 \$ à 0,16 \$ dans le cadre d'un plan visant à maximiser la souplesse financière de la Société à long terme.

Le 30 octobre 2017, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} janvier 2018.

Le 2 février 2018, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2018.

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

24. Actions privilégiées

A. Émises et en circulation

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

Aux 31 décembre	2017		2016	
	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 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.

II. 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.

III. 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 2017.

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 un taux de dividende fixe annualisé de 2,539 %, et le taux sera rajusté trimestriellement.

IV. 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 d'administration. 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 d'administration, 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 2017 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	0,67725	31 mars 2021	2,03	B
B	Taux variable	0,7255	31 mars 2021	2,03	A
C	Taux fixe	1,00675	30 juin 2022	3,10	D
D	Taux variable	—	—	3,10	C
E	Taux fixe	1,2985	30 sept. 2022	3,65	F
F	Taux variable	—	—	3,65	E
G	Taux fixe	1,325	30 sept. 2019	3,80	H
H	Taux variable	—	—	3,80	G

B. Dividendes

Les tableaux suivants résument les dividendes déclarés sur actions privilégiées en 2017, 2016 et 2015 :

Série	Total des dividendes déclarés (\$)		
	2017	2016	2015
A	5	10	14
B	1	1	—
C	9	16	13
E	8	14	11
G	7	11	8
Total pour l'exercice	30	52	46

Le 2 février 2018, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 31 mars 2018, de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,17889 \$ 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 0,33125 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

25. Cumul des autres éléments du résultat global

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

	2017	2016
Ajustement au titre de l'écart de conversion		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(1)	52
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite du reclassement en résultat net, déduction faite des impôts ¹	(89)	(71)
Profits 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 ²	64	18
Solde aux 31 décembre	(26)	(1)
Couvertures de flux de trésorerie		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	456	350
Profits 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 ³	106	106
Solde aux 31 décembre	562	456
Avantages du personnel		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(38)	(46)
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ⁴	(6)	8
Solde aux 31 décembre	(44)	(38)
Divers		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(18)	(3)
Changement de propriété de TransAlta Renewables	4	—
Participations intersociétés disponibles à la vente	11	(15)
Solde aux 31 décembre	(3)	(18)
Cumul des autres éléments du résultat global	489	399

¹ Déduction faite de l'impôt sur le résultat de 11 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (11 millions de dollars en 2016).

² Déduction faite de l'impôt sur le résultat de 4 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (5 millions de dollars en 2016).

³ Déduction faite de l'impôt sur le résultat de 108 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (51 millions de dollars en 2016).

⁴ Déduction faite de l'impôt sur le résultat de 4 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (4 millions de dollars en 2016).

26. 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 trois cibles de performance : croissance des fonds provenant des activités d'exploitation par action, croissance des flux de trésorerie disponibles par action et croissance du rendement total pour les actionnaires de la Société par rapport à l'indice composé S&P/TSX. Les unités d'actions incessibles sont assujetties à une exigence d'acquisition en bloc des droits y rattachés après trois ans. Les unités d'actions axées sur la performance et 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. Le comité des ressources humaines du conseil d'administration 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. La charge liée à ce régime est comptabilisée au cours de la période d'acquisition des droits, et un montant à payer correspondant est comptabilisé dans les passifs. Le passif est évalué chaque date de clôture au moyen du cours de clôture des actions ordinaires de la Société à la Bourse de Toronto.

La charge de rémunération avant impôts relative aux unités d'actions axées sur la performance et aux unités d'actions incessibles en 2017 s'est élevée à 15 millions de dollars (17 millions de dollars en 2016 et reprise de 3 millions de dollars en 2015), 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 d'administration 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 2017 (3 millions de dollars en 2016 et reprise de 2 millions de dollars en 2015).

C. Régimes d'options sur actions

La Société est autorisée à attribuer des options pour acheter jusqu'à 13 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 mars 2017, la Société a attribué aux membres de la haute direction 0,7 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice de 7,25 \$ et dont les droits s'acquièrent après une période de trois ans. Ces options viennent à échéance sept ans après leur attribution. En février 2016, la Société a attribué aux membres de la haute direction 1,1 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice de 5,93 \$ et dont les droits s'acquièrent après une période de trois ans. Ces options viennent à échéance sept ans après leur attribution. La charge comptabilisée au titre de ces attributions en 2017 s'est chiffrée à environ 1 million de dollars (moins de 1 million de dollars en 2016).

