



TransAlta Corporation

Rapport de gestion

31 décembre 2014

Tableau récapitulatif des centrales

Au 31 janvier 2015	Installation	Capacité (MW) ¹	Propriété (%)	Capacité détenue nette (MW) ^{1,2}	Combustible	Source de produits	Date d'expiration du contrat	
Ouest du Canada 39 installations	Sundance, AB ³	2 141	100 %	2 141	Charbon	CAÉ ⁴ /capacité marchande ⁵ de l'Alberta	2017-2020	
	Keephills, AB	790	100 %	790	Charbon	CAÉ/capacité marchande ⁶ de l'Alberta	2020	
	unité 3 de Genesee, AB	466	50 %	233	Charbon	Capacité marchande	-	
	unité 3 de Keephills, AB	463	50 %	232	Charbon	Capacité marchande	-	
	Sheerness, AB	780	25 %	195	Charbon	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Poplar Creek, AB	356	100 %	356	Gaz	CLT ⁷ /capacité marchande	2023	
	Fort Saskatchewan, AB	118	30 %	35	Gaz	CLT	2019	
	Brazeau, AB	355	100 %	355	Énergie hydroélectrique	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Big Horn, AB	120	100 %	120	Énergie hydroélectrique	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Spray, AB	103	100 %	103	Énergie hydroélectrique	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Ghost, AB	51	100 %	51	Énergie hydroélectrique	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Rundle, AB	50	100 %	50	Énergie hydroélectrique	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Cascade, AB	36	100 %	36	Énergie hydroélectrique	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Kananaskis, AB	19	100 %	19	Énergie hydroélectrique	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Bearspaw, AB	17	100 %	17	Énergie hydroélectrique	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Pocaterra, AB	15	100 %	15	Énergie hydroélectrique	Capacité marchande	-	
	Horseshoe, AB	14	100 %	14	Énergie hydroélectrique	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Barrier, AB	13	100 %	13	Énergie hydroélectrique	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Taylor, AB	13	100 %	13	Énergie hydroélectrique	Capacité marchande	-	
	Interlakes, AB	5	100 %	5	Énergie hydroélectrique	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Belly River, AB	3	100 %	3	Énergie hydroélectrique	Capacité marchande	-	
	Three Sisters, AB	3	100 %	3	Énergie hydroélectrique	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Waterton, AB	3	100 %	3	Énergie hydroélectrique	Capacité marchande	-	
	St. Mary, AB	2	100 %	2	Énergie hydroélectrique	Capacité marchande	-	
	Upper Mamquam, BC	25	100 %	25	Énergie hydroélectrique	CLT	2025	
	Pingston, BC	45	50 %	23	Énergie hydroélectrique	CLT	2023	
	Bone Creek, BC	19	100 %	19	Énergie hydroélectrique	CLT	2031	
	Akolkolex, BC	10	100 %	10	Énergie hydroélectrique	CLT	2015	
	unité 1 de Summerview, AB	70	100 %	70	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	unité 2 de Summerview, AB	66	100 %	66	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	Ardenville, AB	69	100 %	69	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	Blue Trail, AB	66	100 %	66	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	Castle River, AB ⁸	44	100 %	44	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	McBride Lake, AB	75	50 %	38	Énergie éolienne	CLT	2024	
	Soderghen, AB	71	50 %	35	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	Cowley Ridge, AB	16	100 %	16	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	Cowley North, AB	20	100 %	20	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	Sinnott, AB	7	100 %	7	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	MacLeod Flats, AB	3	100 %	3	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
Total Ouest du Canada		6 541		5 313				
Est du Canada 16 installations	Sarnia, ON	506	100 %	506	Gaz	CLT	2022-2025	
	Mississauga, ON	108	50 %	54	Gaz	CLT	2018	
	Ottawa, ON	74	50 %	37	Gaz	CLT	2017-2033	
	Windsor, ON	68	50 %	34	Gaz	CLT/capacité marchande	2016	
	Ragged Chute, ON	7	100 %	7	Énergie hydroélectrique	CLT	2029	
	Misema, ON	3	100 %	3	Énergie hydroélectrique	CLT	2027	
	Galetta, ON	2	100 %	2	Énergie hydroélectrique	CLT	2030	
	Appleton, ON	1	100 %	1	Énergie hydroélectrique	CLT	2030	
	Moose Rapids, ON	1	100 %	1	Énergie hydroélectrique	CLT	2030	
	Wolfe Island, ON	198	100 %	198	Énergie éolienne	CLT	2029	
	Melancthon, ON ⁹	200	100 %	200	Énergie éolienne	CLT	2026-2028	
	Le Nordais, QC	99	100 %	99	Énergie éolienne	CLT	2033	
	Kent Hills, NB ⁹	150	83 %	125	Énergie éolienne	CLT	2033-2035	
	New Richmond, QC	68	100 %	68	Énergie éolienne	CLT	2033	
	Total Est du Canada		1 484		1 334			
	États-Unis 3 installations	Centralia, WA	1 340	100 %	1 340	Charbon	CLT/capacité marchande	2025
parc éolien du Wyoming, WA		144	100 %	144	Énergie éolienne	CLT	2028	
Skookumchuck, WA		1	100 %	1	Énergie hydroélectrique	CLT	2020	
Total États-Unis		1 485		1 485				
Australie 6 installations	Parkeston, WA	110	50 %	55	Gaz	CLT	2016	
	Southern Cross, WA ¹⁰	245	100 %	245	Gaz/diesel	CLT	2023	
	Centrale de Solomon	125	100 %	125	Gaz/diesel	CLT	2028	
	South Hedland ¹¹	150	100 %	150	Gaz/diesel	CLT	2042	
Total Australie		630		575				
Total		10 140		8 707				

1 Les mégawatts sont arrondis au nombre entier le plus près; par conséquent, la somme des colonnes peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.
2 Tient compte de la totalité des actifs de TransAlta Renewables.
3 Comprend un accroissement de la capacité nominale de 15 MW à l'unité 3 de la centrale de Sundance; l'augmentation de la capacité en résultant ne sera pas réalisée tant que le stator ne sera pas remplacé.
4 CAÉ correspond à contrat d'achat d'électricité.
5 La capacité marchande renvoie à un accroissement de la capacité nominale à l'unité 4 (53 MW), à l'unité 5 (53 MW) et à l'unité 6 (44 MW).

6 La capacité marchande renvoie à un accroissement de la capacité nominale à l'unité 1 (12 MW) et à l'unité 2 (12 MW).
7 CLT correspond à contrat à long terme.
8 Comprend sept turbines individuelles à d'autres emplacements.
9 Comprend deux installations.
10 Comprend quatre installations.
11 La centrale est en cours de construction et la mise en service est prévue pour le milieu de 2017.

Rapport de gestion

Table des matières

Mesures non conformes aux IFRS	3	Situation de trésorerie et sources de financement	36
Énoncés prospectifs	3	Entités structurées non consolidées ou arrangements	42
Faits saillants	5	Changements climatiques et environnement	42
Contexte d'affaires	12	Perspectives financières pour 2015	44
Stratégie et capacité de produire des résultats	15	Gestion du risque	48
Événements importants de 2014 et événements postérieurs à la date de clôture	17	Méthodes et estimations comptables critiques	57
Analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison	20	Modifications comptables de l'exercice considéré	62
Autres résultats consolidés	27	Modifications comptables futures	63
Mesures conformes aux IFRS additionnelles	31	Quatrième trimestre	64
Résultats et autres mesures aux fins de comparaison	31	Principales informations trimestrielles	69
Instruments financiers	34	Contrôles et procédures de communication de l'information	70
		Glossaire de termes clés	71

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés audités annuels de 2014 et notre notice annuelle de 2015 pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. Nos états financiers consolidés ont été préparés selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur le 31 décembre 2014. Tous les montants présentés dans le rapport de gestion qui suit, y compris les tableaux, sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 18 février 2015. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation («TransAlta», «nous», «notre», «nos» ou la «Société»), y compris la notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov, et sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com.

Mesures non conformes aux IFRS

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Certaines des mesures financières qui sont analysées dans le présent rapport de gestion ne sont pas définies selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément, comme une mesure de remplacement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation établis selon les IFRS ou comme une mesure plus significative de ceux-ci, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs et ne doivent pas être utilisées isolément ou en remplacement de mesures établies selon les IFRS. Voir les rubriques «Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison», et «Résultats et autres mesures aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion, les documents intégrés par renvoi ainsi que d'autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs») au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables. Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos croyances ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «prévoir», «avoir l'intention de», «planifier», «projeter», «s'attendre à», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement futur et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que nos résultats réels diffèrent de manière importante des résultats envisagés.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs ayant trait à nos activités et au rendement financier futur attendu, à la mise en œuvre réussie de nos projets de croissance, au calendrier, à l'achèvement et à la mise en service de projets en cours, y compris des projets d'envergure, tels que le projet d'électricité de South Hedland, et leurs coûts connexes; les attentes quant aux mesures que prendra l'Alberta Electric System Operator («AESO») pour résoudre les problèmes liés aux contraintes régionales du réseau du système de transport de l'Alberta; les dépenses engagées dans la croissance et des projets d'investissement de maintien et de productivité; les attentes en matière de coûts d'exploitation, de dépenses d'investissement et de coûts d'entretien, et la variabilité de ces coûts, y compris les attentes à l'égard des économies de coûts qui devraient découler de l'entente visant des travaux d'entretien d'envergure conclue avec Alstom; l'incidence de certaines couvertures sur le résultat et les flux de trésorerie futurs; les attentes relatives au résultat futur et aux flux de trésorerie futurs liés aux activités d'exploitation et activités contractuelles (y compris les estimations du bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison, des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et des flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison de 2015); les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; les attentes quant à la demande d'électricité à court et à long terme et son incidence sur les prix de l'électricité; l'incidence de la croissance de la charge, de la capacité accrue et des coûts du gaz naturel sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité du secteur Production, de la capacité et de la production; les attentes relatives au rôle que joueront les différentes sources d'énergie pour répondre aux besoins énergétiques futurs; le financement prévu de nos dépenses d'investissement; la réglementation et la législation gouvernementales prévues, leur incidence prévue sur la Société et le calendrier de leur mise en œuvre, ainsi que le coût lié au respect de celles-ci; nos stratégies commerciales et le risque qu'elles comportent; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôts futurs ainsi que le caractère adéquat des provisions pour impôts; les estimations comptables; les taux de croissance prévus sur nos marchés; nos attentes relativement à l'issue des procédures devant l'Alberta Utilities Commission («AUC») ainsi qu'au titre de l'issue des réclamations contractuelles ou réclamations juridiques existantes ou éventuelles, des enquêtes réglementaires et des litiges; les attentes relatives au renouvellement des conventions collectives; les attentes quant à la capacité d'accès aux marchés financiers à des conditions raisonnables; l'incidence estimée des fluctuations de taux d'intérêt et du dollar canadien par rapport au dollar américain et aux autres monnaies étrangères aux emplacements où nous exerçons nos activités; la surveillance de notre exposition au risque de liquidité; les attentes quant à la conjoncture économique mondiale et la plus grande surveillance de la part des investisseurs de notre performance en matière de développement durable; nos pratiques de crédit; l'apport estimé du secteur Commercialisation de l'énergie à la marge brute; et les attentes relatives au rendement des actifs de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») et les projets de vente d'actifs faisant l'objet de contrats à TransAlta Renewables.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : les fluctuations des cours et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires pour produire de l'électricité; notre capacité à conclure des contrats visant la vente de notre production à des prix qui garantiront les rendements prévus; les cadres politiques et réglementaires dans les territoires où nous exerçons des activités; les exigences en matière d'environnement et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant; l'évolution de la conjoncture économique, y compris les fluctuations des taux d'intérêt; les risques d'exploitation liés à nos centrales, notamment les interruptions non planifiées dans nos centrales; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les incidences climatiques; les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau ou en vent nécessaire pour exploiter nos centrales; les catastrophes naturelles ou les catastrophes d'origine humaine; la menace posée par le terrorisme intérieur et les cyberattaques; les pannes de matériel et notre capacité à effectuer ou à faire effectuer les réparations de façon économique ou en temps opportun; la gestion du risque lié aux produits de base; les risques et la concurrence dans le secteur d'activité; les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères et les risques politiques à l'étranger; le besoin de financement supplémentaire; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; la garantie d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; les instances judiciaires, réglementaires et contractuelles impliquant la Société; l'issue des enquêtes et des litiges; la dépendance à l'égard du personnel clé; les questions de relations de travail; les projets de mise en valeur et les acquisitions, y compris les retards dans l'obtention des permis et la construction du projet d'électricité de South Hedland ainsi que dans la construction du gazoduc en Australie; la non-réalisation de projets de vente d'actifs faisant l'objet de contrats à TransAlta Renewables en raison de l'incapacité de convenir des conditions commerciales avec les administrateurs indépendants de TransAlta Renewables, des conditions du marché défavorables ou de l'incapacité d'obtenir les approbations requises des organismes de réglementation, des actionnaires ou de tout autre tiers; et la réception des approbations réglementaires applicables à l'égard des activités existantes et proposées et des initiatives de croissance.

Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gestion du risque» de ce rapport de gestion et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de 2015.

Les lecteurs sont priés d'examiner ces facteurs attentivement dans leur évaluation des énoncés prospectifs et sont avisés de ne pas se fier outre mesure à ceux-ci. Les énoncés prospectifs compris dans le présent rapport de gestion ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les événements projetés pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire. Rien ne garantit que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

Faits saillants

Faits saillants consolidés

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Produits des activités ordinaires	2 623	2 292	2 210
BAlIA aux fins de comparaison ¹	1 036	1 023	1 015
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	141	(71)	(615)
Résultat net aux fins de comparaison attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ¹	68	81	117
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ¹	762	729	788
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	796	765	520
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison ¹	295	295	258
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,52	(0,27)	(2,62)
Résultat net par action aux fins de comparaison ¹	0,25	0,31	0,50
Fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison ¹	2,79	2,76	3,35
Flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison ¹	1,08	1,12	1,10
Dividendes versés par action ordinaire	0,83	1,16	1,16

Aux 31 décembre	2014	2013 ²
Total de l'actif	9 833	9 624
Total des passifs non courants	4 504	5 337

Faits saillants financiers

- Le BAlIA aux fins de comparaison a totalisé 1 036 millions de dollars en 2014 en comparaison de 1 023 millions de dollars en 2013. La disponibilité accrue au titre de l'ensemble de notre portefeuille de production, l'amélioration du rendement de l'exploitation de notre secteur Charbon au Canada et les marges plus élevées que prévu de notre secteur Commercialisation de l'énergie, ainsi qu'une solide stratégie de couverture ont compensé l'incidence de la baisse considérable des prix de l'électricité en Alberta. Les prix en Alberta se sont élevés en moyenne à 49 \$ le mégawattheure («MWh») en 2014 par rapport à 80 \$ le MWh en 2013. La stratégie de l'entreprise, qui consiste à détenir un portefeuille assujéti en grande partie à des contrats, a limité l'incidence des fluctuations de prix.
- Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison pour 2014 ont augmenté de 33 millions de dollars, pour s'établir à 762 millions de dollars, étant donné que les fonds provenant des activités d'exploitation de 2013 excluaient des profits latents plus élevés au titre de réévaluation à la valeur de marché inclus dans le BAlIA.
- Le résultat net aux fins de comparaison attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été de 68 millions de dollars (0,25 \$ par action) en 2014, en comparaison de celui de 81 millions de dollars (0,31 \$ par action) en 2013. La diminution en 2014 découle essentiellement de la diminution de la participation dans TransAlta Renewables par suite du premier appel public à l'épargne sous forme d'actions ordinaires de TransAlta Renewables.
- En 2014, le résultat net présenté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été de 141 millions de dollars (résultat net de 0,52 \$ par action), en regard d'une perte nette de 71 millions de dollars (perte nette de 0,27 \$ par action) en 2013 et d'une perte nette de 615 millions de dollars (perte nette de 2,62 \$ par action) en 2012. L'augmentation en 2014 s'explique principalement par les variations de la valeur de certaines couvertures dont la désignation a été annulée et certaines couvertures économiques établies dans le secteur Charbon aux États-Unis, attribuable à la diminution des prix futurs de l'électricité à la fin de l'exercice et à la perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite en 2013. Le résultat net pour 2013 comprend également un montant de 56 millions de dollars au titre du règlement d'une réclamation relative aux opérations de négociation sur les produits énergétiques en Californie de 2000 à 2001. Les pertes plus élevées subies en 2012 découlaient de la décision de remettre les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance en service et de la perte de valeur comptabilisée dans le secteur Charbon aux États-Unis.

¹ Ces éléments ne sont pas définis selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats et aux flux de trésorerie des périodes antérieures. Voir les rubriques «Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison», «Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison», et «Résultats et autres mesures aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures établies selon les IFRS.

² Compte tenu du reclassement décrit à la rubrique «Modifications comptables de l'exercice considéré» du présent rapport de gestion.

Faits saillants des initiatives stratégiques

Au cours de l'exercice, nous avons continué de déployer d'importants efforts pour accroître notre portefeuille d'actifs faisant l'objet de contrats, améliorer le rendement de l'exploitation et consolider notre situation financière au moyen d'initiatives, notamment les suivantes :

- Autorisation et début de la construction en janvier 2015 d'une centrale alimentée au gaz à cycle combiné de 150 mégawatts («MW») à South Hedland, en Australie-Occidentale, dont nous serons les propriétaires et les exploitants. Le coût de construction du projet est estimé à environ 570 millions de dollars australiens. La centrale, qui est entièrement visée par un contrat, devrait être en service et fournir de l'énergie aux clients au premier semestre de 2017.
- Avec un coentrepreneur, avancement important de la construction du projet de gazoduc de 178 millions de dollars australiens relié à la centrale de Solomon de la Société. Nous détenons une participation de 43 % dans la coentreprise. Le projet se déroule selon l'échéancier et le budget prévus, l'exploitation commerciale étant prévue pour le premier trimestre de 2015.
- Renforcement de notre situation financière grâce à la réduction de notre dette d'environ 500 millions de dollars, avant l'incidence des fluctuations des taux de change, au moyen de la vente de placements non stratégiques pour un produit de 205 millions de dollars, de l'émission d'actions privilégiées pour un produit de 165 millions de dollars et de la conclusion d'un placement secondaire d'actions ordinaires de TransAlta Renewables pour un produit de 136 millions de dollars. Nous avons également refinancé un montant de plus de 400 millions de dollars au titre des facilités de crédit et de la dette à long terme venant à échéance par voie d'un placement de billets de premier rang, échéant en 2017.
- Conclusion d'une entente avec Alstom visant des activités d'entretien d'envergure dans le cadre de dix projets d'entretien d'envergure au cours des trois prochaines années à nos centrales de Keephills et de Sundance. La nouvelle entente devrait se traduire par une réduction de 15 % en moyenne des coûts de chaque révision générale et par des délais plus courts pour les travaux d'entretien importants, qui entraîneront une économie de coûts directs estimée de 34 millions de dollars sur l'ensemble de la durée de l'entente.
- Ajustement du dividende sur actions ordinaires annualisé, pour le faire passer de 1,18 \$ à 0,72 \$, conformément à nos objectifs de croissance et financiers.
- Poursuite de la mise en œuvre du plan de prolongation de la durée d'utilité de centrales hydroélectriques, permettant de maintenir notre position de premier producteur d'hydroélectricité en Alberta.

Sécurité

La sécurité est une priorité pour notre personnel, les entrepreneurs et les visiteurs. Notre objectif est de maintenir un taux de fréquence des blessures, tant pour les employés que les entrepreneurs, à moins de 1,00 pour 2014. Notre objectif final est d'enrayer complètement les incidents causant des blessures. En 2014, nous avons réalisé nos meilleurs résultats sur le plan de la sécurité.

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Taux de fréquence des blessures	0,86	0,93	0,89

Résultats d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Disponibilité (%) ¹	89,7	85,5	88,4
Disponibilité ajustée (%) ^{1,2}	90,5	87,8	90,0
Production (GWh) ¹	45 002	42 482	38 750
BAIIA aux fins de comparaison			
Secteur Production			
Charbon au Canada	386	309	373
Charbon aux États-Unis	62	66	148
Gaz	309	327	312
Énergie éolienne	177	180	151
Hydroélectricité	85	147	127
Total du secteur Production	1 019	1 029	1 111
Secteur Commercialisation de l'énergie ³	76	61	(13)
Secteur Siège social	(59)	(67)	(83)
Total du BAIIA aux fins de comparaison	1 036	1 023	1 015

- Charbon au Canada** : Le BAIIA aux fins de comparaison a grimpé à 386 millions de dollars en 2014, en hausse de 77 millions de dollars par rapport à celui de 309 millions de dollars en 2013 et de 373 millions de dollars en 2012. L'amélioration par rapport à 2013 est surtout attribuable à la disponibilité accrue, laquelle est passée de 80,9 % en 2013 à 88,6 % en 2014, et à la réduction des coûts du charbon. Après avoir pris en charge les activités de la mine de Highvale en 2013, nous avons réduit les coûts annuels du charbon par tonne de plus de 30 millions de dollars sur douze mois en 2014 grâce à une plus grande efficacité et une productivité accrue, ainsi qu'à une réduction des coûts de transition. Le profil de nos contrats en Alberta ainsi que notre stratégie de couverture ont grandement atténué l'incidence du recul des prix en Alberta. Les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, qui ont été remises en service au cours du deuxième semestre de 2013, ont enregistré un très bon rendement, grâce à une disponibilité supérieure à 90 %.
- Charbon aux États-Unis** : En 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 4 millions de dollars, pour s'établir à 62 millions de dollars, alors que le BAIIA aux fins de comparaison de 2013 comprenait des ajustements favorables liés aux coûts de périodes précédentes et aux provisions. Par ailleurs, les marges ont augmenté, étant donné que nous poursuivons l'optimisation des opérations en temps réel par rapport au marché au comptant, des coûts marginaux estimés et des contrats à prix fixe. Les résultats de 2012 tenaient compte d'une hausse des volumes de couvertures à prix plus élevés.
- Gaz** : Le BAIIA aux fins de comparaison a reculé de 18 millions de dollars, pour s'établir à 309 millions de dollars en 2014, en regard d'un BAIIA aux fins de comparaison de 327 millions de dollars en 2013 et de 312 millions de dollars en 2012, du fait principalement de la diminution des prix en Alberta qui s'est répercutée sur les résultats de la centrale de Poplar Creek et de l'incidence du nouveau contrat à Ottawa. Les produits enregistrés en 2013 par la centrale de Solomon, acquise en août 2012, ont profité d'un exercice complet de résultats par rapport à ceux de 2012.
- Énergie éolienne** : Le BAIIA aux fins de comparaison s'est fixé à 177 millions de dollars en 2014, en comparaison d'un BAIIA aux fins de comparaison de 180 millions de dollars en 2013 et de 151 millions de dollars en 2012. La production accrue de notre parc éolien du Wyoming acquis en décembre 2013 avait en grande partie contrebalancé l'incidence du recul des prix en Alberta. Outre les prix plus élevés, les résultats de 2013 comprennent également la contribution accrue du parc éolien de New Richmond mise en service en mars 2013.
- Hydroélectricité** : Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 62 millions de dollars par rapport à celui de 2013 pour s'établir à 85 millions de dollars en 2014, du fait de la possibilité réduite de tirer profit de la flexibilité de notre portefeuille pendant les périodes de faible volatilité. En 2013, le BAIIA aux fins de comparaison avait été de 20 millions plus élevé que celui de 2012 du fait des prix élevés et de la volatilité du marché en Alberta.
- Secteur Commercialisation de l'énergie** : En 2014, le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 76 millions de dollars, soit une hausse de 15 millions de dollars par rapport à celui de 61 millions de dollars en 2013 en raison de notre capacité à saisir les possibilités d'arbitrage et à optimiser les actifs de commercialisation de l'énergie en dépit de la grande volatilité du marché au cours des premier et quatrième trimestres de 2014. L'entreprise s'est recentrée sur des activités génératrices de produits à moindre risque, comme l'optimisation des actifs, la croissance des activités fondées sur les frais facturés aux clients et les marges, et les opérations d'arbitrage.
- Secteur Siège social** : Les coûts indirects du secteur Siège social ont diminué de 8 millions de dollars en 2014 par rapport à ceux de 2013 en raison du changement de méthode de répartition utilisée par l'entreprise. La réduction des coûts du secteur Siège social découlant d'une restructuration en 2012 a été maintenue.

1 La disponibilité comprend tous les actifs de production et les contrats de location-financement et exclut les actifs hydroélectriques et les placements en titres de capitaux propres. La production comprend tous les actifs de production, peu importe l'instrument de placement et le type de combustible.

2 Ajustée en fonction de la répartition économique dans le secteur Charbon aux États-Unis.

3 Le nom du secteur, qui était auparavant « Opérations sur les produits énergétiques », a été changé en 2014 à la suite du recentrage sur des activités génératrices de produits à moindre risque, comme l'optimisation des actifs, la croissance des activités fondées sur les frais facturés aux clients et les marges, et les opérations d'arbitrage.

Disponibilité et production

En 2014, la disponibilité, compte tenu de l'ajustement lié à la répartition économique dans le secteur Charbon aux États Unis, s'est élevée à 90,5 % (87,8 % en 2013, 90,0 % en 2012), ce qui est supérieur à notre objectif à long terme de 88 % à 90 %. L'amélioration de la disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a découlé surtout de la baisse du nombre d'interruptions non planifiées dans le secteur Charbon au Canada.

En 2013, la disponibilité a été touchée par une interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills, qui a été partiellement contrebalancée par une baisse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a augmenté de 2 520 gigawattheures («GWh») par rapport à celle de 2013, en raison surtout de la contribution pendant un exercice complet des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance remises en service au deuxième semestre de 2013, ainsi que de la remise en service de l'unité 1 de la centrale de Keephills qui n'avait pas été disponible pendant sept mois en 2013.

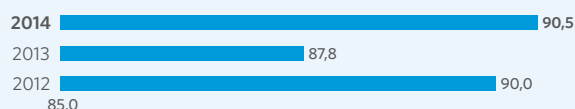
La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 avait augmenté de 3 732 GWh en regard de celle de 2012, en raison essentiellement d'une diminution de la répartition économique dans le secteur Charbon aux États-Unis, de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance au deuxième semestre de 2013, du nombre moins élevé d'interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et d'une hausse de la demande de la clientèle des CAÉ, le tout en partie contrebalancé par une augmentation des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, découlant en grande partie de l'interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills.

Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison

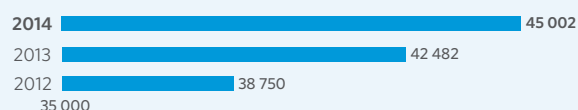
Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison procurent aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et facilitent l'évaluation des tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Les fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison et les flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice :

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	796	765	520
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(73)	(74)	56
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	723	691	576
Règlement de la réclamation de 2000 à 2001 en Californie	33	27	-
Incidence sur le fonds de roulement de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	204
Coûts de la soumission de TAMA Transmission	5	-	-
Autres éléments non comparables	1	11	8
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	762	729	788
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien	(342)	(341)	(439)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(41)	(38)	(32)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(84)	(55)	(59)
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison	295	295	258
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice	273	264	235
Fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison	2,79	2,76	3,35
Flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison	1,08	1,12	1,10

Disponibilité ajustée (%)



Production (GWh)



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

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
BAIIA aux fins de comparaison	1 036	1 023	1 015
Pertes latentes (profits latents) sur les activités de gestion du risque	4	(27)	27
Charge d'intérêt	(236)	(238)	(225)
Provisions	-	11	11
Charge d'impôt exigible	(33)	(39)	(13)
Profit (perte) de change réalisé(e)	11	-	(4)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(16)	(24)	(34)
Frais de restructuration payés (engagés)	-	8	(8)
Incidence sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	20
Incidence sur le fonds de roulement lié à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	204
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	(211)
Profit à la vente d'une garantie	-	-	15
Frais d'entretien liés aux inondations	-	5	-
Autres éléments sans effet de trésorerie	(4)	10	(9)
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	762	729	788

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ont augmenté de 33 millions de dollars en regard de ceux de 2013, pour s'établir à 762 millions de dollars. L'augmentation des fonds provenant des activités d'exploitation a été plus importante que celle du BAIIA, puisque le BAIIA de l'exercice précédent comprenait des profits latents sur les activités de gestion du risque de 27 millions de dollars. Les fonds provenant des activités d'exploitation de l'exercice considéré englobent des profits de change réalisés de 11 millions de dollars.

Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 avaient diminué de 59 millions de dollars par rapport à ceux de 2012, pour s'établir à 729 millions de dollars principalement en raison de la hausse des intérêts au comptant et des impôts au comptant, ainsi que des différences au titre du calendrier du produit au comptant associées aux couvertures de l'électricité.

En 2014, les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison se sont établis à 295 millions de dollars, soit le même montant qu'en 2013, l'augmentation des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ayant été contrebalancée par les distributions versées aux actionnaires publics de TransAlta Renewables et l'amélioration du rendement de TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen»).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison avaient augmenté de 37 millions de dollars par rapport à ceux de 2012 pour s'établir à 295 millions de dollars, en raison de la baisse des dépenses d'investissement de maintien, contrebalancée en partie par la diminution des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison.

Dépenses d'investissement de maintien

Nos activités sont caractérisées par un cycle long, sont très capitalistiques et nécessitent d'importantes dépenses d'investissement. Notre objectif est d'engager des dépenses d'investissement de maintien qui garantissent la fiabilité et la sécurité de nos centrales sur une longue période. Nos dépenses d'investissement de maintien comprennent : i) les dépenses d'investissement courantes, ii) les dépenses d'investissement liées aux mines, iii) les dépenses d'entretien planifié d'envergure et iv) les dépenses liées aux contrats de location-financement. Les dépenses d'investissement de maintien comprennent également les investissements requis à la suite de l'inondation en Alberta en 2013, dont la plus grande partie est recouvrable auprès de tiers.

La perte de production découlant des activités d'entretien planifié d'envergure se présente comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
GWh perdus ¹	1 519	1 154	2 387

En 2014, les dépenses d'investissement courantes ont diminué par rapport à celles de 2013 en raison du nombre moins élevé d'interruptions non planifiées survenues au cours de l'exercice. La diminution des dépenses d'investissement liées aux mines était principalement attribuable à la réduction des achats de matériel de soutien minier, puisque les activités d'exploitation minière se sont stabilisées. Les coûts liés aux travaux d'entretien planifié d'envergure ont augmenté du fait principalement des cinq interruptions planifiées en 2014 à l'unité 5 de la centrale de Sundance, à l'unité 6 de la centrale de Sundance, à l'unité 2 de la centrale de Keephills, à la centrale alimentée au charbon aux États-Unis et à l'unité 3 de la centrale de Genesee en comparaison de quatre interruptions planifiées en 2013 à l'unité 4 de la centrale de Sundance, à l'unité 3 de la centrale de Keephills, à la centrale alimentée au charbon aux États-Unis et à la centrale de Sheerness.

L'augmentation des dépenses d'investissement courantes en 2013 par rapport à celles de 2012 découlait principalement du remplacement du stator à l'unité 1 de la centrale de Keephills. Les dépenses d'investissement liées aux mines et aux contrats de location financement ont progressé par suite de l'achat de camions destinés aux activités de prédécouverte et d'autres équipements en 2013 en prévision de l'accélération de la production liée à la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Les dépenses d'entretien planifié d'envergure ont reculé, étant donné que nous avons procédé à un nombre inhabituellement élevé d'interruptions en 2012 pour accroître l'efficacité au cours des exercices à venir.

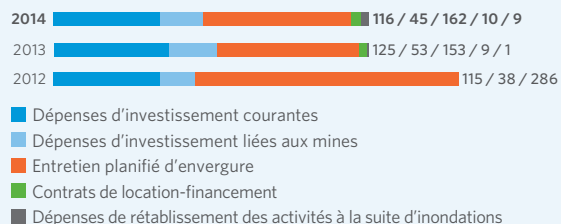
Situation financière

Nous visons à maintenir notre souplesse financière en utilisant des sources multiples pour financer nos plans d'affaires de manière efficace, tout en conservant un niveau de liquidités disponibles suffisant pour soutenir les activités de conclusion de contrats et de négociation. Nous tenons à renforcer notre situation financière et nos ratios de couverture des flux de trésorerie de façon à obtenir des notes de crédit de première qualité stables. Le renforcement de notre situation financière permet à notre équipe commerciale de conclure des contrats avec différentes contreparties selon des modalités et des prix ayant une incidence favorable sur nos résultats financiers et facilite notre accès aux marchés financiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit.

En 2014, nous avons pris plusieurs mesures pour raffermir notre situation financière et réduire la dette, en mobilisant plus de 900 millions de dollars au moyen des dessaisissements, de la vente de participations ne donnant pas le contrôle, de la vente d'actions privilégiées et du refinancement de la dette.

Les méthodes et les ratios utilisés par les agences de notation pour évaluer notre note de solvabilité ne sont pas publiés. Nous avons élaboré notre propre définition des ratios et des objectifs pour gérer notre capital. Ces mesures et ces ratios ne sont pas définis selon les IFRS et peuvent ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par les agences de notation. Au cours de l'exercice, nous avons révisé notre manière de calculer nos ratios de façon à ce qu'elle soit mieux alignée sur notre compréhension de la manière dont certaines agences de notation les calculent. Les chiffres de l'exercice précédent ont été retraités pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour l'exercice considéré.

Dépenses d'investissement de maintien (en millions de dollars)



¹ La perte de production exclut les périodes des travaux d'entretien planifié d'envergure du secteur Charbon aux États-Unis qui ont lieu pendant les périodes de répartition économique.

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	762	729	788
Ajouter : intérêts sur la dette déduction faite du produit d'intérêt et des intérêts incorporés au coût de l'actif	236	238	221
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts	998	967	1 009
Intérêts sur la dette déduction faite du produit d'intérêt	239	240	225
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées	21	19	16
Intérêts ajustés	260	259	241
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	3,8	3,7	4,2

Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés s'est légèrement amélioré par rapport à celui de 2013, en raison de l'augmentation des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et de la baisse de l'endettement. En 2013, le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés avait diminué en regard de celui de 2012, du fait surtout de la baisse des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et de la hausse des intérêts sur la dette. Notre objectif est de maintenir un ratio qui se situe dans une fourchette de quatre à cinq fois.

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	762	729	788
Déduire : 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées	(21)	(19)	(16)
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés	741	710	772
Dette à long terme à la fin de la période, y compris les obligations au titre des contrats de location-financement	4 056	4 347	4 217
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	391	391
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie (excluant les liquidités soumises à restrictions)	(43)	(42)	(25)
Juste valeur (de l'actif) du passif des instruments de couverture sur la dette ¹	(96)	(16)	50
Dette nette ajustée	4 388	4 680	4 633
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée (%)	16,9	15,2	16,7

Le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée a enregistré une hausse en 2014 par rapport à celui de 2013, par suite de la diminution de la dette en 2014 et de l'augmentation des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison. En 2013, le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée avait diminué en comparaison de celui de 2012, en raison de la dette plus élevée en 2013 et de la baisse des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison. Notre objectif est de maintenir ce ratio dans une fourchette de 20 % à 25 %.

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

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Dette à long terme à la fin de la période, y compris les obligations au titre des contrats de location-financement	4 056	4 347	4 217
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(43)	(42)	(25)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	391	391
Juste valeur (de l'actif) du passif des instruments de couverture sur la dette ¹	(96)	(16)	50
Dette nette ajustée	4 388	4 680	4 633
BAIIA aux fins de comparaison	1 036	1 023	1 015
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison (multiple)	4,2	4,6	4,6

Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison s'est amélioré en 2014 par rapport à 2013, en raison essentiellement d'une diminution de la dette à long terme. En 2013, le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison avait été semblable à celui de 2012. Notre objectif est de maintenir ce ratio dans une fourchette de trois à quatre fois.

¹ Se reporter à la note 14 des notes des états financiers annuels de 2014.

Contexte d'affaires

Aperçu de notre entreprise

Nous sommes l'une des sociétés de production d'électricité cotées en Bourse les plus importantes au Canada et possédons plus de 100 ans d'expérience en exploitation. Nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs en grande partie assujettis à des contrats et diversifiés géographiquement, et recourons à un large éventail de combustibles, dont le charbon, le gaz naturel, l'hydroélectricité et l'énergie éolienne. Nos activités de commercialisation de l'énergie maximisent les marges, en assurant que, nous et nos clients, obtenons des produits et des marchés offrant une valeur élevée dans le cadre d'une conjoncture de marché dynamique.

Le secteur **Production** comprend des centrales et des activités minières connexes au Canada, aux États Unis et en Australie. La capacité totale des installations dans lesquelles la Société détient une participation s'élève à 9 898 MW¹. Au 31 décembre 2014, nos actifs de production représentaient une capacité brute de 8 846 MW¹ en activité. Les produits liés à la production et la rentabilité globale sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau. Nos centrales d'énergie renouvelable peuvent également tirer des produits de la vente d'éléments environnementaux.

Notre capacité est principalement située en Alberta, et 66 % de celle-ci est visée par des CAÉ réglementés de l'Alberta. Ces CAÉ ont été conclus en 2001 pour faciliter la transition de la production réglementée au marché de l'énergie actuel de la province. Les CAÉ de l'Alberta viennent à échéance à la fin de 2017 (unités 1 et 2 de la centrale de Sundance) et à la fin de 2020 (unités 1 et 2 de la centrale de Keephills, unités 3 à 6 de la centrale de Sundance, centrale de Sheerness et centrales hydroélectriques). Nous offrons également de l'hydroélectricité sur une base contractuelle à des entreprises de services publics régionales et à des clients industriels en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick, en Colombie-Britannique, en Alberta, dans l'État de Washington, dans l'État du Wyoming et en Australie-Occidentale.