Le total des options en cours et des options pouvant être exercées en vertu de ces régimes d'options sur actions au 31 décembre 2017 est présenté dans le tableau qui suit :

Options en cours et pouvant être exercées

Fourchette des prix d'exercice (\$ par action)	Nombre d'options au 31 décembre 2017	Durée contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$ par action)
5,00 - 8,00	1,9	5,6	6,46
22,00 - 30,00 ¹	0,5	2,1	23,60
31,00 - 48,00 ¹	0,5	0,1	34,35
5,00 - 48,00	2,9	4,0	14,26

¹ Options pouvant être exercées actuellement.

D. Régime d'actionnariat des employés

Aux termes du régime d'actionnariat des employés, la Société a offert aux employés sous l'échelon de dirigeant des prêts sans intérêt (jusqu'à concurrence de 30 % du salaire de base), remboursables sur une période de trois ans par prélèvements sur le salaire. Les dirigeants n'étaient pas admissibles à ce régime en vertu de la loi Sarbanes-Oxley. Un agent a acheté, au nom des employés, des actions ordinaires sur le marché libre à un prix égal au cours des actions à la date d'achat. La vente de ces actions par les employés a été traitée de la même façon. Au 31 décembre 2017, le montant à recevoir des employés en vertu de ce régime totalisait moins de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2016).

Le 14 janvier 2016, la Société a suspendu son régime d'actionnariat des employés.

27. 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 au 31 décembre 2010; par conséquent, plus aucune prestation future n'est 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 2017. 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 2016. La date d'évaluation utilisée pour déterminer la juste valeur des actifs des régimes et la valeur actuelle de l'obligation au titre des prestations définies est le 31 décembre 2017.

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 2017, la Société a émis une lettre de crédit de 77 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 2016 et au 1^{er} janvier 2017. La date d'évaluation pour calculer l'obligation au titre des deux régimes a été le 31 décembre 2017.

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 d'autres avantages postérieurs à l'emploi se présentent comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2017	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	20	3	1	24
Intérêts sur les actifs des régimes	(15)	—	—	(15)
Charge au titre de la composante à prestations définies	14	5	2	21
Charge au titre de la composante à cotisations définies	11	—	—	11
Charge nette	25	5	2	32

Exercice clos le 31 décembre 2016	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	7	2	2	11
Frais d'administration	2	—	—	2
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	21	3	1	25
Intérêts sur les actifs des régimes	(16)	—	—	(16)
Charge au titre de la composante à prestations définies	14	5	3	22
Charge au titre de la composante à cotisations définies	15	—	—	15
Charge nette	29	5	3	37

Exercice clos le 31 décembre 2015

	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	7	2	2	11
Frais d'administration	2	—	—	2
Coût financier des obligations au titre des prestations définies	21	3	1	25
Intérêts sur les actifs des régimes	(16)	—	—	(16)
Profit au titre des compressions et des modifications des régimes ¹	—	(5)	(3)	(8)
Charge au titre de la composante à prestations définies	14	—	—	14
Charge au titre de la composante à cotisations définies	21	—	—	21
Charge nette	35	—	—	35

¹ A trait à la réduction du nombre d'employés dans le cadre de l'initiative de restructuration décrite à la note 4 S).

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 :

Au 31 décembre 2017	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Juste valeur des actifs des régimes	416	12	—	428
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(561)	(87)	(27)	(675)
Situation de capitalisation – déficit	(145)	(75)	(27)	(247)
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(4)	(6)	(2)	(12)
Autres passifs non courants	(141)	(69)	(25)	(235)
Total des montants comptabilisés	(145)	(75)	(27)	(247)

Au 31 décembre 2016	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Juste valeur des actifs des régimes	423	10	—	433
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies	(554)	(82)	(27)	(663)
Situation de capitalisation – déficit	(131)	(72)	(27)	(230)
Montants comptabilisés dans les états financiers consolidés :				
Charges à payer courantes	(15)	(6)	(1)	(22)
Autres passifs non courants	(116)	(66)	(26)	(208)
Total des montants comptabilisés	(131)	(72)	(27)	(230)

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 2015	429	9	—	438
Intérêts sur les actifs des régimes	16	—	—	16
Rendement net des actifs des régimes	10	—	—	10
Cotisations	11	6	1	18
Prestations versées	(40)	(5)	(1)	(46)
Frais d'administration	(2)	—	—	(2)
Effet de la conversion sur les régimes américains	(1)	—	—	(1)
Au 31 décembre 2016	423	10	—	433
Intérêts sur les actifs des régimes	15	—	—	15
Rendement net des actifs des régimes	26	—	—	26
Cotisations	6	6	—	12
Prestations versées	(51)	(4)	—	(55)
Frais d'administration	(2)	—	—	(2)
Effet de la conversion sur les régimes américains	(1)	—	—	(1)
Au 31 décembre 2017	416	12	—	428

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 2017	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
Titres de capitaux propres				
Canada	–	76	–	76
États-Unis	–	31	–	31
International	–	118	–	118
Privé	–	–	1	1
Obligations				
AAA	–	43	–	43
AA	–	71	–	71
A	–	44	–	44
BBB	1	25	–	26
Inférieur à BBB	–	5	–	5
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	(1)	14	–	13
Total	–	427	1	428
<hr/>				
Exercice clos le 31 décembre 2016	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total
Titres de capitaux propres				
Canada	–	76	–	76
États-Unis	–	30	–	30
International	–	120	–	120
Privé	–	–	2	2
Obligations				
AAA	–	47	–	47
AA	–	58	–	58
A	–	55	–	55
BBB	1	22	–	23
Inférieur à BBB	–	5	–	5
Marché monétaire et trésorerie et équivalents de trésorerie	3	14	–	17
Total	4	427	2	433

Les actifs des régimes ne comprenaient pas d'actions ordinaires de la Société au 31 décembre 2017 ni au 31 décembre 2016. La Société a imputé 0,1 million de dollars aux régimes agréés à l'égard de services d'administration rendus pendant l'exercice clos le 31 décembre 2017 (0,1 million de dollars en 2016).

E. Obligations au titre des prestations définies

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

	Régimes agrés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2015	566	80	32	678
Coût des services rendus au cours de l'exercice	7	2	2	11
Coût financier	21	3	1	25
Prestations versées	(40)	(5)	(1)	(46)
Profit actuariel découlant des hypothèses démographiques	(1)	—	(4)	(5)
Perte actuarielle découlant des hypothèses financières	2	—	—	2
Profit actuariel (perte actuarielle) découlant des ajustements liés aux résultats passés	—	2	(2)	—
Effet de la conversion sur les régimes américains	(1)	—	(1)	(2)
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2016	554	82	27	663
Coût des services rendus au cours de l'exercice	7	2	1	10
Coût financier	20	3	1	24
Prestations versées	(51)	(4)	—	(55)
Perte actuarielle découlant des hypothèses démographiques	4	1	—	5
Perte actuarielle découlant des hypothèses financières	26	3	—	29
(Profit actuariel) perte actuarielle découlant des ajustements liés aux résultats passés	3	—	(1)	2
Effet de la conversion sur les régimes américains	(2)	—	(1)	(3)
Valeur actualisée des obligations au titre des prestations définies au 31 décembre 2017	561	87	27	675

La durée moyenne pondérée de l'obligation au titre des prestations définies au 31 décembre 2017 est de 14,6 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 2018 s'établissent comme suit :

	Régimes agrés	Régimes complémentaires	Divers	Total
Cotisations de l'employeur prévues	4	6	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 2017			Au 31 décembre 2016		
	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers
Obligations au titre des prestations définies						
Taux d'actualisation	3,3	3,3	3,4	3,7	3,6	3,7
Taux de croissance de la rémunération	2,9	3,0	—	2,9	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé	—	—	7,8 ¹	—	—	7,9 ³
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,0	—	—	4,0
Coût des prestations pour l'exercice						
Taux d'actualisation	3,7	3,6	3,7	3,8	3,8	3,8
Taux de croissance de la rémunération	2,6	3,0	—	3,0	3,0	—
Taux tendanciel hypothétique des coûts des soins de santé						
Croissance des coûts des soins de santé	—	—	7,9 ²	—	—	7,8 ⁴
Croissance des coûts des soins dentaires	—	—	4,0	—	—	4,0
Croissance des primes provinciales des soins de santé	—	—	—	—	—	5,0

1 Prestations antérieures et postérieures à 65 ans : 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.

2 Prestations antérieures et postérieures à 65 ans : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2026, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,30 % par année pour atteindre 5 % en 2024 pour les régimes canadiens.

3 Prestations antérieures et postérieures à 65 ans : Réduction graduelle à 4,5 % d'ici 2026, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,30 % par année pour atteindre 5 % en 2024 pour les régimes canadiens.