Une partie de notre capacité en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique aux États-Unis n'est pas assujettie à des contrats, et nous vendons de l'électricité aux marchés de l'électricité de ces régions. De plus, nos centrales alimentées au charbon assujetties aux CAÉ de l'Alberta versent des pénalités ou reçoivent des paiements pour la production en sus ou en deçà de la disponibilité visée en fonction de la moyenne mobile des prix de l'électricité au comptant sur 30 jours. Nous pouvons également conserver les produits tirés de la vente d'énergie et de services accessoires qui dépassent les obligations au titre des contrats d'achat d'énergie hydroélectrique de l'Alberta. Nos arrangements contractuels nous permettent de participer dans une certaine mesure au marché de l'électricité de l'Ontario.

Nos résultats sont à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes. Les coûts d'entretien sont généralement plus élevés au printemps et à l'automne, lorsque les prix de l'électricité sont censés être inférieurs, étant donné qu'ils augmentent habituellement pendant les périodes de pointe de l'hiver et de l'été sur nos principaux marchés en raison des charges requises pour le chauffage ou le refroidissement. Les marges sont également touchées de manière générale durant le deuxième trimestre en raison du volume de production hydroélectrique provenant de l'écoulement printanier et des précipitations dans les marchés de la région du nord-ouest du Pacifique, qui a une incidence sur la production de notre secteur Charbon aux États-Unis. En règle générale, les centrales hydroélectriques produisent la majeure partie de leur électricité et enregistrent la majeure partie de leurs produits au printemps lorsque le niveau des bassins hydrographiques et des rivières commence à monter en raison de la fonte des neiges. À l'opposé, les vents sont historiquement plus forts pendant les mois froids de l'hiver, et plus faibles pendant les mois chauds de l'été.

Le secteur **Commercialisation de l'énergie** tire ses produits et ses résultats de la commercialisation et de négociation de l'énergie et d'autres produits de base et instruments dérivés liés à l'énergie. Nos activités de commercialisation de l'énergie maximisent les marges en assurant que, nous et nos clients, obtenons des produits et des marchés offrant une valeur élevée dans le cadre d'une conjoncture de marché dynamique.

Le secteur Commercialisation de l'énergie vend notre production au moyen de contrats à court et à long terme, assure un approvisionnement en combustible économique et fiable, et vise à accroître les marges en optimisant notre portefeuille au fil de l'évolution de la conjoncture du marché au cours de l'exercice. En plus d'écouler la production de nos actifs, notre équipe commercialise activement des produits et services énergétiques à l'intention des producteurs et des consommateurs d'énergie.

Nos engagements en matière de commercialisation sont appuyés par notre propre approvisionnement et par l'acquisition d'actifs en matière d'approvisionnement et de commercialisation de tiers, comme les droits de transmission, de transport et d'entreposage. Lorsque nous gérons notre portefeuille, nous cherchons activement à tirer parti de nos connaissances à l'égard des marchés d'énergie physique et de combustible pour obtenir des marges d'arbitrage additionnelles. Toutes les activités sont gérées en fonction de nos marchés de base conformément à des pratiques de conformité strictes et nous soumettons notre capital à risque à des limites strictes et maintenons des limites rigoureuses à l'égard de nos positions afin d'assurer que nos stratégies de négociation respectent nos seuils de tolérance au risque très bas.

¹ Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire de termes clés pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes de l'industrie. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et opérationnelle et reflète la base de consolidation des actifs sous-jacents.

Nos activités de commercialisation font appel à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des marges et obtenir de l'information sur le marché. Nos stratégies de commercialisation ont recours à des instruments dérivés prévoyant la livraison et des instruments financiers dérivés à plus court terme, y compris des contrats à terme de gré à gré, des swaps, des contrats à terme standardisés et des options sur divers produits de base, dans les régions où nous possédons des actifs et sur les marchés qui sont liés directement ou indirectement à ces régions. Ces contrats satisfont à la définition des activités de négociation et ont été comptabilisés à leur juste valeur selon les IFRS. Les variations de la juste valeur du portefeuille sont comptabilisées dans le résultat de la période au cours de laquelle elles se produisent.

Bien que notre stratégie soit généralement constante d'une période à l'autre, les positions détenues et les incidences sur le résultat pourraient varier en raison des conditions courantes et prévues sur les marchés extérieurs. Les positions pour chaque région sont établies d'après la conjoncture du marché et le ratio du risque sur le rendement établi pour chaque opération au moment où elle est effectuée. Les résultats, par conséquent, pourraient varier d'une période à l'autre selon la région ou la stratégie employée.

La commercialisation directe de notre propre production est présentée dans les résultats du secteur Production. Toutes les activités liées à nos actifs de façon indirecte et toutes les autres activités de commercialisation sont présentées dans le secteur Commercialisation de l'énergie.

Prix de l'électricité

Les prix au comptant de l'électricité dans nos marchés sont dictés par la demande de la clientèle, l'offre de production, les prix du gaz naturel, les conditions météorologiques, la disponibilité des ressources renouvelables et les autres facteurs du contexte d'affaires. Nous surveillons ces tendances dans les prix et, chaque fois que c'est possible, nous planifions l'entretien des actifs de notre portefeuille de production pendant les périodes où les prix sont moins élevés.

L'équilibre entre l'offre et la demande est le moteur principal des prix de l'électricité. La croissance économique sous-jacente est le principal moteur de l'évolution à long terme de la demande d'électricité. Par le passé, la demande d'électricité en Alberta, dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, a augmenté à un taux moyen de 1 % à 3 % par année. La nouvelle offre aura une incidence sur les prix à court terme. Nous prévoyons que l'offre excédentaire sur le marché de l'Alberta au cours des trois à cinq prochaines années fera baisser les prix.

La croissance de la production d'énergies renouvelables a été solide dans toutes les régions au cours des derniers exercices. On prévoit que la nouvelle offre à court et à moyen terme proviendra surtout d'investissements dans des sources d'énergies renouvelables et des centrales alimentées au gaz naturel à l'échelle de la plupart des marchés nord-américains. Cette prévision découle de la faiblesse relative des prix sur le marché du gaz naturel combinée au fait qu'on s'attend toujours, au Canada et aux États-Unis, à ce que la législation visant à limiter les émissions de gaz à effet de serre («GES») soit adoptée. Bien que de nombreux nouveaux événements auront vraisemblablement une incidence sur l'offre future d'électricité, les faibles coûts engagés au chapitre de la charge de base indiquent que nos centrales continueront d'être soutenues par le marché.

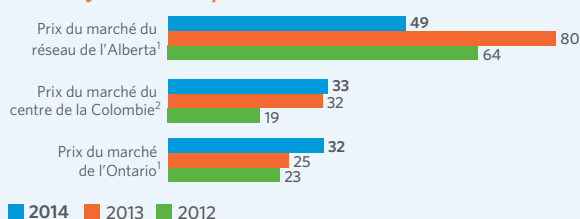
Alberta

L'Alberta a enregistré une hausse de la demande d'environ 3 % en moyenne par année au cours des trois derniers exercices. Les investissements dans les projets de mise en valeur des sables bitumineux sont un facteur clé de la hausse de la demande d'électricité dans la province. Le recul récent des prix du pétrole ne devrait pas freiner considérablement cette hausse à court terme, puisque de nombreux projets sont déjà confirmés et en cours de construction et que leur production augmentera, malgré la faiblesse des prix du marché. Le bas prix du pétrole pourrait avoir une incidence sur les perspectives de croissance à long terme, étant donné que nombre d'entreprises réduisent leurs programmes de dépenses en immobilisations.

En 2014, les marges de réserve³ ont augmenté par suite surtout de la remise en service des installations alimentées au charbon et de l'accroissement de la capacité mise en service. En 2014, une capacité éolienne d'environ 350 MW a été ajoutée en Alberta. Les prix moyens au comptant ont considérablement diminué en regard de ceux de 2013, en raison de l'augmentation de la marge de réserve. En 2013, les prix de l'électricité avaient augmenté par rapport à ceux de 2012 du fait d'un resserrement de l'offre et des conditions de la demande.

En Alberta, nous prévoyons que les marges de réserve augmenteront en 2015 à la hauteur de la capacité additionnelle qui sera mise en service au cours de l'exercice. Le cycle combiné et les projets de cogénération dans le cadre des projets de mise en valeur de sables bitumineux d'envergure devraient constituer d'importantes sources de production en Alberta. Nous croyons que la demande soutenue et grandissante d'électricité, y compris la demande d'énergies renouvelables, et le potentiel d'accroissement des volumes d'énergies renouvelables intermittents aux fins d'une capacité additionnelle pourraient offrir une possibilité d'augmenter notre capacité de production.

Prix moyens au comptant de l'électricité



¹ \$ CA/MWh.

² \$ US/MWh.

³ Les marges de réserve mesurent l'excédent de la capacité disponible dans un marché sur la capacité requise pour répondre à la demande de pointe normale. La baisse des marges de réserve indique que la capacité de production devient relativement limitée, ce qui entraîne une augmentation des prix de l'électricité.

À l'heure actuelle, des centrales éoliennes et des projets de production d'énergie éolienne d'une capacité totale de 1 434 MW sont en activité, et l'approbation des organismes de réglementation a été obtenue pour une capacité d'environ 1 100 MW. Au total, des centrales éoliennes d'une capacité d'environ 2 350 MW ont présenté une demande aux fins d'une interconnexion auprès de l'AESO. Toutefois, il faut s'attendre à ce que la capacité annoncée ne soit pas toute construite et que certains projets ne soient pas développés avant la fin de travaux d'élargissement du réseau de transport.

Région du nord-ouest du Pacifique aux États-Unis

Par suite de la conjoncture économique, la croissance de la demande a été anémique au cours des dernières années et a été relativement stable en 2014. La demande d'électricité devrait croître d'environ 1 % par année, et cet excédent potentiel pourrait être contrebalancé en partie par l'accent mis sur l'efficacité énergétique partout dans la région.

Au cours de 2014, les marges de réserve sont demeurées relativement inchangées. Aucun parc éolien de grande envergure n'a été ajouté dans la région du nord-ouest du Pacifique en 2014. En 2014, les prix moyens au comptant sont demeurés inchangés par rapport à ceux de 2013.

La capacité devrait augmenter en 2015, puisque les responsables de projets de mise en valeur cherchent à tirer parti du crédit d'impôt pour la production d'énergie éolienne avant son élimination. L'élimination du crédit d'impôt pour la production d'énergie éolienne devrait accroître la construction de parcs éoliens en 2015 et en 2016 par rapport à 2014, ce qui devrait limiter l'augmentation des prix sur le marché.

Ontario

Au cours des dernières années, la croissance de la demande s'est affaiblie en raison de la conjoncture économique. En 2014, la croissance de la demande a été relativement inexistante et devrait demeurer faible, soit à moins de 1 %.

En 2014, les marges de réserve ont été relativement stables, bien que l'accroissement de la capacité de production d'énergies renouvelables ait entraîné une hausse de l'offre pendant une bonne partie de l'exercice. Près de 1 500 MW ont été ajoutés en Ontario à la capacité de production d'énergies renouvelables, y compris la production d'énergie hydroélectrique et la production décentralisée d'énergie solaire.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les prix moyens au comptant ont augmenté par rapport à ceux de 2013 en raison surtout des conditions de froid extrême dans tout le nord-est au cours du premier trimestre, ce qui a entraîné une hausse du prix du gaz naturel et de la demande. En 2013, les prix avaient augmenté en regard de ceux de 2012 par suite d'une hausse des prix du gaz naturel, qui avait été partiellement contrebalancée par une augmentation de l'offre découlant de la remise en service de centrales nucléaires.

La marge de réserve ne devrait pas changer considérablement dans la province, jusqu'à ce que la remise en état prévue des centrales nucléaires donne lieu à une mise hors service de celles-ci autour de 2016. L'Ontario devrait également accroître sa capacité sur le plan de l'énergie renouvelable au cours des prochains exercices. À l'heure actuelle, des installations d'une capacité de 104 MW d'énergie éolienne sont actuellement à l'étape de la mise en service, et des installations d'une capacité de 479 MW sont en construction. De plus, l'exploitation d'un projet d'énergie éolienne assujettie à des contrats de 1 651 MW devrait commencer à la mi-2015; environ 18 % de ce projet a déjà obtenu l'autorisation de l'Independent Electricity System Operator.

Transport

Le transport désigne le réseau de livraison de gros de l'électricité et de l'énergie entre une unité de production et les consommateurs. Dans le marché nord-américain, nous croyons que les investissements dans la capacité de transport n'ont pas suivi le rythme de la croissance de la demande d'électricité. Les nouveaux projets d'infrastructure de transport nécessitent beaucoup de temps, font l'objet de longs processus de consultation avec les propriétaires terriens et sont soumis à des exigences réglementaires qui peuvent changer fréquemment. Par conséquent, il est possible que la production existante ou celle provenant d'ajouts de capacité ne puisse être livrée sur les marchés avant que les installations de transport de gros ne soient mises à niveau ou accrues.

En Alberta, il est prévu que les coûts de transport doubleront entre 2011 et 2020, et que les coûts de transport et de distribution dépasseront les coûts de l'énergie pour les consommateurs du secteur résidentiel d'ici 2020, de sorte que les consommateurs importants devront avoir recours à la production consommée sur place pour éviter d'avoir à payer les coûts de transport, ce qui pourrait ralentir la croissance sur le marché de l'Alberta. Nous continuons à surveiller les risques et les possibilités associés au transport sur une base régulière.

Législation et technologies environnementales

Toutes les sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité ont une certaine incidence sur l'environnement. Bien que nous privilégions une stratégie qui comprend un investissement dans des sources d'énergies renouvelables à faible incidence comme l'énergie éolienne et l'hydroélectricité, nous croyons également que les combustibles tels que le charbon et le gaz naturel continueront de jouer un rôle important pour répondre aux besoins énergétiques futurs. Quel que soit le type de combustible, nous accordons la priorité à la conformité aux règles environnementales et à la diminution des répercussions sur l'environnement afin de nous assurer de pouvoir offrir notre électricité à bas prix.

Dans les territoires où nous exerçons nos activités, les législateurs ont proposé et adopté des règlements visant l'abandon, au fil du temps, de l'utilisation de technologies auxquelles nos centrales alimentées au charbon existantes font appel. Nos centrales thermiques peuvent également engager des coûts pour réduire leurs émissions de carbone, selon le territoire où elles sont situées. Nos centrales faisant l'objet de contrats peuvent généralement recouvrer ces coûts auprès des clients. À l'opposé, nos installations de production d'énergies renouvelables peuvent tirer une valeur de leurs éléments environnementaux. Nous continuons de surveiller de près les progrès et les risques associés aux modifications de la législation environnementale pour nos activités futures.

Pour de plus amples renseignements sur ces questions, voir la rubrique «Changements climatiques et environnement» du présent rapport de gestion.

Stratégie et capacité de produire des résultats

Nos objectifs sont d'offrir de la valeur aux actionnaires en leur assurant un rendement solide et une croissance vigoureuse des flux de trésorerie par action, tout en nous efforçant d'atteindre un profil de risque de faible à modéré à long terme, une affectation des capitaux équilibrée et une vigueur financière, pour assurer une souplesse financière. Nous parvenons à augmenter les flux de trésorerie aux fins de comparaison en optimisant nos actifs existants et en assurant l'expansion de notre portefeuille global et de nos activités au Canada, aux États-Unis et en Australie. Nous nous concentrons sur ces régions, parce que notre expertise, notre position et la diversité de nos combustibles nous permettent de créer des occasions d'expansion dans nos marchés de base. Les principaux éléments de notre stratégie pour atteindre ces objectifs sont décrits ci-dessous :

Stratégie de croissance

Notre stratégie de croissance consiste à poursuivre la diversification de nos actifs dans trois marchés principaux en nous concentrant sur les sources d'énergies renouvelables et les centrales alimentées au gaz naturel. Notre filiale à participation majoritaire parrainée, TransAlta Renewables, nous permet d'avoir accès à du capital à plus faible coût pour les possibilités d'acquisitions d'actifs faisant l'objet de contrats. Nous croyons que nos éléments fiscaux importants aux États-Unis nous procurent un avantage sur le plan des possibilités d'acquisition dans ce pays. De plus, nous continuons d'évaluer les options de prolongation de la durée d'utilité de nos actifs liés au charbon dont la mise hors service est prévue en Alberta, d'investir sur le marché de l'électricité de l'Alberta et de nous assurer de remplacer nos actifs liés au charbon dans la région du nord-ouest du Pacifique au moment de leur mise hors service. Pour atteindre ces objectifs, nous évaluons toutes les options offertes par la législation pour optimiser les flux de trésorerie à l'échelle des centrales alimentées au charbon du Canada, convertir les unités alimentées au charbon en unités alimentées en combustibles gazeux ou intégrer la toute nouvelle technologie de captage et de stockage du carbone.

Nous continuons, de façon sélective, d'accroître notre portefeuille diversifié de centrales dans le but d'augmenter la production et de répondre à la demande future, en misant sur les projets de croissance qui ont la capacité d'atteindre ou de dépasser notre taux de rendement cible. En 2014, la construction du projet de gazoduc de 178 millions de dollars australiens relié à la centrale de Solomon de la Société a commencé, et nous avons conclu des ententes visant à construire et exploiter une centrale alimentée au gaz à cycle combiné de 150 MW à South Hedland, en Australie-Occidentale. Le coût du projet est estimé à environ 570 millions de dollars australiens. En 2013, le parc éolien de New Richmond de 68 MW avait démarré ses activités commerciales, et nous avons conclu l'acquisition d'un parc éolien de 144 MW au Wyoming.

La conclusion d'ententes de partenariat fait partie de notre stratégie de croissance. Nous avons formé une société de personnes, TAMA Power, avec Berkshire Hathaway Energy aux fins de la conception de nouvelles centrales alimentées au gaz au Canada. Au cours des exercices précédents, nous avons lancé, en partenariat avec Capital Power Corporation, une initiative visant la mise en valeur de l'unité 3 de la centrale de Keephills et de l'unité 3 de la centrale de Genesee, et nous renforçons notre important partenariat avec Cheung Kong Infrastructure pour notre filiale TA Cogen.

Stratégie financière

Nous tenons à renforcer notre situation financière et à maintenir nos notes de crédit de première qualité afin de consolider les assises de notre secteur d'activité capitalistique, caractérisé par des cycles longs et une sensibilité aux prix des produits de base. Ainsi, nous améliorons notre compétitivité en ayant un meilleur accès aux marchés financiers et en abaissant notre coût en capital. En outre, nous pouvons conclure avec des clients des contrats sur nos actifs assortis de conditions plus favorables. Nous attachons une grande importance à la souplesse financière qui nous permet d'accéder aux marchés financiers canadiens ou américains en temps voulu lorsque les conditions sont favorables.

Nous gérons notre situation financière et nos flux de trésorerie pour préserver notre vigueur et notre souplesse financières dans tous les cycles économiques. Cette rigueur financière continuera de jouer un rôle important en 2015. Nous maintenons toujours des facilités de crédit consenties de 2,1 milliards de dollars et, au 31 décembre 2014, un montant de 1,6 milliard de dollars était disponible.