4 Prestations antérieures et postérieures à 65 ans : Réduction graduelle à 5 % d'ici 2024, et maintien à ce niveau par la suite pour les régimes américains et réduction graduelle de 0,35 % par année pour atteindre 5 % en 2024 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 2017	Régimes canadiens			Régimes américains	
	Régimes agréés	Régimes complémentaires	Divers	Régime de retraite	Divers
Diminution de 1 % du taux d'actualisation	79	12	3	3	1
Hausse de 1 % des échelles salariales	10	1	—	—	—
Hausse de 1 % du taux tendanciel des coûts des soins de santé	—	—	2	—	—
Amélioration de 10 % des taux de mortalité	20	2	—	1	—

28. Partenariats

Au 31 décembre 2017, les partenariats comprenaient ce qui suit :

Entreprises communes	Secteur	Propriété (en %)	Description
Sheerness	Charbon	50	Centrale alimentée au charbon en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 50 %, exploitée par ATCO Power
Unité 3 de la centrale de Genesee	Charbon	50	Centrale alimentée au charbon en Alberta, exploitée par Capital Power Corporation
Unité 3 de la centrale de Keephills	Charbon	50	Centrale alimentée au charbon en Alberta, exploitée par TransAlta
Goldfields Power	Gaz	50	Centrale alimentée au gaz en Australie, exploitée par TransAlta
Fort Saskatchewan	Gaz	60	Centrale de cogénération en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 60 %, exploitée par TransAlta
Fortescue River Gas Pipeline	Gaz	43	Gazoduc en Australie-Occidentale exploité par DBP Development Group
McBride Lake	Énergie éolienne	50	Centrale d'énergie éolienne en Alberta, exploitée par TransAlta
Soderglen	Énergie éolienne	50	Centrale d'énergie éolienne en Alberta, exploitée par TransAlta
Pingston	Hydroélectricité	50	Centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique, exploitée par TransAlta

29. 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	2017	2016	2015
(Utilisation) source de la trésorerie :			
Créances clients	(228)	(23)	(77)
Charges payées d'avance	(75)	5	(3)
Impôts sur le résultat à recevoir	8	(4)	1
Stocks	(7)	11	(9)
Dettes fournisseurs, charges à payer et provisions	186	81	(152)
Impôts sur le résultat à payer	2	3	(2)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(114)	73	(242)

B. Variation des passifs liés aux activités de financement

	Solde au 31 déc. 2016	Flux de trésorerie	Nouveaux contrats de location	Dividendes déclarés	Incidence du change	Divers	Solde au 31 déc. 2017
Dettes à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement	4 361	(545)	14	—	(115)	(8)	3 707
Dividendes à verser (sur actions ordinaires et privilégiées)	54	(86)	—	64	—	2	34
Total des passifs liés aux activités de financement	4 415	(631)	14	64	(115)	(6)	3 741

30. Capital

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

Aux 31 décembre	2017	2016	Augmentation (diminution)
Dette à long terme ¹	3 707	4 361	(654)
Capitaux propres			
Actions ordinaires	3 094	3 094	—
Actions privilégiées	942	942	—
Surplus d'apport	10	9	1
Déficit	(1 209)	(933)	(276)
Cumul des autres éléments du résultat global	489	399	90
Participations ne donnant pas le contrôle	1 059	1 152	(93)
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles ²	(314)	(305)	(9)
Moins : juste valeur positive des instruments de couverture de la dette à long terme ³	(30)	(163)	133
Total du capital	7 748	8 556	(808)

¹ Inclut les obligations au titre des contrats de location-financement, les montants en vertu 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 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 capital, la valeur comptable de la dette connexe ayant augmenté, ou diminué, par suite d'une variation des taux de change.

En 2016 et en 2017, la Société s'est concentrée sur l'obtention de dettes sans recours afin de financer les dettes de la Société arrivant bientôt à échéance. La stratégie globale et les objectifs de gestion du capital de la Société, qui sont demeurés inchangés par rapport au 31 décembre 2016, se présentent comme suit :

A. Conserver une note de crédit de première qualité

La Société exerce des activités liées aux produits de base qui sont capitalistiques et caractérisées par un long cycle. Par conséquent, le maintien d'une note de crédit de première qualité constitue une priorité, car la Société peut avoir ainsi accès aux marchés financiers à des taux d'intérêt raisonnables. Les principales agences de notation évaluent la cote de crédit de TransAlta au moyen de diverses méthodes, notamment des ratios financiers. Ces méthodes et ratios ne sont pas publiquement disponibles. La direction de TransAlta a établi ses propres mesures, ratios et cibles pour gérer le capital de la Société. 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.

La Société a obtenu une note de première qualité de Standard & Poor's (perspectives négatives), DBRS (perspectives stables) et Fitch Ratings (perspectives stables). En décembre 2015, Moody's a abaissé la note de la Société en deçà de la note de première qualité, soit à Ba1 avec perspectives stables. En 2017, Fitch Ratings a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de BBB- de la Société et a changé les perspectives pour les faire passer de négatives à stables, DBRS a modifié la note de crédit des titres de créance non garantis et des billets à moyen terme de la Société, la faisant passer de BBB à BBB (faible), des actions privilégiées de la Société, de Pfd-3 à Pfd-3 (faible), et la note à titre d'émetteur de la Société, de BBB à BBB (faible) (faisant passer les perspectives de négatives à stables), et Standard & Poor's a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de BBB- de la Société, mais a changé les perspectives pour les faire passer de stables à négatives. La Société tient à renforcer sa situation financière et ses ratios de couverture des flux de trésorerie de façon à obtenir des notes de crédit de première qualité stables. Le renforcement de la situation financière de la Société permet 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.

Aux 31 décembre	2017	2016	Cible
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison sur les intérêts ajustés (multiple)	4,3	3,9	4 à 5
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée (%)	20,4	16,3	20 à 25
Dette nette ajustée sur le résultat avant intérêts, impôts et amortissement aux fins de comparaison (multiple)	3,6	3,8	3,0 à 3,5

Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés correspond aux fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison plus l'intérêt sur la dette (déduction faite des intérêts incorporés au coût de l'actif), divisés par les intérêts sur la dette, plus 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées. Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison 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. Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison sur les intérêts ajustés s'est amélioré en 2017 par rapport à celui de 2016. La Société vise à maintenir ce ratio à un multiple de quatre à cinq.

Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée correspond aux fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison moins 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées, divisés par la dette nette (dette courante et non courante plus 50 % des actions privilégiées en circulation, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie disponibles et compte tenu de la juste valeur positive des instruments de couverture de la dette). Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée a augmenté en 2017 par rapport à celui de 2016 en raison d'une hausse des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et d'une baisse de la dette à la suite de remboursements. La Société vise à maintenir ce ratio à un pourcentage allant de 20 % à 25 %.

Le ratio de la dette nette ajustée sur le résultat avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison correspond à la dette nette, divisée par le BAIIA aux fins de comparaison. Le BAIIA aux fins de comparaison 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. Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison s'est amélioré en 2017 par rapport à celui de 2016, en raison d'une baisse du solde de la dette, à la suite de remboursements. La Société vise à maintenir ce ratio à un multiple de 3,0 à 3,5.

À certains moments, les ratios d'évaluation du crédit pourraient se trouver à l'extérieur des fourchettes ciblées déterminées lorsque la Société réaligne sa structure du capital. En 2017, la Société a continué de solidifier sa situation financière et de réduire ses dettes en affectant le produit de la cession des actifs canadiens au remboursement du solde de la facilité de crédit. En 2016, la Société a réduit son dividende à 0,16 \$ l'action ordinaire sur une base annualisée, par rapport à 0,72 \$ précédemment.

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 2017 et 2016, 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	2017	2016	Augmentation (diminution)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	626	744	(118)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	114	(73)	187
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	740	671	69
Dividendes versés sur actions ordinaires	(46)	(69)	23
Dividendes versés sur actions privilégiées	(40)	(42)	2
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(172)	(151)	(21)
Dépenses en immobilisations corporelles ¹	(338)	(358)	20
Rentrées de fonds	144	51	223

¹ Comprend des dépenses d'investissement de croissance liées à la centrale de South Hedland.

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 2017, un montant de 1,4 milliard de dollars au titre des facilités de crédit disponibles de la Société n'avait pas été prélevé (1,4 milliard de dollars en 2016).

Régulièrement, 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. TransAlta se concentre sur le remplacement d'autres dettes avec recours arrivant à échéance par des dettes garanties par des flux de trésorerie contractuels.

31. Transactions entre parties liées

Le tableau ci-dessous donne des précisions sur les principales filiales opérationnelles de la Société au 31 décembre 2017 :

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	64,0	Production et vente d'électricité

Les transactions entre la Société et ses filiales ont été éliminées à la consolidation et ne sont pas présentées.

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 d'administration.