Notre stratégie financière vise à offrir du financement à un taux concurrentiel pour soutenir la croissance, tout en renforçant notre situation financière en prévision de l'accroissement du risque lié aux produits de base au cours de la période qui suivra l'ère des CAÉ. En 2014, nous avons tiré parti des conditions favorables sur les marchés financiers en réalisant un placement secondaire d'actions de TransAlta Renewables pour un produit brut d'environ 136 millions de dollars, ainsi qu'un placement de billets de premier rang d'un montant de 400 millions de dollars américains, échéant en juin 2017, et un placement d'actions privilégiées pour un produit brut de 165 millions de dollars. Nous avons également vendu nos placements dans CE Generation LLC («CE Gen»), Wailuku Holding Company, LLC («Wailuku»), the Blackrock Development Project («Blackrock») et CalEnergy, LLC («CalEnergy»), pour un produit net total de 193,5 millions de dollars américains, afin de mieux répartir ces capitaux au sein de notre entreprise. À plus long terme, nous prévoyons que les marchés financiers continueront de soutenir des projets qui répondent à nos critères de rendement et à notre profil de risque. Nous avons aussi l'intention de continuer de mettre en œuvre notre stratégie grâce à la vente des actifs faisant l'objet de contrats de notre filiale à participation majoritaire, TransAlta Renewables, pour avoir accès à une source de capitaux propres à bas prix et à l'émission d'autres actions privilégiées.

Les notes de crédit de nos titres d'emprunt de premier rang non garantis établies par DBRS, Standard and Poor's («S&P»), Moody's Investors Services («Moody's») et Fitch Ratings («Fitch») sont de respectivement BBB (stable), BBB- (stable), Baa3 (négatif) et BBB- (stable). S&P et DBRS ont attribué des notes de respectivement P-3 et Pfd-3 pour nos actions privilégiées¹.

Stratégie de commercialisation

En ce qui a trait à l'ensemble du portefeuille, selon la conjoncture du marché, nous visons à ce que 90 % de notre production prévue pour l'exercice à venir fasse l'objet de CAÉ de l'Alberta, de contrats à long terme avec des services publics réglementés ou des organismes de réglementation de l'énergie, et de contrats à court et à long terme avec des clients, des petits clients commerciaux aux grands clients industriels, auxquels s'ajouteraient des contrats financiers, si nécessaire. Cette stratégie contribue à la protection de nos flux de trésorerie et de notre situation financière tout au long des cycles économiques. De plus, nous nous concentrons sur la renégociation des contrats de nos centrales en Ontario et en Australie où certains contrats devraient expirer au cours de la période de 2016 à 2019. En 2013, nous avons renégocié les contrats de nos centrales et nos placements visant la production d'environ 835 MW, ce qui avait permis, dans certains cas, de prolonger la vie de ces actifs. À l'heure actuelle, environ 88 % de la capacité prévue en 2015 et environ 81 % de celle prévue en 2016 font l'objet de contrats dans nos centrales.

De plus, nous avons commencé à tirer parti de notre capacité de commercialisation en offrant des produits et services à des tiers. Nous prévoyons que cette activité pourra soutenir la croissance durable de la marge brute de notre secteur Commercialisation de l'énergie au cours des prochaines années.

Stratégie d'exploitation

Nous gérons nos installations de façon à exercer nos activités de manière stable et prévisible, à des coûts relativement bas et conformément à notre objectif de disponibilité.

Nous nous efforçons d'optimiser la disponibilité de nos centrales tout au long de l'année pour répondre à la demande. Nos équipes de l'exploitation et de la commercialisation travaillent en collaboration conformément aux règles du marché régional afin d'optimiser la production en fonction de la conjoncture de marché. Toutefois, la capacité de répondre à la demande est limitée par la nécessité d'interrompre les activités aux fins des travaux d'entretien planifié et par les interruptions non planifiées, ainsi que par une production réduite découlant de baisses de la capacité nominale. Notre objectif est de réduire au minimum ces événements au moyen d'évaluations régulières de notre matériel et d'un examen continu de nos programmes d'entretien, afin de trouver un équilibre entre les coûts de nos travaux d'entretien et les objectifs de disponibilité optimale.

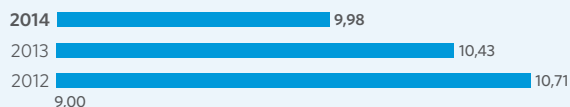
Notre objectif à long terme est d'accroître la productivité et de maintenir un taux de disponibilité global de 88 % à 90 %. En 2014, la disponibilité ajustée était de 90,5 %, une hausse par rapport à celle de 87,8 % en 2013 attribuable à la baisse du nombre d'interruptions non planifiées dans le secteur Charbon au Canada. Au cours des trois derniers exercices, notre disponibilité ajustée moyenne a été de 89,4 %, ce qui est conforme à notre objectif.

Nos charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration reflètent les coûts d'exploitation de nos centrales. Ces coûts peuvent fluctuer selon le calendrier et la nature des activités d'entretien planifié et non planifié. Les autres charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration sont liées au coût des activités d'exploitation quotidiennes. Notre objectif est de contrebalancer autant que possible l'incidence de l'inflation sur nos coûts d'exploitation récurrents par le contrôle des coûts et par diverses mesures visant à accroître la productivité. Dans notre réseau de centrales éoliennes, dans certaines centrales alimentées au gaz naturel et dans nos centrales alimentées au charbon que nous exploitons au Canada, nous avons conclu des ententes de service à long terme avec des prestataires de services tiers pour réduire les coûts ainsi que les dépenses d'investissement de maintien liées à l'entretien. Nous évaluons notre capacité à maintenir la productivité en fonction des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh produit aux fins de comparaison du secteur Production.

¹ Les notes de solvabilité sont destinées à donner aux investisseurs une évaluation indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les notes que DBRS, S&P, Moody's et Fitch, selon le cas, accordent à nos titres en circulation ne constituent pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre ces titres, car elles ne sont assorties d'aucun commentaire quant au cours ou à la pertinence des titres pour un investisseur en particulier. Rien ne garantit que les notes seront maintenues pendant une période donnée ni qu'une note ne sera pas révisée ou retirée par DBRS, S&P, Moody's ou Fitch à l'avenir si, à leur avis, les circonstances le justifient.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh produit aux fins de comparaison du secteur Production ont diminué de 3 % par exercice au cours des trois derniers exercices en raison de l'accroissement de l'efficacité attribuable à la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Les autres améliorations avaient trait à la réduction des frais d'entretien liée à la baisse des interruptions non planifiées et à la mise en œuvre d'initiatives visant à diminuer le nombre d'employés contractuels, les heures supplémentaires et l'utilisation des matières premières.

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration aux fins de comparaison – secteur Production (\$/MWh produit)



Nos gens

Notre équipe de direction expérimentée possède un large éventail de compétences dans le secteur de l'électricité, y compris les finances, le droit, les affaires publiques, la réglementation de l'ingénierie, l'exploitation, la construction, la gestion du risque et la gouvernance d'entreprise. L'expérience et l'expertise des membres de l'équipe de direction, les connaissances de nos employés et leur dévouement envers l'excellence de l'exploitation, ainsi que les connaissances de l'ensemble de notre organisation en matière d'énergie se sont traduits par une stabilité financière à long terme éprouvée.

Événements importants de 2014 et événements postérieurs à la date de clôture

Projet South Hedland

Le 28 juillet 2014, nous avons conclu un contrat pour construire, détenir et exploiter une centrale alimentée au gaz à cycle combiné de 150 MW à South Hedland, en Australie-Occidentale. Le coût du projet est estimé à environ 570 millions de dollars australiens, y compris le coût d'acquisition du matériel existant auprès de Horizon Power. La mise en valeur est entièrement visée par un CAÉ de 25 ans conclu avec Horizon Power, société de services publics de l'État, et The Pilbara Infrastructure Pty Ltd., filiale en propriété exclusive de Fortescue Metals Group («FMG»), société minière. Le projet pourrait être étendu pour servir des clients supplémentaires à des dates ultérieures. La centrale fournira de l'énergie aux clients de Horizon Power dans la région de Pilbara ainsi qu'aux exploitations portuaires de FMG. IHI Engineering Australia a été choisie pour assurer la construction de la centrale. Les permis de travail et environnementaux nécessaires ont été reçus, et la construction a commencé en janvier 2015. La centrale devrait être en service et fournir de l'énergie aux clients au premier semestre de 2017.

Gazoduc en Australie

Le 15 janvier 2014, la Société a constitué Fortescue River Gas Pipeline Joint Venture afin de construire, de détenir et d'exploiter un gazoduc de 270 kilomètres et de 178 millions de dollars australiens qui reliera le gazoduc entre Dampier et Bunbury à notre centrale de Solomon. L'utilisation du gazoduc fait l'objet d'un contrat de 20 ans conclu avec FMG pour approvisionner en gaz la centrale alimentée au gaz naturel de Solomon. La Société détient une participation de 43 % dans la coentreprise par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive. Le projet se déroule selon l'échéancier et le budget prévus. La construction est en voie d'achèvement, et l'exploitation commerciale devrait commencer en mars 2015. En plus de notre quote-part du coût du gazoduc, un montant de 14 millions de dollars australiens au titre des coûts de mise à niveau de la centrale a été engagé pour que la centrale de Solomon soit alimentée en gaz naturel plutôt qu'en diesel, ce qui entraînera un rendement au fil du temps au moyen de l'augmentation des paiements de location. La mise en service complète de la centrale de Solomon devrait concorder avec le début de l'exploitation du gazoduc.

Unité 7 de la centrale de Sundance

En 2014, TAMA Power a poursuivi l'élaboration des plans de construction d'une centrale alimentée au gaz d'une grande efficacité de 856 MW, l'unité 7 de la centrale de Sundance, dans une région adjacente à nos centrales alimentées au charbon au Canada. TAMA Power a décroché un contrat visant les principales pièces d'équipement et nous en sommes aux dernières étapes des négociations visant d'autres pièces d'équipement. TAMA Power finalise également une entente avec un entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction. Le 11 décembre 2014, l'AUC a annoncé la tenue d'une audience publique sur la centrale proposée, qui aura lieu en 2015. TAMA Power prévoit obtenir l'approbation de l'AUC au premier semestre de 2015.

Vente d'actions privilégiées

Le 15 août 2014, la Société a conclu un placement de 6,6 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable et à dividende cumulatif rachetables, série G, d'un rendement de 5,3 %, et obtenu un produit brut de 165 millions de dollars. Le produit net du placement a été utilisé aux fins générales de la Société, y compris au remboursement des emprunts au titre des facilités de crédit existantes et au financement des dettes échéant en 2015.

Vente de CE Gen, Blackrock, CalEnergy et Wailuku

Le 12 juin 2014, nous avons réalisé la vente de notre participation de 50 % dans CE Gen, Blackrock et CalEnergy et celle de notre participation de 50 % dans la centrale de Wailuku le 25 novembre 2014, pour un produit brut total de 205,5 millions de dollars américains. Le produit net s'est élevé à 193,5 millions de dollars américains, compte tenu de notre apport en capital à CE Gen en mai 2014. La vente n'a donné lieu à aucun gain important ni à aucune perte importante. Le produit net a servi au remboursement des montants impayés aux termes de nos facilités de crédit.

Placement secondaire d'actions de TransAlta Renewables

Le 29 avril 2014, nous avons clôturé un placement secondaire de 11 950 000 actions ordinaires de TransAlta Renewables à un prix de 11,40 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut d'environ 136 millions de dollars (produit net d'environ 129 millions de dollars, compte tenu des frais d'émission). Le produit net tiré du placement a servi au remboursement de la dette. Depuis la clôture du placement, nous détenons environ 70,3 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables.

Placement de billets de premier rang

Le 3 juin 2014, nous avons conclu un placement de billets de premier rang de 400 millions de dollars américains venant à échéance en juin 2017 et portant intérêt au taux nominal de 1,90 %, payable semestriellement, à un prix d'émission équivalant à 99,887 % du capital des billets. Le produit net du placement a servi aux fins générales de la Société, y compris au remboursement des emprunts au titre des facilités de crédit existantes et au financement des dettes échéant en 2015.

Émission d'obligations

Le 11 février 2015, la Société et ses partenaires ont émis des obligations garanties par l'installation de Pingston qu'ils détiennent conjointement. La quote-part du produit brut qui revient à la Société s'élevait à 45 millions de dollars. Les obligations portent intérêt au taux d'intérêt fixe annuel de 2,95 %. Les intérêts sont payables tous les semestres, et aucun remboursement de capital ne doit être effectué avant l'échéance en mai 2023. Le produit a été affecté au remboursement des débetures garanties de 35 millions de dollars qui portent intérêt à 5,28 %. L'excédent du produit, déduction faite des coûts de transaction, sera affecté aux activités générales du siège social.

Entente de services d'entretien d'envergure

Le 14 novembre 2014, nous avons annoncé la conclusion, avec Alstom, d'une entente visant des activités d'entretien d'envergure à nos centrales alimentées au charbon au Canada. L'entente a trait à dix projets d'entretien d'envergure qui seront réalisés au cours des trois prochains exercices à nos centrales de Keephills et de Sundance. Elle élargit également l'étendue des services pour englober les actifs de production d'électricité critiques, y compris les chaudières, les turbines à vapeur, les groupes turbogénérateurs et d'autres pièces d'équipement. En vertu de l'entente, Alstom offrira ses services selon le budget et l'échéancier prévus ainsi qu'une garantie d'exécution.

La nouvelle entente devrait se traduire par une réduction moyenne de 15 % des coûts de chaque révision générale et par des délais plus courts pour les travaux d'entretien d'envergure, qui entraîneront une économie de coûts directs estimée de 34 millions de dollars sur l'ensemble de la durée de l'entente.

Restructuration des centrales alimentées au charbon au Canada

Le 14 janvier 2015, la Société a mis en œuvre des initiatives de réduction des coûts pour le secteur Charbon au Canada, afin d'accroître la solidité et la compétitivité de l'entreprise. La restructuration a entraîné l'élimination de postes et devrait générer des économies annuelles totales d'environ 12 millions de dollars. Les coûts associés à cette initiative devraient totaliser 10 millions de dollars.

Nominations au conseil d'administration

Au cours du troisième trimestre de 2014, nous avons annoncé la nomination de MM. P. Thomas Jenkins, OC, CD et John P. Dielwart au conseil d'administration (le «conseil») de la Société, nominations qui entraient en vigueur respectivement les 1^{er} septembre et 1^{er} octobre 2014. Ces nominations s'inscrivent dans le cadre de notre processus continu d'évaluation des compétences et de la composition de notre conseil, aux fins de la planification de la relève, et visent à aligner les compétences des membres du conseil sur la direction stratégique de la Société.

Nomination au sein de l'équipe de direction

Le 18 mars 2014, nous avons annoncé la nomination de trois membres de la haute direction, qui nous aideront à atteindre nos objectifs en matière d'excellence opérationnelle au chapitre des activités de base et de la croissance. Brett Gellner a été nommé chef de la direction des placements et est chargé de diriger tous les aspects de la croissance de la Société. Donald Tremblay s'est joint à TransAlta à titre de chef de la direction des finances le 31 mars 2014, et Wayne Collins s'est joint à TransAlta à titre de vice-président à la direction, Exploitation minière et charbon le 3 juillet 2014.

Réclamation en Californie

Le 30 mai 2014, nous avons annoncé que notre règlement avec les services publics de la Californie, le procureur général de la Californie et certaines autres parties («parties de la Californie») visant les réclamations liées à la crise de l'énergie de 2000 à 2001 en Californie a été approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission. Le règlement prévoit un paiement de 52 millions de dollars américains en deux versements égaux ainsi qu'un crédit d'environ 97 millions de dollars américains au titre des sommes qui nous sont dues liées aux créances clients. Le premier versement de 26 millions de dollars américains a été effectué en juin 2014 et le deuxième est prévu pour 2015. Au cours du quatrième trimestre de 2013, la Société avait imputé, au titre du règlement prévu de ces litiges avec les parties de la Californie, une charge avant impôts d'environ 56 millions de dollars. La conclusion du règlement a donné lieu à l'imputation d'une charge additionnelle avant impôts de 5 millions de dollars au deuxième trimestre de 2014.

Procédures devant l'Alberta Utilities Commission

Le 21 mars 2014, l'administrateur de la surveillance du marché (l'«ASM») de l'Alberta a déposé une demande auprès de l'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 unités de production alimentées au charbon à la fin de 2010 et au début de 2011. TransAlta a nié toutes les allégations de l'ASM. L'audience relative à la demande s'est tenue en décembre 2014. L'étape suivante de l'audience, soit les observations écrites, est en cours et sera achevée à la fin du mois de février 2015. La décision de l'AUC à cet égard est prévue dans les 90 jours suivant l'achèvement de l'argumentation. À l'heure actuelle, l'issue de cette procédure n'est pas connue.

Projet de transport Fort McMurray

Au cours de 2014, notre partenariat stratégique avec MidAmerican Transmission, TAMA Transmission LP («TAMA Transmission»), a obtenu la permission de participer au processus d'appel d'offres visant à concevoir, construire et exploiter le projet de transport de Fort McMurray West de 500 kilovolts. En décembre 2014, après avoir passé en revue toutes les soumissions, l'AESO a avisé TAMA Transmission que le contrat avait été attribué à un concurrent.

Analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison

Nous comptons trois secteurs d'activité : Production, Commercialisation de l'énergie et Siège social. Les chiffres comparatifs ne sont pas définis selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Résultats et autres mesures aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion pour une analyse de ces éléments, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires.

Production

Aux fins du présent rapport de gestion, nous avons séparé notre secteur Production selon les différents types de combustible de façon à fournir des renseignements supplémentaires à nos lecteurs.

Charbon : TransAlta détient et exploite des centrales alimentées au charbon ainsi que des activités minières connexes au Canada et aux États-Unis. Les produits tirés du charbon et le taux de rentabilité global sont tirés de la disponibilité des centrales et de la production d'électricité. Les ventes d'électricité effectuées par notre groupe commercial et industriel en Alberta sont présumées provenir de notre production au charbon au Canada dans le secteur Production.

Charbon au Canada

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Disponibilité (%)	88,6	80,9	85,7
Production assujettie à des contrats (GWh)	21 748	17 789	16 924
Production marchande (GWh)	3 806	3 779	3 341
Total de la production (GWh)	25 554	21 568	20 265
Capacité installée brute (MW)	3 771	3 771	3 211
Produits des activités ordinaires	1 023	916	913
Combustible et achats d'électricité	436	393	342
Marge brute aux fins de comparaison	587	523	571
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	199	205	198
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	12	11	10
Profit à la vente d'actifs	(1)	(2)	(10)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(9)	-	-
BAIIA aux fins de comparaison	386	309	373
Amortissement	292	292	268
Divers ¹	-	-	(20)
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	94	17	125
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	56	69	59
Dépenses d'investissement liées aux mines	45	65	38
Contrats de location-financement	10	9	-
Dépenses d'entretien planifié d'envergure	100	94	219
Total	211	237	316

2014

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a augmenté de 3 986 GWh en regard de celle de 2013. En 2013, la production a été touchée par une interruption de sept mois à l'unité 1 de notre centrale de Keephills et par la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance respectivement en septembre et octobre.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la marge brute aux fins de comparaison a augmenté de 64 millions de dollars par rapport à celle de 2013, surtout en raison de la diminution des interruptions non planifiées, de la baisse des coûts unitaires du charbon et de l'escalade des prix contractuels. En 2014, la diminution des prix en Alberta par rapport à ceux de 2013 a entraîné une réduction des primes versées au titre de l'excédent de la production par rapport aux objectifs au titre des CAÉ, qui a contrebalancé une partie de l'amélioration de la fiabilité. Nous avons pu réduire les coûts du charbon après l'acquisition des activités de la mine de Highvale en 2013.