La rémunération des principaux dirigeants se présente comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Rémunération totale	24	20	9
Composée des éléments suivants :			
Avantages du personnel à court terme	14	8	8
Avantages postérieurs à l'emploi	2	2	2
Indemnités de fin de contrat de travail	—	—	1
Paielements fondés sur des actions	8	10	(2)

32. Engagements et éventualités

En plus des engagements présentés ailleurs dans les états financiers, la Société a d'autres engagements contractuels, soit directement ou au moyen de ses participations dans des entreprises communes. Les paiements futurs approximatifs en vertu de ces contrats et ententes se présentent comme suit :

	2018	2019	2020	2021	2022	2023 et par la suite	Total
Contrats de gaz naturel, contrats de transport et autres contrats d'achat	48	7	5	5	4	29	98
Contrats de transport	9	6	6	3	—	—	24
Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière	155	159	161	23	14	96	608
Ententes de service à long terme	108	50	41	31	15	35	280
Contrats de location simple non résiliables ¹	9	9	9	9	9	111	156
Croissance	27	—	—	—	—	—	27
Projet de loi TransAlta Energy	6	6	6	6	6	6	36
Total	362	237	228	77	48	277	1 229

¹ Comprennent des montants aux termes de contrats permanents selon l'hypothèse de la continuité des activités de la Société.

A. Contrats de gaz naturel, contrats de transport et autres contrats d'achat

Plusieurs centrales de la Société ont conclu des contrats d'achat de gaz à prix fixe et de transport connexes. Les autres contrats d'achat ont trait aux engagements portant sur la prestation de biens et de services.

B. Contrats de transport

La Société a conclu plusieurs contrats visant l'achat de la capacité du réseau de transport du nord-ouest du 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 alimentée au charbon 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 2020.

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 ses entreprises communes de Sheerness et de l'unité 3 de la centrale de Genesee et certains autres accords de redevances minières. Certains de ces engagements ont été réduits en raison de l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions des centrales alimentées au charbon, comme l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness.

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 non résiliables

TransAlta a des contrats de location simple en place pour des bâtiments, des véhicules et divers types d'équipement, ainsi que des engagements pour des droits d'eau et droits d'utilisation de pylône de transport.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, un montant de 7 millions de dollars (9 millions de dollars en 2016 et 9 millions de dollars en 2015) a été passé en charges au titre de ces contrats de location simple. Les paiements de sous-location reçus en 2017 et en 2016 ont été inférieurs à 1 million de dollars (inférieurs à 1 million de dollars en 2015). Aucun loyer conditionnel n'a été versé au titre de ces contrats de location simple.

F. Croissance

Les engagements liés à la croissance se rapportent à la construction de l'unité 3 dans le cadre du projet du parc éolien de Kent Hills.

G. Engagements liés au projet de loi TransAlta Energy

Le 30 juillet 2015, la Société a annoncé qu'elle officialisera son engagement d'investir 55 millions de dollars américains sur la durée de vie résiduelle de neuf ans de la centrale alimentée au charbon de Centralia afin de promouvoir l'efficacité énergétique et de soutenir l'expansion économique et le développement de la collectivité ainsi que les initiatives de formation et de recyclage professionnels dans l'État de Washington en renonçant au droit de résiliation de son engagement en fonction du niveau des ventes des contrats de la centrale Centralia. Au 31 décembre 2017, la Société avait financé une tranche d'environ 28 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 et diverses actions judiciaires et procédures réglementaires dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en question et l'existence de garanties 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. Les organismes de réglementation pourraient aussi poser des questions dans le cours normal des affaires, auxquelles la Société répond à mesure qu'elles surviennent.

I. Procédure de règlement sur les pertes en ligne

La Société a été partie à une procédure de règlement sur les pertes en ligne (la «procédure») qui est en cours devant l'AUC. L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement à partir de 2006 les charges liées aux pertes en ligne. L'AUC a donc demandé à l'AESO, entre autres choses, de réaliser les calculs rétroactifs nécessaires. Les différentes décisions de l'AUC peuvent néanmoins être portées en appel et contestées. L'AUC a récemment rendu une décision qui énonce la méthode à utiliser rétroactivement et il est maintenant possible d'estimer rétroactivement le risque total potentiel auquel est exposée la Société relativement aux mégawattheures ne faisant pas l'objet d'un CAÉ. L'exposition maximale estimée est de 15 millions de dollars. Toutefois, si la Société et les autres parties prenantes ont gain de cause en appel relativement aux questions juridiques et de compétence à l'égard de la rétroactivité, le montant à verser sera de néant. Par conséquent, la Société a comptabilisé une provision de 7,5 millions de dollars.