¹ Incidence sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué malgré la capacité d'exploitation grandement accrue aux unités 1 et 2 de la centrale Sundance remises en service. Nous avons réduit les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration par suite de la baisse des frais d'entretien liée à la diminution des interruptions non planifiées et à la mise en œuvre d'initiatives visant à réduire le nombre d'employés contractuels, les heures supplémentaires et l'utilisation des matières premières.

Les autres résultats d'exploitation ont découlé du règlement d'un litige avec un fournisseur à l'égard d'une panne de matériel survenue au cours des exercices précédents.

L'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a été comparable à celui de 2013. La hausse de l'amortissement découlant d'un accroissement des actifs, lié essentiellement à la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, a été contrebalancée par la diminution du nombre de mises hors service d'actifs au cours de l'exercice et la prolongation de la durée d'utilité de certaines composantes.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les dépenses d'investissement de maintien sont revenues à un niveau plus normal et ont diminué de 26 millions de dollars en regard de celles de 2013. En 2013, les dépenses d'investissement de maintien avaient été plus élevées par suite d'un cas de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills et des investissements visant à accroître les activités minières.

2013

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 avait augmenté de 1 303 GWh en regard de celle de 2012 en raison de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, du nombre moins élevé d'interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, d'une diminution des réductions liées au marché et d'une hausse de la demande de la clientèle des CAÉ, le tout en partie contrebalancé par une augmentation des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, découlant en grande partie de l'interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison avait diminué de 64 millions de dollars en regard de celui de 2012 sous l'effet de la baisse des prix réalisés, des pénalités plus élevées, de la hausse des coûts du charbon et de l'accroissement du nombre d'interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, le tout en partie contrebalancé par un nombre moins élevé d'interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et une baisse des réductions liées au marché. Les coûts du charbon avaient grimpé par suite de l'augmentation des actifs découlant de la période de transition et de la progression normale de la mine.

L'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 avait augmenté de 24 millions de dollars en regard de celui de 2012 en raison d'un accroissement des actifs et d'une hausse de l'amortissement de la mine, en partie compensés par une diminution des mises hors service d'actifs et l'incidence de la variation des durées d'utilité économique de certaines centrales en 2012.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la baisse des dépenses d'investissement de maintien par rapport à celles de 2012 s'expliquait en grande partie par le nombre moins élevé d'interruptions planifiées, contrebalancée par l'augmentation des achats de matériel minier.

Charbon aux États-Unis

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Disponibilité (%)	82,8	78,3	81,8
Disponibilité ajustée (%) ¹	87,7	91,9	90,8
Production (GWh)	6 684	6 711	3 736
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	368	346	368
Combustible et achats d'électricité	251	227	169
Marge brute aux fins de comparaison	117	119	199
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	52	49	46
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	4	6
Profit à la vente d'actifs	-	-	(1)
BAIIA aux fins de comparaison	62	66	148
Amortissement	54	56	66
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	8	10	82
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	2	6	10
Dépenses d'entretien planifié d'envergure	10	10	22
Total	12	16	32

¹ Ajustée en fonction de la répartition économique.

2014

La production est demeurée stable en 2014 par rapport à 2013 étant donné l'augmentation des interruptions non planifiées dans le secteur Charbon aux États-Unis, contrebalancée par la diminution de la répartition économique découlant d'une hausse des prix au cours de certains mois de la période qui a entraîné une production plus économique. Au cours des périodes caractérisées par des prix du marché moins élevés, comme c'est le cas durant le ruissellement printanier, il peut être plus économique pour nous de ne pas produire d'électricité dans le secteur Charbon aux États-Unis et d'acheter de l'électricité sur le marché afin de satisfaire à nos obligations contractuelles.

En 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 4 millions de dollars, étant donné que le BAIIA aux fins de comparaison de 2013 comprenait l'incidence favorable d'ajustements liés aux arrangements commerciaux comptabilisés au cours de périodes précédentes. L'incidence des ajustements des exercices précédents a été contrebalancée en partie par l'optimisation accrue des marges, étant donné que nous avons pu tirer parti de la volatilité élevée sur le marché au début de l'exercice. Nos équipes de la commercialisation et de l'exploitation ont profité de cette volatilité en augmentant la production d'électricité pendant les périodes où les prix étaient plus élevés ou en la réduisant et en s'approvisionnant auprès de sources moins dispendieuses pendant les périodes où les prix étaient plus bas pour respecter les conditions des contrats de vente.

En décembre 2014, nous avons commencé à livrer 280 MW en vertu d'un contrat à long terme conclu avec Puget Sound Energy. Les volumes stipulés dans le contrat doivent augmenter pour atteindre 380 MW en décembre 2016. Nous avons appliqué la comptabilité de couverture à ce contrat, et les variations de valeur ont été comptabilisées dans les autres éléments du résultat global. Nous n'avons pas pu appliquer la comptabilité de couverture à certains autres contrats et, par conséquent, l'évaluation à la valeur de marché de ces contrats a eu une incidence sur le résultat comptabilisé. L'incidence des fluctuations de l'évaluation à la valeur de marché a été supprimée des produits pour présenter des résultats aux fins de comparaison qui reflètent la nature économique de ces contrats.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les dépenses d'investissement de maintien ont diminué de 4 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2013 en raison surtout des dépenses engagées pour les travaux de réparation générale et le remplacement de matériel.

2013

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 avait augmenté de 2 975 GWh en regard de celle de 2012 grâce à une répartition économique avantageuse dans le secteur Charbon aux États-Unis, découlant de l'amélioration de la conjoncture du marché, en partie contrebalancée par une augmentation des interruptions planifiées dans ce même secteur.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison avait diminué de 82 millions de dollars par rapport à celui de 2012 sous l'effet de contrats qui viennent à échéance et de la baisse des prix au comptant. Cette diminution a été en partie compensée par les prix du charbon favorables.

L'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 avait diminué de 10 millions de dollars par rapport à celui de 2012 en raison de l'incidence d'une baisse des actifs imputable aux dépréciations d'actifs.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la diminution des dépenses d'investissement de maintien par rapport à celles de 2012 était surtout attribuable à la baisse des dépenses liées aux interruptions planifiées.

Gaz : TransAlta détient et exploite des centrales alimentées au gaz naturel au Canada et en Australie. Les produits liés au gaz et le taux de rentabilité global sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur. Les résultats, la disponibilité, la production et la capacité aux fins de comparaison comprennent les actifs au titre des contrats de location-financement.

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Disponibilité (%)	94,0	94,5	93,6
Production (GWh)	7 390	7 854	8 230
Capacité installée brute (MW)	1 531	1 779	1 731
Produits des activités ordinaires	744	683	626
Combustible et achats d'électricité	326	252	226
Marge brute aux fins de comparaison	418	431	400
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	105	102	87
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	3	4
Profit à la vente d'actifs	-	-	(3)
Autres résultats d'exploitation, montant net	-	(1)	-
BAIIA aux fins de comparaison	309	327	312
Amortissement	114	108	112
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	195	219	200
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	24	17	13
Dépenses d'entretien planifié d'envergure	39	41	36
Total	63	58	49

2014

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a diminué de 464 GWh en regard de celle de 2013, principalement en raison de la nécessité moindre d'exploiter notre centrale d'Ottawa selon les modalités du contrat en fonction de la capacité. Le nouveau contrat est conforme à notre stratégie liée aux contrats, et sa durée de 20 ans appuie l'investissement continu dans la centrale.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a diminué de 18 millions de dollars par rapport à celui de 2013, surtout en raison de l'incidence de la baisse des prix en Alberta sur notre capacité marchande dans la province et de l'apport réduit de notre centrale d'Ottawa en vertu des modalités du nouveau contrat. Ces diminutions du BAIIA aux fins de comparaison ont été en partie contrebalancées par les avantages liés à la revente de gaz excédentaire à prix plus élevés au cours des interruptions non planifiées en 2014. Les résultats de l'exercice considéré comprennent une perte latente de 8 millions de dollars liée aux achats à terme et aux volumes de gaz livrés en Ontario, contrebalancée par les profits latents du même montant du secteur Commercialisation de l'énergie.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de 5 millions de dollars comparativement à celles de 2013, principalement par suite des réparations apportées au compresseur, à Mississauga.

2013

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la production avait diminué de 376 GWh par rapport à celle de 2012, du fait d'une hausse des contrats et des réductions liées au marché à nos centrales d'Ottawa et de Sarnia, en partie contrebalancée par les interruptions non planifiées moins nombreuses à notre centrale de Sarnia.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison avait augmenté de 15 millions de dollars par rapport à celui de 2012 en raison de la comptabilisation, sur un exercice complet, des produits de la centrale de Solomon, acquise en août 2012. Ce résultat avait été en partie contrebalancé par la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de l'augmentation des coûts d'entretien courants.

L'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 avait diminué de 4 millions de dollars par rapport à celui de 2012 du fait de la baisse des mises hors service d'immobilisations et des variations favorables des taux de change.

Énergies renouvelables : TransAlta détient et exploite des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens au Canada et aux États-Unis. Les produits du secteur Énergies renouvelables et le taux de rentabilité global sont tirés de la disponibilité de l'énergie hydraulique et de l'énergie éolienne et de la production d'électricité, de la vente d'éléments environnementaux ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau.

Énergie éolienne

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Disponibilité (%)	94,6	93,8	95,6
Production (GWh)	3 175	2 709	2 583
Capacité installée brute (MW)	1 291	1 289	1 145
Produits des activités ordinaires	247	237	207
Combustible et achats d'électricité	14	13	12
Marge brute aux fins de comparaison	233	224	195
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	50	39	39
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6	5	5
BAIIA aux fins de comparaison	177	180	151
Amortissement	88	79	72
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	89	101	79
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	2	3	2
Dépenses d'entretien planifié d'envergure	10	6	2
Total	12	9	4

2014

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a augmenté de 466 GWh en regard de celle de 2013, en raison surtout de la contribution pendant un exercice complet des activités des parcs éoliens du Wyoming et New Richmond et de la hausse des volumes d'énergie éolienne dans l'est du Canada.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 3 millions de dollars par rapport à celui de 2013. En 2014, la baisse des prix en Alberta par rapport à ceux de 2013 a plus que contrebalancé la contribution des nouveaux projets éoliens mis en service ou acquis en 2013.

L'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a grimpé de 9 millions de dollars en regard de celui de 2013, essentiellement en raison de l'augmentation des actifs découlant de l'acquisition récente de centrales.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de 3 millions de dollars comparativement à celles de 2013, principalement par suite d'une hausse des activités d'entretien planifié d'envergure en raison d'une interruption à Le Nordais. À l'heure actuelle, toutes les unités de Le Nordais sont en activité.

2013

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la production a augmenté de 126 GWh par rapport à 2012, conséquence du démarrage des activités commerciales à New Richmond.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 avait augmenté de 29 millions de dollars par rapport à celui de 2012, par suite du démarrage des activités commerciales à New Richmond et de la hausse des prix liés à la capacité marchande en Alberta.

L'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 avait augmenté de 7 millions de dollars comparativement à celui de 2012, en raison du démarrage des activités commerciales à New Richmond.

Énergie hydroélectrique

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Production (GWh)	1 885	2 085	2 356
Capacité installée brute (MW)	913	913	913
Produits des activités ordinaires	131	181	164
Combustible et achats d'électricité	9	5	7
Marge brute aux fins de comparaison	122	176	157
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	40	32	28
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	2
Autres résultats d'exploitation, montant net	(6)	(6)	-
BAlIA aux fins de comparaison	85	147	127
Amortissement	24	25	29
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	61	122	98
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	9	8	7
Dépenses d'entretien planifié d'envergure	3	5	7
Total avant les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	12	13	14
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	9	1	-
Total	21	14	14

2014

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a diminué de 200 GWh par rapport à celle de 2013, en raison de la baisse des ressources hydrauliques dans l'ouest du Canada et de l'optimisation de la capacité d'entreposage pour tirer parti des prix plus élevés.

En 2014, le BAlIA aux fins de comparaison a diminué de 62 millions de dollars en regard de celui de 2013, en raison surtout de la baisse des prix et de la faible volatilité des prix en Alberta, qui ont limité notre capacité à tirer profit de notre flexibilité à produire de l'électricité au cours des heures facturées à des prix plus élevés.

Les autres résultats d'exploitation nets ont trait à l'indemnité d'assurance liée à l'interruption des activités versée au titre des événements de la période précédente.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de 7 millions de dollars par rapport à celles de 2013, du fait principalement des dépenses d'investissement liées au rétablissement des activités à la suite d'inondations. Ces dépenses ont été en grande partie recouvrées au moyen de l'indemnité d'assurance comptabilisée à titre d'élément non comparable dans le résultat net en 2014.

2013

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la production avait diminué de 271 GWh en regard de celle de 2012, du fait de la diminution des volumes des ressources hydrauliques.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le BAlIA aux fins de comparaison avait augmenté de 20 millions de dollars par rapport à celui de 2012 en raison des prix favorables. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par une diminution des volumes des ressources hydrauliques.

L'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 avait diminué de 4 millions de dollars en regard de celui de 2012, en raison d'une modification des durées d'utilité des actifs hydrauliques au cours de 2013.

Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence

Tel qu'il est mentionné dans la rubrique «Événements importants de 2014 et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion, nous avons conclu la vente de nos participations dans CE Gen et CalEnergy en juin 2014 et dans Wailuku en novembre 2014.

La méthode de la mise en équivalence a été utilisée pour comptabiliser les résultats des coentreprises CE Gen, CalEnergy et Wailuku pour les mois de janvier et de février 2014, mais a cessé d'être utilisée à partir du 1^{er} mars 2014, soit au moment du classement de ces placements à titre d'actifs détenus en vue de la vente selon les exigences des IFRS. Les placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence n'ont généré aucun rendement pendant la période de deux mois (perte de 10 millions de dollars pour l'exercice 2013, perte de 15 millions de dollars pour l'exercice 2012).

Le tableau qui suit résume les principales données sur les activités d'exploitation, ajustées pour tenir compte de nos participations dans ces placements :

	Deux mois clos le 28 février 2014	Exercice clos le 31 décembre 2013	Exercice clos le 31 décembre 2012
Disponibilité (%)	97,1	91,2	94,2
Production (GWh) :			
Gaz	127	385	380
Énergies renouvelables	187	1 170	1 200
Total de la production	314	1 555	1 580

Commercialisation de l'énergie

Les résultats du secteur Commercialisation de l'énergie, y compris tous les résultats des activités de négociation présentées selon le montant net des produits, sont présentés ci-après :

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	108	79	3
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	32	18	16
BAIIA aux fins de comparaison	76	61	(13)
Amortissement	-	1	-
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	76	60	(13)

2014

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Commercialisation de l'énergie a augmenté de 15 millions de dollars en comparaison de celui de 2013, en raison surtout des phénomènes météorologiques extrêmes qui ont entraîné une volatilité sans précédent du prix des produits de base (gaz et électricité) sur les marchés de l'est au cours des premier et quatrième trimestres de 2014, laquelle a eu une incidence positive sur notre capacité à optimiser notre portefeuille d'actifs de production, de transport, de transmission et d'entreposage. Nous avons d'ailleurs profité des possibilités d'arbitrage à faible risque découlant de la volatilité extrême sur le marché. Comme il a été mentionné précédemment à la sous-rubrique Gaz, un profit a été comptabilisé dans les résultats de ce secteur pour compenser les pertes liées à la production de gaz. La hausse a été partiellement neutralisée par l'augmentation de la répartition des coûts du siège social et par celle de la charge de rémunération fondée sur le rendement découlant des solides résultats obtenus.

2013

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Commercialisation de l'énergie avait augmenté de 74 millions de dollars par rapport à celui de 2012 grâce aux solides résultats des activités de négociation dans tous les marchés et à une gestion prudente du risque. L'augmentation était attribuable aux stratégies de négociation gagnantes en ce qui a trait à la demande d'électricité dans les régions et aux écarts de prix sur l'ensemble des marchés.

Siège social : Nos secteurs Production et Commercialisation de l'énergie sont soutenus par un groupe du siège social qui fournit des services financiers, fiscaux et juridiques, des services de trésorerie, des services de réglementation, des services liés à l'environnement, à l'approvisionnement, à la santé et à la sécurité et au développement durable, des services de communications et de relations avec les gouvernements et les investisseurs, des services de technologies de l'information, des services de gestion du risque, des services de ressources humaines, des services de relations avec les autochtones, des services d'audit interne ainsi que d'autres services administratifs.

Les frais engagés par le secteur Siège social sont comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	(59)	(67)	(83)
Amortissement	26	23	20
Pertes d'exploitation aux fins de comparaison	(85)	(90)	(103)
Dépenses d'investissement de maintien :			
Dépenses d'investissement courantes	23	22	24

2014

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 ont diminué de 8 millions de dollars par rapport à celles de 2013, du fait surtout du changement de méthode de répartition des coûts indirects utilisée par l'entreprise. Cette diminution a été en partie contrebalancée par l'augmentation de la rémunération fondée sur le rendement.

2013

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 avaient diminué de 16 millions de dollars par rapport à celles de 2012 du fait de la réduction des charges de rémunération par suite de la restructuration survenue au quatrième trimestre de 2012, de l'attention continue portée à la gestion des coûts et de la diminution des coûts en raison de la méthode de répartition des coûts indirects utilisée par l'entreprise. Ce changement de méthode découlait principalement de la réorientation des ressources en 2012 qui avait permis de séparer plus clairement les activités de base et la croissance.

Autres résultats consolidés

Imputations et reprises pour dépréciation d'actifs

La totalité des imputations et des reprises pour dépréciation sont comptabilisées dans les résultats du secteur Production. Les imputations pour dépréciation peuvent être reprises au cours des périodes futures si les flux de trésorerie des centrales touchées s'améliorent.

2014

Secteur Charbon aux États-Unis

Le 30 novembre 2014, nous avons jugé que la diminution de la croissance prévue des prix de l'électricité du centre de la Colombie était un indice de dépréciation dans le secteur Charbon aux États-Unis, une unité génératrice de trésorerie («UGT»). La valeur comptable de cette UGT à cette date, nette des passifs à long terme connexes, était de 372 millions de dollars. Nous avons estimé la juste valeur diminuée des coûts de sortie de l'UGT au moyen de notre prévision à long terme et des principales hypothèses suivantes :

Prix moyens annuels de l'électricité du centre de la Colombie	De 31,00 \$ US à 52,00 \$ US par MWh
Carburant diesel routier pour le transport du charbon	De 3,06 \$ US à 3,37 \$ US par gallon
Taux d'actualisation	De 5,1 % à 6,2 %

L'évaluation est assujettie à une part d'incertitude attribuable à ces hypothèses, et les données utilisées dans notre prévision à long terme, y compris les fluctuations des coûts des combustibles, des coûts d'exploitation et 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 l'actif, soit après la cessation des activités sous leur forme actuelle prévue en 2025.

Il a été estimé que la juste valeur diminuée des coûts de la vente de l'UGT se rapprochait de sa valeur comptable et, par conséquent, aucune imputation pour dépréciation n'a été comptabilisée. Tout changement défavorable des hypothèses, prises individuellement, aurait entraîné la comptabilisation d'une imputation pour dépréciation. Nous continuons de gérer les risques associés à l'UGT en optimisant nos activités d'exploitation et l'affectation de nos capitaux.

Centrale alimentée au gaz de Centralia

En 2014, nous avons vendu à des contreparties externes les actifs de la centrale alimentée au gaz de Centralia et les avons transférés à d'autres centrales détenues qui pourront les utiliser aux fins de production. Ces actifs avaient été entièrement dépréciés et étaient inutilisés depuis 2010. Par suite de ces transactions, nous avons comptabilisé une reprise pour dépréciation d'actifs de 5 millions de dollars, et la capacité de production de la centrale a été soustraite du total de la capacité détenue par TransAlta.

2013

Capacité marchande en Alberta

En 2013, dans le cadre du processus annuel d'évaluation et d'examen de la dépréciation, la Société avait établi que les centrales albertaines ayant une capacité marchande importante étaient considérées comme une unité génératrice de trésorerie («UGT marchande de l'Alberta»). Même si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée en 2013 pour l'UGT marchande de l'Alberta, les pertes de valeur avant impôts totalisant 23 millions de dollars qui avaient été comptabilisées pour les centrales d'énergies renouvelables qui font maintenant partie de l'UGT marchande de l'Alberta ont fait l'objet d'une reprise. Se reporter à la note 6 des états financiers consolidés audités du présent rapport annuel pour plus de renseignements.

Énergies renouvelables

Nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts totalisant 4 millions de dollars relativement à trois actifs hydroélectriques assujettis à des contrats. Les actifs ont été dépréciés en raison surtout d'une augmentation des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation futures résultant des évaluations effectuées.

Charge d'intérêt nette

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

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Intérêt sur la dette	238	240	227
Produit d'intérêt	-	-	(2)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(3)	(2)	(4)
Inefficacité des couvertures	-	-	4
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	1	-	-
Désactualisation des provisions	18	18	17
Charge d'intérêt nette	254	256	242

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la charge d'intérêt nette a diminué par rapport à celle de 2013, du fait principalement de la réduction d'environ 500 millions de dollars de la dette au cours de l'exercice et de la baisse des taux d'intérêt sur la dette refinancée. Ces diminutions ont été contrebalancées en partie par la hausse de la charge d'intérêt attribuable au raffermissement du dollar américain.

En 2013, la charge d'intérêt nette avait augmenté par rapport à celle de 2012, en raison essentiellement de la hausse du niveau d'endettement, des variations défavorables des taux de change et de l'augmentation des taux d'intérêt, le tout en partie contrebalancé par la diminution de l'inefficacité des couvertures.

Impôts sur le résultat

Nos taux d'imposition et notre charge d'impôts sont fondés sur le résultat réalisé dans chaque territoire où nous exerçons nos activités et sur toute différence permanente entre le mode de calcul du résultat avant impôts aux fins comptables et aux fins fiscales. S'il existe une différence temporaire entre le moment de la comptabilisation d'une charge ou d'un produit aux fins comptables ou fiscales, cette différence entraîne des actifs ou des passifs d'impôt différé et est évaluée au moyen du taux d'imposition qui devrait être en vigueur lorsque cette différence temporaire se résorbera. L'incidence de toute modification des taux d'imposition futurs sur les actifs ou les passifs d'impôt différé est comptabilisée en résultat dans la période où les nouveaux taux sont adoptés.

Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts sur le résultat et des taux d'imposition effectifs sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables :

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Résultat avant impôts sur le résultat	239	(12)	(445)
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(49)	(29)	(37)
Quote-part de la perte au titre des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	-	10	15
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et certaines couvertures économiques	(54)	103	72
Imputations (reprises) pour dépréciation d'actifs	(6)	(18)	324
Provisions pour frais de restructuration (reprise)	-	(3)	13
Profit à la vente d'actifs	(2)	(12)	(3)
Profit à la vente d'une garantie	-	-	(15)
Perte de change sur la réclamation en Californie	4	-	-
Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite du recouvrement d'assurance	1	7	3
Coûts de la soumission de TAMA Transmission	5	-	-
Autres pertes d'exploitation, montant net	1	109	254
Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison assujéti à l'impôt	139	155	181
Ajustements au titre de la charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison :			
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat au titre de l'incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et certaines couvertures économiques	(19)	36	25
Charge d'impôts sur le résultat liée aux imputations et aux reprises pour dépréciation d'actifs	(1)	(5)	(5)
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat lié(e) à la provision pour frais de restructuration	-	(1)	3
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat lié(e) au profit à la vente d'actifs	1	(2)	(1)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié au désinvestissement de placements	35	-	-
Charge d'impôts sur le résultat liée (au profit à la vente d'une garantie) à la provision à l'égard d'une garantie	-	-	(4)
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat lié(e) à la réduction de valeur des actifs d'impôt différé	5	(28)	(169)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	-	9
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat lié(e) aux variations des taux d'imposition des sociétés	-	5	(8)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la perte de change sur la réclamation en Californie	1	-	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié aux frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite du recouvrement d'assurance	-	2	1
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié aux coûts de la soumission de TAMA Transmission	1	-	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié aux autres pertes d'exploitation, montant net	-	27	65
Total des ajustements au titre de la charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison	23	34	(84)
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat	7	(8)	102
Charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison	30	26	18
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison (%)	22	22	(46)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison a augmenté par rapport à celle de 2013, par suite des variations au titre du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts est réalisé, contrebalancées par la baisse du résultat aux fins de comparaison.

En 2013, la charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison avait augmenté par rapport à celle de 2012, par suite de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens au cours de la période précédente et de variations au titre du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts est réalisé.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a augmenté en regard de celui de 2013, en raison d'une variation du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts est réalisé et de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat.

En 2013, le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison, à l'exclusion des éléments non comparables, avait augmenté en regard de celui de 2012, par suite d'une variation du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts est réalisé, de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat et de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens au cours de la période précédente.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, nous avons repris une réduction de valeur antérieure d'actifs d'impôt différé de 5 millions de dollars. La reprise découlait des variations des différences temporaires imposables et déductibles en 2014 qui ont eu une incidence sur les actifs d'impôt différés nets aux États-Unis et sur notre évaluation des montants à comptabiliser.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, nous avons comptabilisé une réduction de valeur des actifs d'impôt différé totalisant 28 millions de dollars (169 millions de dollars en 2012). Les actifs d'impôt différé avaient trait principalement à des avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre des activités détenues directement aux États-Unis. Nous avons sorti du bilan ces actifs, puisqu'il n'est plus considéré comme probable que nos activités détenues directement aux États-Unis généreront un revenu imposable futur suffisant aux fins d'utilisation des pertes fiscales sous-jacentes, en raison de la baisse des attentes à l'égard de la croissance des prix.

Participations ne donnant pas le contrôle

Nous détenons 50,01 % de TA Cogen, qui détient et exploite quatre centrales alimentées au gaz naturel et une centrale alimentée au charbon, ou qui possède une participation dans ces centrales. Canadian Power Holdings Inc. détient la participation ne donnant pas le contrôle dans TA Cogen. Nous détenons également une participation de 70,3 % (80,6 % en 2013) dans TransAlta Renewables. TransAlta Renewables est une société cotée à la Bourse de Toronto sous le symbole «RNW». Elle détient une participation dans des actifs d'énergies renouvelables d'une capacité de 1 283 MW. Comme nous détenons une participation conférant le contrôle dans TA Cogen et TransAlta Renewables, nous consolidons la totalité des résultats, des actifs et des passifs relativement à notre participation dans ces actifs.

Les participations ne donnant pas le contrôle dans les comptes de résultat consolidés et les états de la situation financière consolidés ont trait au résultat et à l'actif net attribuables à des participations dans TA Cogen et TransAlta Renewables que nous ne détenons pas. Dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés, les sommes payées aux actionnaires minoritaires de TA Cogen et de TransAlta Renewables sont présentées dans les activités de financement à titre de distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales.

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a augmenté de 20 millions de dollars, en regard de celui de 2013, pour s'établir à 49 millions de dollars, du fait principalement de la constitution de TransAlta Renewables et de l'accroissement de l'actionnariat public.

En 2013, le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle avait reculé de 8 millions de dollars par rapport à celui de 2012 en raison de la diminution du résultat de TA Cogen.

Mesures conformes aux IFRS additionnelles

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

Résultats et autres mesures aux fins de comparaison

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-dessous, et ailleurs dans le présent rapport de gestion, ne sont pas définies selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme une mesure de remplacement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou comme une mesure plus significative de ceux-ci, ainsi qu'ils sont calculés selon les IFRS, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés.

Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon la marge brute et les résultats d'exploitation. Les résultats d'exploitation et la marge brute fournissent à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

Pour calculer ces éléments, nous ne tenons pas compte de certains éléments, étant donné que la direction croit que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités commerciales. Pour calculer le résultat par action aux fins de comparaison, on utilise le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

En 2014, nous avons effectué des retraitements touchant les périodes de 2013 et de 2012. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables de l'exercice considéré» du présent rapport de gestion pour une description des retraitements touchant les périodes antérieures.

Le tableau suivant présente les ajustements apportés pour calculer les résultats aux fins de comparaison pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012. Les références se rapportent aux rapprochements présentés dans les pages suivantes.

Exercice clos les 31 décembre			2014	2013	2012
Renvoi	Ajustement	Secteur et type de combustible			
Reclassement :					
1	Produits tirés des contrats de location-financement utilisés comme une approximation au titre des produits d'exploitation	Production (gaz)	49	46	16
2	Diminution des créances au titre des contrats de location-financement utilisées comme une approximation au titre des produits d'exploitation et de l'amortissement	Production (gaz)	3	1	3
3	Reclassement de l'amortissement minier du poste Combustible et achats d'électricité	Production (secteur Charbon au Canada)	56	58	41
4	Reclassement du profit à la vente d'immobilisations corporelles aux fins de comparaison compris dans le poste Amortissement	Production (secteur Charbon au Canada)	1	2	10
		Production (secteur Charbon aux États-Unis)	-	-	1
		Production (gaz)	-	-	3
5	Incidence sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	Production (secteur Charbon au Canada)	-	-	20
Ajustements - (augmentation (diminution) des résultats aux fins de rapprochement avec les résultats aux fins de comparaison) :					
6	Incidence sur les produits liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et certaines couvertures économiques	Production (secteur Charbon aux États-Unis)	(54)	103	72
7	Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite du recouvrement d'assurance	Production (hydroélectricité)	1	7	-
8	Sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer	Production (secteur Charbon au Canada)	-	-	3
9	Coûts de la soumission de TAMA Transmission	Siège social	5	-	-
10	Imputations (reprises) pour dépréciation d'actifs	Production (secteur Charbon au Canada)	-	-	(41)
		Production (secteur Charbon aux États-Unis)	-	-	347
		Production (gaz)	(6)	1	-
		Production (énergie éolienne)	-	(23)	16
		Production (hydroélectricité)	-	4	2
11	Frais de restructuration	Production (secteur Charbon au Canada)	-	(2)	4
		Production (gaz)	-	-	1
		Siège social	-	(1)	8
12	Réclamation en Californie	Commercialisation de l'énergie	5	56	-
13	Tranche non comparable du recouvrement d'assurance reçu	Production (hydroélectricité)	(4)	(1)	-
14	Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	Production (secteur Charbon au Canada)	-	25	254
15	Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	Production (secteur Charbon au Canada)	-	29	-
16	Taux de change relatif à la réclamation en Californie	Non affecté	4	-	-
17	Profit à la vente d'actifs non comparable	Production (placements en titres de capitaux propres)	(2)	-	-
		Siège social	-	(12)	-
		Production (énergie éolienne)	-	-	(3)
18	Profit à la vente d'une garantie	Commercialisation de l'énergie	-	-	(15)
19	Réduction (reprise de la réduction) de valeur des actifs d'impôt différé	Non affecté	(5)	28	169
20	Incidence fiscale nette d'autres ajustements aux fins de comparaison	Non affecté	(18)	(62)	(85)
21	Éléments non comparables attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Non affecté	1	-	-

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement des résultats aux fins de comparaison et des résultats présentés pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 :

Exercices clos les 31 décembre	2014				2013			
	Présentés	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Présentés	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	2 623	52 ^{1,2}	(54) ⁶	2 621	2 292	47 ^{1,2}	103 ⁶	2 442
Combustible et achats d'électricité	1 092	(56) ³	-	1 036	948	(58) ³	-	890
Marge brute	1 531	108	(54)	1 585	1 344	105	103	1 552
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	542	-	(6) ^{7,9}	536	516	-	(5) ⁷	511
Imputations pour dépréciation d'actifs	(6)	-	6 ¹⁰	-	(18)	-	18 ¹⁰	-
Provision pour frais de restructuration	-	-	-	-	(3)	-	3 ¹¹	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	29	-	-	29	27	-	-	27
Profit à la vente d'actifs	-	(1) ⁴	-	(1)	-	(2) ⁴	-	(2)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(14)	-	(1) ^{12,13}	(15)	102	-	(109) ^{12,13,14,15}	(7)
Résultat avant intérêts, impôts et amortissement	980	109	(53)	1 036	720	107	196	1 023
Amortissement	538	60 ^{2,3,4}	-	598	525	61 ^{2,3,4}	(2) ⁷	584
Résultats d'exploitation	442	49	(53)	438	195	46	198	439
Produits tirés des contrats de location-financement	49	(49) ¹	-	-	46	(46) ¹	-	-
Quote-part de la perte au titre des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	(10)	-	-	(10)
Profit (perte) de change	-	-	4 ¹⁶	4	1	-	-	1
Profit à la vente d'actifs	2	-	(2) ¹⁷	-	12	-	(12) ¹⁷	-
Autres produits	-	-	-	-	-	-	-	-
Résultat avant intérêts et impôts	493	-	(51)	442	244	-	186	430
Charge d'intérêt nette	254	-	-	254	256	-	-	256
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	7	-	23 ^{19,20}	30	(8)	-	34 ^{19,20}	26
Résultat net	232	-	(74)	158	(4)	-	152	148
Participations ne donnant pas le contrôle	50	-	(1) ²¹	49	29	-	-	29
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	182	-	(73)	109	(33)	-	152	119
Dividendes sur actions privilégiées	41	-	-	41	38	-	-	38
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	141	-	(73)	68	(71)	-	152	81
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice	273			273	264			264
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,52			0,25	(0,27)			0,31

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement des résultats aux fins de comparaison et des résultats présentés pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 :

Exercices clos les 31 décembre	2012			Total aux fins de comparaison
	Présentés	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	
Produits des activités ordinaires	2 210	(1) ^{1, 2, 5}	72 ⁶	2 281
Combustible et achats d'électricité	797	(41) ³	-	756
Marge brute	1 413	40	72	1 525
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	499	-	(3) ⁸	496
Imputations pour dépréciation d'actifs	324	-	(324) ¹⁰	-
Provision pour frais de restructuration	13	-	(13) ¹¹	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	28	-	-	28
Profit à la vente d'actifs	-	(14) ⁴	-	(14)
Autres résultats d'exploitation, montant net	254	-	(254) ¹⁴	-
Résultat avant intérêts, impôts et amortissement	295	54	666	1 015
Amortissement	509	58 ^{2, 3, 4}	-	567
Divers	-	(20) ⁵	-	(20)
Résultats d'exploitation	(214)	16	666	468
Produits tirés des contrats de location-financement	16	(16) ¹	-	-
Quote-part de la perte au titre des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(15)	-	-	(15)
Perte de change	(9)	-	-	(9)
Profit à la vente d'actifs	3	-	(3) ¹⁷	-
Profit à la vente d'une garantie	15	-	(15) ¹⁸	-
Autres produits	1	-	-	1
Résultat avant intérêts et impôts	(203)	-	648	445
Charge d'intérêt nette	242	-	-	242
Charge d'impôts sur le résultat	102	-	(84) ^{19, 20}	18
Résultat net	(547)	-	732	185
Participations ne donnant pas le contrôle	37	-	-	37
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(584)	-	732	148
Dividendes sur actions privilégiées	31	-	-	31
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(615)	-	732	117
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice	235			235
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(2,62)			0,50

Instrument financiers

Les instruments financiers servent à gérer le risque de taux d'intérêt, le risque lié aux prix des produits de base, le risque lié aux fluctuations des monnaies étrangères ainsi que le risque de crédit et d'autres risques du marché. À l'heure actuelle, nous avons recours à des swaps prévoyant la livraison et à des swaps financiers, à des contrats de vente et d'achat à terme, à des contrats à terme standardisés, à des contrats de change, à des swaps de taux d'intérêt et à des options pour atteindre nos objectifs en matière de gestion du risque. Les instruments financiers sont comptabilisés à la juste valeur. La comptabilisation initiale de la juste valeur et les variations ultérieures de la juste valeur peuvent avoir une incidence sur le résultat présenté au cours de la période où la variation se produit si la comptabilité de couverture n'est pas utilisée. Sinon, les variations de la juste valeur n'auront généralement pas d'incidence sur le résultat jusqu'à la date de règlement de l'instrument financier.

Les instruments financiers sont divisés en deux grandes catégories : i) ceux utilisés dans les secteurs Production et Commercialisation de l'énergie dans le cadre des activités de gestion du risque lié aux produits de base, des couvertures du prix des produits de base et d'autres activités de conclusion de contrats; et ii) ceux utilisés dans les couvertures de taux d'intérêt et du risque de change lié à la dette, et aux projets et autres dépenses et de notre investissement net dans les établissements à l'étranger.

Une partie de nos instruments financiers et de nos contrats sur produits de base prévoyant la livraison sont comptabilisés selon une méthode établie par l'entreprise, ou répondent aux critères d'application de la comptabilité de couverture et sont comptabilisés selon cette méthode. La comptabilisation de ces contrats pour lesquels nous avons choisi d'appliquer la comptabilité de couverture dépend du type de couverture. Nos instruments financiers comprennent les couvertures de la juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie, les couvertures de l'investissement net ou les éléments autres que de couverture. Ces catégories et leur traitement comptable connexe sont présentés plus en détail ci-dessous.

Pour tous les types de couvertures, nous vérifions l'efficacité à la fin de chaque période de présentation de l'information financière afin de déterminer si les instruments produisent le rendement escompté et s'il convient toujours d'appliquer la comptabilité de couverture. Les contrats d'instruments financiers auquel nous devenons partie visent à assurer la prévisibilité des rentrées et sorties de fonds futures. Dans une relation de couverture, la partie efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture n'a pas d'incidence sur le résultat net, tandis que toute partie inefficace est comptabilisée en résultat net.