II. Litiges avec FMG

La Société est actuellement partie à un litige avec FMG en raison de la résiliation alléguée du CAÉ de South Hedland. En outre, FMG a retenu un montant d'environ 58,2 millions de dollars australiens, dont un montant de 43 millions de dollars australiens d'impôt applicable au rachat de la centrale de Solomon. TransAlta demande paiement de tous les montants retenus. Elle a donc entamé des procédures visant à recouvrer un montant d'environ 54,1 millions de dollars australiens en déposant et en signifiant un avis et une déclaration le 17 novembre 2017, et a fait une requête en jugement sommaire pour ce montant. L'audience est prévue le 23 mars 2018.

33. Informations sectorielles

A. Description des secteurs à présenter

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

B. Résultat sectoriel et actifs sectoriels présentés

I. Information sur le résultat

Exercice clos le 31 décembre 2017	Charbon – Canada	Charbon – États-Unis	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	999	435	261	135	287	121	69	–	2 307
Combustible et achats d'électricité	585	293	101	14	17	6	–	–	1 016
Marge brute	414	142	160	121	270	115	69	–	1 291
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	192	51	50	31	48	37	24	84	517
Amortissement	317	73	38	37	111	31	2	26	635
Imputations pour dépréciation d'actifs	20	–	–	–	–	–	–	–	20
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	13	4	1	–	8	3	–	1	30
Autres résultats d'exploitation, montant net	(40)	–	(9)	–	–	–	–	–	(49)
Résultats d'exploitation	(88)	14	80	53	103	44	43	(111)	138
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	11	43	–	–	–	–	54
Charge d'intérêts nette									(247)
Perte de change									(1)
Profit à la vente d'actifs et autres									2
Perte avant impôts sur le résultat									(54)

Exercice clos le 31 décembre 2016	Charbon – Canada	Charbon – États-Unis	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	1 048	354	402	119	272	126	76	–	2 397
Combustible et achats d'électricité	451	281	185	20	18	8	–	–	963
Marge brute	597	73	217	99	254	118	76	–	1 434
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	178	54	54	25	52	33	24	69	489
Amortissement	242	61	100	17	119	33	3	26	601
Recouvrement de dépréciation d'actifs	–	–	–	–	28	–	–	–	28
Provision pour frais de restructuration	–	–	–	–	–	–	–	1	1
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	13	4	1	1	8	3	–	1	31
Autres résultats d'exploitation, montant net	(2)	–	(191)	–	(1)	–	–	–	(194)
Résultats d'exploitation	166	(46)	253	56	48	49	49	(97)	478
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	14	52	–	–	–	–	66
Charge d'intérêts nette									(229)
Perte de change									(5)
Profit à la vente d'actifs									4
Résultat avant impôts sur le résultat									314

Exercice clos le 31 décembre 2015	Charbon – Canada	Charbon – États-Unis	Gaz – Canada	Gaz – Australie	Énergie éolienne	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	912	372	454	114	250	116	49	–	2 267
Combustible et achats d'électricité	441	316	204	20	19	8	–	–	1 008
Marge brute	471	56	250	94	231	108	49	–	1 259
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	194	50	67	21	48	29	12	71	492
Amortissement	237	63	75	20	99	25	1	25	545
Reprises de dépréciation d'actifs	–	(2)	–	–	–	–	–	–	(2)
Provision pour frais de restructuration	11	1	1	–	–	–	3	6	22
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	12	3	3	–	7	3	–	1	29
Autres résultats d'exploitation, montant net	(7)	–	–	–	–	(24)	56	–	25
Résultats d'exploitation	24	(59)	104	53	77	75	(23)	(103)	148
Produits tirés des contrats de location-financement	–	–	9	49	–	–	–	–	58
Profit à la vente d'actifs	–	–	262	–	–	–	–	–	262
Charge d'intérêts nette									(251)
Profit de change									4
Résultat avant impôts sur le résultat									221

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, le secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprend des produits des activités ordinaires de 18 millions de dollars (19 millions de dollars en 2016 et 20 millions de dollars en 2015) au titre d'incitatifs reçus en vertu d'un programme du gouvernement du Canada visant des projets de production d'électricité de source éolienne admissibles.

Le 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, est inclus dans les produits des activités ordinaires et s'est établi pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 à 247 millions de dollars (221 millions de dollars en 2016 et 230 millions de dollars en 2015).

II. Principales informations des états de la situation financière consolidés

Au 31 décembre 2017	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Goodwill	—	—	—	—	174	259	30	—	463
Immobilisations corporelles	2 902	370	416	606	1 764	497	1	22	6 578
Immobilisations incorporelles	91	7	3	42	149	3	13	56	364

Au 31 décembre 2016	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Goodwill	—	—	—	—	175	259	30	—	464
Immobilisations corporelles	3 069	428	414	527	1 856	503	2	25	6 824
Immobilisations incorporelles	93	7	4	12	163	3	15	58	355

III. Principales informations des tableaux des flux de trésorerie consolidés

Les ajouts aux actifs non courants se détaillent comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2017	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Acquisitions d'actifs non courants :									
Immobilisations corporelles	116	35	31	114	20	16	—	6	338
Immobilisations incorporelles	5	1	—	29	—	—	—	16	51

Exercice clos le 31 décembre 2016	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Acquisitions d'actifs non courants :									
Immobilisations corporelles	159	15	11	107	16	43	—	7	358
Immobilisations incorporelles	3	1	1	—	—	—	—	16	21

Exercice clos le 31 décembre 2015	Charbon - Canada	Charbon - États-Unis	Gaz - Canada	Gaz - Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydro- électricité	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total
Acquisitions d'actifs non courants :									
Immobilisations corporelles	179	13	19	204	13	43	1	4	476
Immobilisations incorporelles	6	—	—	—	—	—	3	17	26

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

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

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés	635	601	545
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité (note 5)	73	63	59
Perte à la cession d'immobilisations corporelles	–	–	1
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés	708	664	605

C. Information géographique**I. Produits des activités ordinaires**

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Canada	1 663	1 828	1 705
États-Unis	509	450	448
Australie	135	119	114
Total des produits des activités ordinaires	2 307	2 397	2 267

II. Actifs non courants

Aux 31 décembre	Immobilisations corporelles		Immobilisations incorporelles		Autres actifs		Goodwill	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Canada	5 353	5 583	297	315	105	184	417	417
États-Unis	619	714	25	28	43	42	46	47
Australie	606	527	42	12	89	16	–	–
Total	6 578	6 824	364	355	237	242	463	464

D. Client important

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, les ventes à un client ont représenté 28 % (les ventes à deux clients ont représenté respectivement 25 % et 16 % en 2016) du total des produits des activités ordinaires de la Société.

34. Événements postérieurs à la date de clôture

A. Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 1^{er} mars 2018, la Société a annoncé son intention de demander l'approbation de la Bourse de Toronto visant une offre publique de rachat dans le cours normal des activités («OPRA»). Le conseil d'administration a autorisé le rachat d'un nombre maximal de 14 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 5 % du flottant de TransAlta. Aux termes de l'OPRA, les actions devraient être rachetées sur le marché libre à la Bourse de Toronto ainsi que sur d'autres plateformes de négociation canadiennes, au cours en vigueur. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées.

B. Rachat anticipé de billets de premier rang venant à échéance en 2018

Le 2 février 2018, la Société a annoncé le rachat de ses billets de premier rang à 6,65 % de 500 millions de dollars américains en circulation venant à échéance le 15 mai 2018 (les «billets de premier rang»). Les billets de premier rang seront rachetés le 15 mars 2018 à un prix égal au plus élevé des montants suivants : i) la totalité du montant en capital des billets de premier rang ou ii) la somme des valeurs actualisées des paiements restants prévus du capital et des intérêts y afférents, actualisée à la date du remboursement semestriel selon un taux des obligations du Trésor majoré de 45 points de base, prix majoré, dans chaque cas, des intérêts courus y afférents jusqu'à la date du remboursement.

C. Acquisition de deux projets de parc éolien aux États-Unis

Le 20 février 2018, TransAlta Renewables a annoncé avoir conclu une entente visant l'acquisition de deux projets prêts à construire dans le nord-est des États-Unis.

Les projets de parc éolien consistent en : i) un projet de 90 MW situé en Pennsylvanie faisant l'objet d'un CAÉ de 15 ans et ii) un projet de 29 MW situé au New Hampshire faisant l'objet de deux CAÉ de 20 ans. Les trois contreparties détiennent des notes attribuées par Standard & Poor's d'au moins A+.

Le total des coûts des deux projets est estimé à 240 millions de dollars américains, dont une partie de 70 % sera financée en 2018 et la partie résiduelle en 2019. La date de début des activités commerciales de ces deux projets est prévue pour le deuxième semestre de 2019.

TransAlta Renewables financera les coûts d'acquisition et de construction au moyen de liquidités existantes et d'avantages fiscaux.

Annexe 1

(non audités)

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 2017 :

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

0,57 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.