De même, il y a certains contrats de notre portefeuille qui, dès leur mise en place, ne répondent pas aux critères d'application de la comptabilité de couverture, ou bien pour lesquels nous avons choisi de ne pas appliquer ce traitement. Pour ces contrats, nous comptabilisons en résultat net les profits et les pertes liés à l'évaluation à la valeur du marché découlant des variations des prix à terme comparativement aux prix auxquels ces contrats ont été conclus. Ces variations de prix modifient le calendrier de comptabilisation des résultats, mais n'ont pas d'incidence sur le montant du règlement final reçu. La juste valeur des contrats à terme standardisés continuera de fluctuer selon les variations des prix du marché.

La juste valeur des instruments dérivés négociés par la Société qui ne sont pas négociés sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période où des cours sont disponibles est calculée en recourant à des techniques ou modèles d'évaluation.

Couvertures de la juste valeur

Les couvertures de la juste valeur sont utilisées pour contrebalancer l'incidence des fluctuations de la juste valeur de la dette à long terme à taux fixe découlant des variations des taux d'intérêt du marché. Nous utilisons des swaps de taux d'intérêt comme couvertures de la juste valeur.

Aux fins de la comptabilisation des couvertures de la juste valeur, les variations de la juste valeur de l'instrument de couverture (p. ex., un swap de taux d'intérêt) sont comptabilisées dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, et les profits ou les pertes connexes sont comptabilisés en résultat net. La valeur comptable de la dette à long terme faisant l'objet de la couverture est ajustée en fonction des pertes ou des profits associés au risque couvert, le montant correspondant étant comptabilisé en résultat net. Par conséquent, seule l'inefficacité nette des couvertures est comptabilisée en résultat net.

Couvertures de flux de trésorerie

Les couvertures de flux de trésorerie sont classées dans la catégorie des couvertures de projets, de change, de taux d'intérêt ou du prix des produits de base, et sont utilisées pour contrebalancer les risques de change et de taux d'intérêt et le risque lié aux prix des produits de base découlant des fluctuations du marché.

Couvertures de projets

Des contrats de change à terme sont utilisés pour couvrir les risques de change découlant de contrats prévus et d'engagements fermes libellés en monnaies étrangères, principalement liés aux dépenses d'investissement.

Couvertures de change, de taux d'intérêt et du prix des produits de base

Les swaps prévoyant la livraison et les swaps financiers, les contrats de vente et d'achat à terme de gré à gré, les contrats à terme standardisés et les options sont utilisés surtout pour contrebalancer les variations des flux de trésorerie futurs découlant des fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel. Les contrats de change à terme et les swaps de devises sont utilisés pour compenser les risques liés à la dette à long terme libellée en monnaies étrangères. Les swaps de taux d'intérêt différés servent à contrebalancer la variabilité des flux de trésorerie liés à la charge d'intérêt découlant des émissions anticipées de titres d'emprunt à long terme.

Aux fins de la comptabilisation des couvertures de flux de trésorerie, les variations de la juste valeur de l'instrument de couverture (p. ex., contrat à terme de gré à gré ou swap financier) sont comptabilisées dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, et les profits ou les pertes connexes sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global. Ces profits ou pertes qui ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat global sont par la suite reclassés en résultat net dans la même période que celle au cours de laquelle les flux de trésorerie prévus couverts influent sur le résultat net et compensent les pertes ou les profits prévus découlant des transactions. Pour les couvertures de projets, les profits et les pertes reclassés des autres éléments du résultat global sont inclus dans la valeur comptable des immobilisations corporelles connexes.

Lorsque nous ne choisissons pas d'appliquer la comptabilité de couverture, ou lorsque la couverture n'est plus efficace et ne répond pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture, les profits ou pertes découlant des variations des prix ou des taux d'intérêt ou de change relatifs à ces instruments financiers sont comptabilisés en résultat net au cours de la période où le profit ou la perte est survenu.

Couvertures de l'investissement net

Les contrats de change à terme et la dette à long terme libellée en monnaies étrangères sont utilisés pour couvrir le risque de variation de la valeur comptable de nos investissements nets dans les établissements à l'étranger qui ont une monnaie fonctionnelle autre que le dollar canadien. Les profits ou les pertes sur ces instruments sont comptabilisés et reportés dans les autres éléments du résultat global, puis reclassés dans le résultat net à la cession d'un établissement à l'étranger. Nous tentons de gérer notre risque de change en appariant les charges libellées en monnaies étrangères avec les produits, tels que les produits compensatoires provenant de nos activités aux États-Unis avec les paiements d'intérêts sur notre dette en dollars américains.

À la suite du désinvestissement de CE Gen, Blackrock et CalEnergy ainsi que du rapatriement du produit dans des fonds canadiens, nous avons annulé la désignation des titres d'emprunt de 180 millions de dollars américains comme couvertures de l'investissement net dans des établissements aux États-Unis. Au cours du troisième trimestre de 2014, nous avons annulé la désignation de titres d'emprunt additionnels de 90 millions de dollars américains se rapportant à d'autres établissements aux États-Unis. De manière prospective, ces tranches de titres d'emprunt libellés en dollars américains font l'objet d'une couverture au moyen d'instruments dérivés de change.

Éléments autres que de couverture

Les instruments financiers qui ne sont pas désignés comme couvertures sont utilisés pour réduire le risque lié au prix des produits de base et les risques de change et de taux d'intérêt. Les variations de la juste valeur des instruments financiers non désignés comme des couvertures sont comptabilisées dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, et les profits ou les pertes connexes sont comptabilisés en résultat net pendant la période au cours de laquelle le changement survient.

Juste valeur

La juste valeur de nos couvertures de projets, de change, de taux d'intérêt, du prix des produits de base et de dérivés autres que de couverture est surtout calculée au moyen des cours du marché ajustés dans un marché actif ou à partir de données d'entrée validées par les cours des courtiers. Nous pouvons conclure des opérations sur des produits de base comportant des caractéristiques non standardisées pour lesquelles il n'y a pas de données du marché observables disponibles. Ces opérations sont définies comme des instruments de niveau III selon les IFRS. Les instruments de niveau III reposent sur des données d'entrée du marché non observables, et la juste valeur est donc établie à l'aide de techniques d'évaluation. Les justes valeurs sont validées à l'aide d'autres hypothèses possibles raisonnables à titre de données d'entrée de techniques d'évaluation, et toute différence importante est communiquée dans les notes des états financiers. Au 31 décembre 2014, les instruments de niveau III avaient une valeur comptable de l'actif net de 217 millions de dollars. Se reporter à la rubrique «Méthodes et estimations comptables critiques» du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les techniques d'évaluation. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2013.

Situation de trésorerie et sources de financement

Le risque de liquidité découle de notre capacité à combler nos besoins généraux de financement, à mener des activités de négociation et de couverture, et à gérer les actifs, les passifs et la structure du capital de la Société. Nous gérons le risque de liquidité en maintenant suffisamment de ressources financières liquides pour financer les obligations lorsqu'elles deviennent exigibles, et ce, de la façon la plus rentable qui soit. Le risque de liquidité associé aux activités de gestion du risque lié aux produits de base est géré en maintenant suffisamment de réserves et en surveillant nos contreparties et les marchés au sein desquels nous effectuons des transactions.

Nos besoins de liquidités sont comblés par diverses sources, dont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, la disponibilité en vertu de nos facilités de crédit à long terme, et les titres d'emprunt ou de capitaux propres à long terme émis dans le cadre de prospectus préalables au Canada et aux États-Unis. Nous utilisons surtout les fonds pour les charges d'exploitation, les dépenses d'investissement, les dividendes, les distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle, et les paiements des intérêts et du capital sur les titres d'emprunt.

Le 17 décembre 2014, nous avons déposé un prospectus préalable de base aux États-Unis qui permet l'émission, jusqu'à un capital global de 2,0 milliards de dollars américains (ou son équivalent libellé en monnaies étrangères), d'actions ordinaires, d'actions privilégiées de premier rang, de bons de souscription, de reçus de souscription ou de titres d'emprunt de temps à autre. Les modalités spécifiques de tout placement de titres seront définies à la date d'émission.

Dette

La dette à long terme totalisait 4,0 milliards de dollars au 31 décembre 2014 en regard de 4,3 milliards de dollars au 31 décembre 2013. La dette à long terme a diminué par rapport à celle au 31 décembre 2013 en grande partie du fait de l'utilisation du produit de la vente de CE Gen, Blackrock et CalEnergy, du placement secondaire d'actions ordinaires de TransAlta Renewables et de l'émission d'actions privilégiées afin de régler nos emprunts sur notre facilité de crédit. En mai, nous avons remboursé 200 millions de dollars au titre de débetures venant à échéance au moyen d'un placement de billets de premier rang totalisant 400 millions de dollars américains. L'excédent des produits a servi au remboursement d'autres emprunts aux termes de notre facilité de crédit.

Au cours de l'exercice, le raffermissement du dollar américain a augmenté le solde de notre dette à long terme de 174 millions de dollars. La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est couverte soit par des contrats financiers soit par des investissements nets dans nos établissements aux États-Unis. Pour l'exercice 2014, la variation de notre dette libellée en dollars américains a été contrebalancée comme suit :

Pour l'exercice clos le 31 décembre	2014
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net)	55
Couverture de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	79
Incidence du change sur la valeur libellée en dollars américains des contrats de location-financement de la centrale de Salomon	29
Autres couvertures économiques	11
Total	174

Facilités de crédit

Au 31 décembre 2014, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,1 milliards de dollars (2,1 milliards de dollars en 2013), dont un montant de 1,6 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars en 2013) n'a pas été prélevé et est disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Au 31 décembre 2014, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,5 milliard de dollars (1,2 milliard de dollars en 2013), ce qui correspondait à des emprunts réels de 0,1 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars en 2013) et à des lettres de crédit de 0,4 milliard de dollars (0,4 milliard de dollars en 2013). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, qui vient à échéance en 2018, le solde comprenant des facilités de crédit bilatérales dont un montant de 0,3 milliard de dollars vient à échéance en 2017 et un montant de 0,2 milliard de dollars, au quatrième trimestre de 2016. Nous prévoyons renouveler ces facilités, selon des modalités commerciales raisonnables, avant leur échéance.

Outre le montant de 1,6 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons de 43 millions de dollars de liquidités disponibles.

Capital social

Le 18 février 2015, nous avons 277,0 millions d'actions ordinaires en circulation, ainsi que 12,0 millions d'actions privilégiées de série A, 11,0 millions d'actions privilégiées de série C, 9,0 millions d'actions privilégiées de série E et 6,6 millions d'actions privilégiées de série G en circulation. Au 31 décembre 2014, nous avons 275,0 millions d'actions ordinaires (268,2 millions en 2013) émises et en circulation. Au 31 décembre 2014, nous avons 38,6 millions d'actions privilégiées de premier rang (32,0 millions en 2013) émises et en circulation.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, 6,8 millions d'actions ordinaires (13,5 millions en 2013) ont été émises aux actionnaires ayant choisi de recevoir les dividendes afin de les réinvestir, pour un montant de 85 millions de dollars (186 millions de dollars en 2013).

Comme il a été mentionné à la rubrique «Événements importants de 2014 et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion, le 15 août 2014, la Société a conclu un placement de 6,6 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajustable et à dividende cumulatif, série G, pour un produit brut de 165 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées ont le droit de recevoir des dividendes en espèces fixes cumulatifs à un taux annuel de 1,325 \$ par action sur approbation du conseil d'administration, payables trimestriellement, pour un rendement annuel de 5,30 %, pour la période initiale prenant fin le 30 septembre 2019. Le taux du dividende sera rajusté le 30 septembre 2019 et tous les cinq ans par la suite à un rendement annuel égal à la somme du rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada alors en vigueur majoré de 3,80 %. Les actions privilégiées sont rachetables au gré de TransAlta à compter du 30 septembre 2019 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite, à un prix de 25,00 \$ par action majoré de tous les dividendes déclarés et non versés.

Les porteurs d'actions privilégiées de série G ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajustable et à dividende cumulatif, série H, le 30 septembre 2019 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série H auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs à taux variable trimestriels, sur approbation du conseil d'administration, à un rendement annuel égal à la somme du rendement des bons du Trésor à trois mois du gouvernement du Canada alors en vigueur majoré de 3,80 %.

Le 23 janvier 2015, nous avons déclaré un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire, qui sera versé le 1^{er} avril 2015. Ce dividende est conforme au dividende révisé sur une base annualisée de 0,72 \$ par action ordinaire annoncé en février 2014. Le conseil peut, à sa discrétion, déclarer des dividendes.

Le 23 janvier 2015, nous avons déclaré un dividende trimestriel de 0,2875 \$ par action privilégiée de série A et de série C, de 0,3125 \$ par action privilégiée de série E et de 0,33125 \$ par action privilégiée de série G. Ces dividendes seront versés le 31 mars 2015.

Contrats de garantie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque lié aux produits de base, aux activités de couverture, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 31 décembre 2014, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 396 millions de dollars (370 millions de dollars en 2013) et des garanties au comptant de 25 millions de dollars (21 millions de dollars en 2013). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états de la situation financière consolidés résumés aux postes Passifs de gestion du risque et Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions.

Fonds de roulement

Au 31 décembre 2014, l'excédent du passif courant sur l'actif courant était de 597 millions de dollars (116 millions de dollars en 2013). L'excédent du passif courant sur l'actif courant a augmenté de 481 millions de dollars par rapport à celui de 2013, en raison d'un billet de premier rang totalisant 500 millions de dollars américains échéant en janvier 2015. Le billet a été remboursé au moyen de liquidités.

Structure du capital

Notre structure du capital comprenait les composantes qui suivent :

Aux 31 décembre	2014		2013	
	Montant	%	Montant	%
Dette nette ¹	3 917	50	4 289	55
Participations ne donnant pas le contrôle	594	8	517	7
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 284	42	2 906	38
Total du capital	7 795	100	7 712	100

Engagements

Les engagements se présentent comme suit :

	Contrats de gaz naturel, contrats de transport et autres contrats d'achat	Contrats de transport et d'achat d'électricité	Contrats de location simple non résiliables	Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière	Ententes de service à long terme	Dette à long terme ²	Intérêt sur la dette à long terme ³	Croissance	Total
2015	43	12	11	159	119	738	178	207	1 467
2016	29	9	10	137	120	29	171	50	555
2017	13	3	8	44	105	466	166	175	980
2018	12	4	8	45	33	878	129	8	1 117
2019	7	2	8	46	31	402	104	-	600
2020 et par la suite	101	6	54	605	172	1 472	723	-	3 133
Total	205	36	99	1 036	580	3 985	1 471	440	7 852

En novembre 2014, nous avons conclu une entente avec Alstom visant la prestation de services d'entretien d'envergure pour nos centrales alimentées au charbon exploitées au Canada. Voir la rubrique «Événements importants de 2014 et événements postérieurs à la date de clôture» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Dans le cadre du projet de loi intitulé TransAlta Energy Bill promulgué dans l'État de Washington et du protocole d'entente qui a suivi, nous nous sommes engagés à fournir des fonds de 55 millions de dollars américains sur la durée de vie résiduelle de la centrale dans le secteur Charbon aux États-Unis afin de soutenir l'expansion économique, de développer la collectivité, de promouvoir l'efficacité énergétique et d'élaborer de nouvelles technologies énergétiques aux fins de protection de l'environnement. Le protocole d'entente contient certaines clauses de résiliation et, dans l'éventualité d'une résiliation ou de certaines circonstances, ce financement ou une partie de celui-ci ne sera plus nécessaire.

1 Total de la dette et des obligations au titre des contrats de location-financement, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la juste valeur des instruments de couverture connexes. Se reporter à la note 14 des états financiers annuels de 2014.

2 Les remboursements de la dette à long terme incluent les montants liés à nos facilités de crédit qui devraient venir à échéance en 2016, 2017 et 2018.

3 L'intérêt sur la dette à long terme est établi en fonction de la dette en cours sans qu'il soit supposé qu'elle sera renouvelée à l'échéance.

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2013 au 31 décembre 2014 :

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Créances clients et autres débiteurs	(54)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients
Placements	(192)	Vente de CE Gen
Créances au titre de contrats de location-financement (non courantes)	26	Variations favorables des taux de change
Immobilisations corporelles, montant net	45	Acquisitions et variations favorables des taux de change, en partie contrebalancées par l'amortissement de la période
Actifs d'impôt différé	(73)	Variations des différences temporaires
Actifs de gestion du risque (courants et non courants) ¹	446	Profit sur un contrat de vente d'électricité à long terme et couvertures du risque de change pour les activités aux États-Unis
Dettes fournisseurs et charges à payer	34	Augmentation des coûts en capital, contrebalancée en partie par le calendrier des paiements et des charges
Dividendes à verser	(30)	Réduction du dividende trimestriel
Dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (y compris la partie courante)	(291)	Réduction des emprunts au titre de la facilité de crédit et remboursement des billets à moyen terme à leur échéance, contrebalancés en partie par l'émission de billets de premier rang
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	24	Variation des taux d'actualisation à la fin de la période
Passifs d'impôt différé	(25)	Variations des différences temporaires
Passifs de gestion du risque (courants et non courants) ¹	34	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes et des règlements
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	378	Résultat net de la période, profit sur les couvertures de flux de trésorerie comptabilisé dans les autres éléments du résultat global et émission d'actions privilégiées, contrebalancés en partie par les dividendes déclarés
Participations ne donnant pas le contrôle	77	Vente de la participation ne donnant pas le contrôle additionnelle dans TransAlta Renewables, contrebalancée en partie par la quote-part du résultat net au titre de la participation ne donnant pas le contrôle, déduction faite des distributions

¹ Compte tenu du reclassement décrit à la rubrique « Modifications comptables de l'exercice considéré » du présent rapport de gestion.

Tableaux des flux de trésorerie

Les tableaux qui suivent présentent les changements importants survenus dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 :

Exercices clos les 31 décembre	2014	2013	Explication du changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	42	27	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	796	765	Augmentation du résultat en trésorerie de 32 millions de dollars. Se reporter à l'analyse sur les fonds provenant des activités d'exploitation
Activités d'investissement	(292)	(703)	Augmentation du produit à la vente de placements de 224 millions de dollars, diminution du montant versé à l'acquisition du parc éolien du Wyoming de 109 millions de dollars, diminution des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 72 millions de dollars et baisse des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement de 31 millions de dollars, contrebalancées en partie par un recul des profits réalisés sur les instruments financiers de 16 millions de dollars et une baisse du produit à la cession d'immobilisations corporelles de 8 millions de dollars
Activités de financement	(503)	(47)	Augmentation des remboursements des emprunts au titre des facilités de crédit et des remboursements (déduction faite des émissions) de la dette à long terme de 504 millions de dollars, baisse du produit de la vente de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales de 78 millions de dollars, hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales de 29 millions de dollars et amélioration des dividendes en espèces sur actions ordinaires de 24 millions de dollars, contrebalancées en partie par une augmentation du produit à l'émission d'actions privilégiées de 161 millions de dollars et une hausse des profits réalisés sur les instruments financiers de 20 millions de dollars
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	43	42	

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	Explication du changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	27	49	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	765	520	Variations favorables du fonds de roulement de 307 millions de dollars, déduction faite de l'incidence de 27 millions de dollars associée à la réclamation en Californie en 2013 et de l'incidence de 204 millions de dollars liée au processus d'arbitrage aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance en 2012, en partie contrebalancées par la diminution du résultat en trésorerie de 62 millions de dollars
Activités d'investissement	(703)	(1 048)	Diminution des acquisitions de contrats de location-financement de 312 millions de dollars, baisse des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 149 millions de dollars, augmentation des profits réalisés sur les instruments financiers de 26 millions de dollars, et hausse du produit à la vente d'immobilisations corporelles de 11 millions de dollars, en partie contrebalancées par l'acquisition du parc éolien du Wyoming de 109 millions de dollars, une augmentation des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence de 17 millions de dollars, une incidence négative nette de 12 millions de dollars liée à des variations au titre des garanties reçues de contreparties ou versées à celles-ci, et une baisse des soldes hors trésorerie du fonds de roulement de 27 millions de dollars liés aux activités d'investissement
Activités de financement	(47)	504	Diminution du produit de l'émission d'actions ordinaires de 293 millions de dollars, diminution des emprunts en vertu de facilités de crédit de 271 millions de dollars, découlant en partie de l'utilisation du produit net reçu de la vente de la participation ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables aux fins du règlement des emprunts sur notre facilité de crédit, baisse du produit à l'émission d'actions privilégiées de 217 millions de dollars, et augmentation des dividendes en espèces sur actions ordinaires de 12 millions de dollars, contrebalancées en partie par une augmentation du produit de la vente de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales de 207 millions de dollars, une hausse des profits réalisés sur des instruments financiers de 46 millions de dollars, une diminution des paiements sur la dette à long terme de 14 millions de dollars et une hausse du produit à l'émission de titres d'emprunt à long terme de 10 millions de dollars
Conversion de la trésorerie en monnaies étrangères	-	2	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	42	27	

Avantages du personnel

Nous offrons des régimes de retraite agréés au Canada et aux États-Unis couvrant essentiellement tous les employés de la Société, les employés de ses filiales dans ces pays et des employés désignés qui travaillent dans des établissements à l'étranger. Ces régimes comprennent des composantes à prestations définies et à cotisations définies et, au Canada, un régime à prestations définies complémentaire additionnel est offert aux employés dont les revenus annuels excèdent la limite canadienne en matière d'impôts sur le résultat. À l'exception des régimes de retraite de la centrale Highvale acquise en 2013, les régimes à prestations définies du Canada et des États-Unis n'acceptent plus de nouveaux participants. Le régime de retraite à prestations définies des États-Unis a été gelé en date du 31 décembre 2010; par conséquent, aucune prestation future n'a été acquise. La dernière évaluation actuarielle aux fins comptables des régimes agréés et du régime complémentaire de retraite au Canada et aux États-Unis a été effectuée respectivement au 31 décembre 2014 et au 1^{er} janvier 2014 et celle du régime de Highvale a été effectuée au 31 décembre 2013.

Nous offrons des régimes d'assurance maladie et d'assurance dentaire pour les employés invalides et les participants retraités, et ce, généralement jusqu'à l'âge de 65 ans (autres avantages postérieurs à l'emploi). L'évaluation actuarielle la plus récente de ces régimes aux fins comptables a été effectuée au 31 décembre 2013 pour le régime au Canada et au 1^{er} janvier 2014 pour le régime aux États-Unis.

Le régime complémentaire de retraite est à la charge de la Société. Nous ne sommes pas tenus de le capitaliser, mais devons verser des prestations en vertu des modalités du régime à mesure qu'elles sont exigibles. Nous avons émis une lettre de crédit de 64 millions de dollars pour garantir les obligations au titre du régime complémentaire.

Entités structurées non consolidées ou arrangements

Il est nécessaire de présenter toutes les entités structurées non consolidées ou tous les arrangements comme des transactions, des contrats ou des arrangements contractuels avec des entités non consolidées, des entités financières structurées, des entités ad hoc ou des entités à détenteurs de droits variables, qui sont raisonnablement susceptibles d'influer de manière importante sur la liquidité ou la disponibilité des sources de financement ou sur les exigences s'y rapportant. Nous n'avons à l'heure actuelle aucune entité structurée non consolidée ni aucun arrangement de ce genre.

Changements climatiques et environnement

Les questions environnementales et la législation connexe ont, et continueront d'avoir, une incidence sur nos activités. Nous demeurons engagés à nous conformer aux exigences législatives et réglementaires et à réduire au minimum l'incidence de nos activités sur l'environnement. Nous collaborons avec les gouvernements et le public pour élaborer des cadres de travail appropriés pour protéger l'environnement et promouvoir le développement durable.

Les récentes modifications apportées à la réglementation environnementale sont susceptibles d'avoir un effet défavorable important sur notre Société. Comme il est mentionné à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle et à la rubrique «Gestion du risque» du présent rapport de gestion, bon nombre de nos activités et de nos biens sont assujettis à des exigences environnementales ainsi qu'aux modifications apportées à ces exigences ou aux responsabilités en découlant, lesquelles pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos résultats financiers consolidés.

Législation environnementale en vigueur et législation environnementale récemment adoptée

Les modifications apportées aux lois environnementales ont, et continueront d'avoir, une incidence sur nos activités et notre entreprise.

Secteur Charbon au Canada

En vertu des exigences en vigueur en Alberta, les centrales alimentées au charbon doivent mettre en application des contrôles additionnels au titre des émissions d'oxyde d'azote («NOx») et de dioxyde de soufre («SO₂») lorsque leurs CAÉ respectifs prennent fin, soit, pour la plupart, en 2020. Ces exigences réglementaires ont été élaborées par la province en 2004 par suite de discussions entre parties intéressées dans le cadre de la Clean Air Strategic Alliance («CASA») de l'Alberta.

Le 11 septembre 2012, le gouvernement fédéral canadien a publié les règlements finaux régissant les émissions de GES produites par les centrales alimentées au charbon, qui entreront en vigueur le 1^{er} juillet 2015. Les règles accordent aux centrales alimentées au charbon un délai allant jusqu'à 50 ans pour respecter les normes d'émission de GES fixées à environ 420 tonnes par GWh. Il y a certaines exceptions où d'anciennes unités mises en service avant 1975 doivent atteindre la fin de leur durée d'utilité avant le 31 décembre 2019 et où d'anciennes unités mises en service entre 1975 et 1986 doivent atteindre la fin de leur durée d'utilité avant le 31 décembre 2029. Nous estimons que les règlements prévoient quelques années d'exploitation additionnelles et davantage de souplesse pour nos centrales au charbon canadiennes, leur permettant ainsi de se conformer aux exigences de façon plus rentable.

La publication des règlements fédéraux entraîne un certain déséquilibre entre les exigences et les calendriers de réduction des polluants atmosphériques de la CASA, et les calendriers de réduction des GES pour les centrales alimentées au charbon plus anciennes, qui donneront lieu à des réductions importantes des émissions de NOx, de SO₂ et de particules. Nous sommes en pourparlers avec le gouvernement provincial afin d'assurer la coordination entre les règlements visant la réduction des GES et des polluants atmosphériques et l'atteinte des objectifs en matière de réduction des émissions de la manière la plus efficace, tout en tenant compte de la fiabilité de la production et de ses coûts en Alberta.

Autres développements au Canada

Depuis 2007, nous avons engagé des coûts en raison de la législation visant à limiter les émissions de GES en Alberta. Le 19 décembre 2014, le gouvernement de l'Alberta a annoncé qu'il prolongerait les lois actuelles en matière de changements climatiques (les règlements sur les émetteurs de gaz spécifiques) jusqu'en juin 2015 et a déclaré qu'il mettrait en œuvre un nouveau programme à ce moment-là. Notre exposition à une augmentation des coûts découlant de la législation environnementale en Alberta est atténuée dans une certaine mesure par des dispositions au chapitre des modifications de lois prévues dans nos CAÉ qui devraient nous permettre de recouvrer les coûts de conformité sur le plan de l'exploitation et des immobilisations auprès de nos clients des CAÉ. La durée du programme aurait également une incidence sur la valeur réalisée grâce aux éléments environnementaux pour la province.

Le 13 janvier 2015, le gouvernement de l'Ontario a annoncé son plan visant à imposer une taxe sur le carbone en 2015, dans le cadre de son programme en matière de changements climatiques. Son objectif est de réduire de 15 % les émissions de GES d'ici 2020. Aucune autre information n'est disponible pour le moment. Nos contrats pour nos centrales alimentées au gaz naturel de la province comprennent généralement des clauses qui nous protègent des changements législatifs défavorables.

Secteur Charbon aux États-Unis

Le 2 juin 2014, l'Agence américaine de protection de l'environnement («EPA») a publié des projets de règlements en matière de gestion des émissions de GES dans le secteur de l'énergie. Ces projets de règlements ciblent les émissions de GES provenant de la production existante à partir de combustibles fossiles aux États-Unis : charbon, gaz naturel et autres hydrocarbures. L'objectif de ces projets de règlements est d'obtenir, d'ici 2030, une réduction des émissions de 30 % dans ce secteur par rapport aux niveaux de 2005. Le cadre proposé comprendrait des objectifs de taux d'émission à atteindre d'ici 2030, mesurés en livres de dioxyde de carbone par MWh, pour le secteur de l'électricité de chaque État.

Les projets de règlements prévoient l'atteinte d'objectifs intermédiaires entre 2020 et 2030, ainsi que l'atteinte d'un objectif final d'ici 2030, qui devra être maintenu par la suite. Ces objectifs varient selon l'État et selon les circonstances. Les États auraient la flexibilité de réaliser les objectifs de diverses façons, soit au moyen de programmes de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES visant un État ou plusieurs États, d'améliorations de la consommation spécifique de chaleur et d'initiatives liées à l'utilisation de nouveaux combustibles, ou encore d'approches plus normatives, comme les programmes d'énergie renouvelable et de conservation d'énergie. Les États établiront des approches ou des plans de mise en œuvre étatiques qui devront par la suite être examinés et approuvés par l'EPA. Les projets de règlements devraient être mis au point par l'EPA d'ici juin 2015, et les plans de mise en œuvre étatiques devraient être soumis d'ici juin 2016.

Le 17 décembre 2014, Jay Inslee, gouverneur de l'État de Washington, a présenté un programme de réduction des émissions de carbone pour l'État, dans lequel se situe notre centrale de charbon aux États-Unis. Le programme comprend un plan de plafonnement et d'échange de droits d'émission et une norme de carburant à basse teneur en carbone. Les limites de plafonnement proposées à l'égard des émissions seront de plus en plus strictes, et les émetteurs disposeront de délais pour modifier leurs activités.

La réglementation en matière de GES proposée récemment par l'EPA et qui vise les centrales électriques existantes ne devrait pas avoir une incidence importante sur nos activités aux États-Unis. TransAlta a convenu avec l'État de Washington de mettre les unités hors service en 2020 et 2025. Cette entente fait officiellement partie du programme sur les changements climatiques de l'État. Nous estimons qu'il n'y aura pas de fardeau réglementaire supplémentaire en matière de GES imposé à la centrale de charbon aux États-Unis étant donné les engagements que nous avons pris. Le projet de loi intitulé TransAlta Energy Bill, qui prévoit un cadre pour le passage à des sources d'énergie autres que le charbon, a été promulgué en 2011.

Autres développements aux États-Unis

Depuis janvier 2013, la livraison directe d'électricité au California Independent System Operator doit satisfaire aux règlements établis dans le cadre du programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES du California Air Resources Board. Nous continuons de suivre de près notre inventaire de GES en Californie.

Australie

En Australie, le gouvernement a abrogé la taxe sur le carbone le 17 juillet 2014. Cette mesure éliminera les redevances d'émission imposées précédemment à nos centrales alimentées au gaz en Australie, mais l'incidence devrait être minime étant donné que ces redevances d'émission étaient généralement transférées aux clients sous contrat. Le gouvernement libéral n'a pas encore mis en œuvre de programme substitut sur les changements climatiques.

Activités de TransAlta

La réduction de l'incidence environnementale de nos activités comporte des avantages non seulement pour nos résultats d'exploitation et nos résultats financiers, mais également pour les collectivités où nous exerçons nos activités. Nous prévoyons que les émissions dans l'environnement et la conformité à la réglementation feront l'objet d'une plus grande surveillance; c'est pourquoi nous avons adopté une approche proactive afin de réduire les risques sur nos résultats. Notre conseil d'administration surveille nos programmes de gestion du risque environnemental et nos initiatives de réduction des émissions, afin de s'assurer qu'ils continuent d'être conformes à la législation environnementale.

En 2014, selon nos estimations, 35,1 millions de tonnes de GES d'une intensité de 0,91 tonne par MWh (27,5 millions de tonnes de GES d'une intensité de 0,801 tonne par MWh en 2013) ont été émises dans le cadre des activités d'exploitation normales¹. L'accroissement du volume et de l'intensité des émissions de GES en 2014 comparativement à 2013 s'explique en grande partie par la hausse de la production dans le secteur Charbon au Canada, attribuable au nombre moins élevé d'interruptions et à la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance au cours du deuxième semestre de 2013.

Nos programmes de gestion environnementale englobent les éléments suivants :

Énergies renouvelables

Nous continuons d'investir dans les sources d'énergies renouvelables et de construire des installations en vue de leur exploitation. Notre parc éolien de New Richmond de 68 MW a démarré ses activités commerciales au premier trimestre de 2013 et, le 20 décembre 2013, nous avons conclu l'acquisition d'un parc éolien de 144 MW au Wyoming. Un portefeuille élargi d'énergies renouvelables procure plus de souplesse en matière de production et crée une valeur environnementale accrue par l'achat de certificats d'énergie renouvelable ou de crédits compensatoires.

¹ Les données de 2014 sont des estimations fondées sur les meilleures données disponibles au moment de la production du rapport. Les GES comprennent la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone («CO₂»), le méthane, l'oxyde d'azote, les hexafluorures de soufre, les hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones. La plus grande partie de nos émissions de GES estimatives sont constituées d'émissions de CO₂ provenant de sources de combustion fixe.

Contrôles environnementaux et efficacité énergétique

Nous continuons d'améliorer nos procédés d'exploitation et d'investir dans nos centrales existantes afin de réduire l'incidence environnementale liée à la production d'électricité. Nous avons installé du matériel de contrôle du mercure aux centrales alimentées au charbon au Canada en 2010 afin d'atteindre les objectifs de l'Alberta en matière de réduction du mercure de 70 % et, de manière volontaire, à notre centrale alimentée au charbon aux États-Unis en 2012. L'unité 3 de notre centrale de Keephills est entrée en service en septembre 2011. Cette unité fait appel à une technologie de combustion supercritique pour maximiser l'efficacité thermique, ainsi qu'à une technologie de combustion à faibles rejets de NOx et de captage de SO₂, qui s'apparente à la technologie actuellement utilisée à l'unité 3 de la centrale de Genesee. Les projets d'accroissement de la capacité nominale achevés à nos centrales de Keephills et de Sundance ont amélioré l'efficacité énergétique et réduit les émissions de ces unités.

Participation aux politiques

Nous participons activement aux discussions en matière de politiques à différents paliers de gouvernement. Ces discussions nous ont permis de prendre part à des débats proactifs avec des intervenants des gouvernements et du secteur afin de satisfaire aux exigences environnementales à plus long terme.

Technologies de combustion écologique

Nous cherchons à perfectionner les technologies d'énergie propre par l'intermédiaire d'organisations comme la Canadian Clean Power Coalition qui examine les nouvelles technologies de combustion écologique comme la gazéification, l'oxycombustion, la cogénération à base de biomasse et la valorisation du charbon.

Portefeuille de crédits compensatoires

TransAlta maintient un portefeuille de crédits compensatoires aux fins des émissions et divers instruments qui peuvent être utilisés à des fins de conformité ou alors mis de côté ou vendus. Nous continuons d'examiner d'autres possibilités à cet égard qui nous permettraient d'atteindre les objectifs fixés en matière d'émissions à un coût concurrentiel. Tous les investissements dans les crédits compensatoires répondront aux critères de certification du marché auquel ils sont destinés.

Perspectives financières pour 2015

Nous prévoyons que le BAIIA aux fins de comparaison pour 2015 se situera dans une fourchette de 1 000 millions de dollars à 1 040 millions de dollars, d'après les prévisions actuelles des prix de l'électricité en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique. Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison devraient se situer dans une fourchette de 720 millions de dollars à 770 millions de dollars. Les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison, compte non tenu de l'incidence de l'investissement lié aux activités de récupération à la suite d'inondations, devraient se situer dans une fourchette de 265 millions de dollars à 270 millions de dollars, ou de 0,95 \$ par action et 0,96 \$ par action, en fonction des dépenses d'investissement de maintien, compte non tenu de l'incidence de l'investissement lié aux activités de récupération à la suite d'inondations, d'environ 310 millions de dollars à 340 millions de dollars. Nous prévoyons que la baisse des intérêts au comptant sera contrebalancée par une hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle et des dividendes versés sur les actions privilégiées. Le dividende prévu est de 75 % à 76 % des flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison.

Marché

Prix de l'électricité

En 2015, les prix de l'électricité de l'Alberta devraient être inférieurs à ceux de 2014 en raison de l'augmentation de l'offre, de la baisse des prix du gaz naturel et du risque lié à la croissance de la demande. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, nous prévoyons que les prix seront moins élevés qu'en 2014 par suite d'une diminution des prix du gaz naturel.

Environnement économique

Nous prévoyons une décélération de la croissance dans l'ouest du Canada en 2015. Le ralentissement dans le secteur du pétrole et du gaz devrait freiner la croissance économique en raison du recul des investissements et de la baisse des dépenses de consommation. Après plusieurs années de faible croissance, la croissance économique devrait s'accroître dans la région du nord-ouest du Pacifique à mesure que la croissance économique globale reprendra de la vigueur aux États-Unis. En Ontario, l'amélioration prévue de la croissance à un rythme modéré en 2015 sera en grande partie attribuable au fait que les exportations seront soutenues par la reprise aux États-Unis et par le raffermissement du dollar américain.

Nous n'avons enregistré aucune perte importante liée à une contrepartie en 2014. Nous continuons de surveiller le risque de crédit lié aux contreparties et avons établi des politiques de gestion du risque afin de réduire ce risque. Nous ne prévoyons pas apporter de modification importante à nos pratiques existantes en matière de crédit et continuerons de faire affaire principalement avec des contreparties ayant une note de première qualité.

Activités d'exploitation

Capacité, production et disponibilité

Compte non tenu de l'incidence de la répartition économique, la production devrait s'accroître en 2015 en raison notamment du nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées. La disponibilité ajustée globale devrait être de 89 % à 91 % en 2015, ce qui correspond à l'extrémité supérieure de notre objectif de disponibilité à long terme.

Nous prévoyons également mettre en service le gazoduc qui approvisionnera la centrale de Solomon au premier trimestre de 2015.

Flux de trésorerie contractuels

En raison des CAÉ de l'Alberta, des contrats à long terme, et d'autres contrats prévoyant la livraison et contrats sur instruments financiers à court terme, environ 70 % de notre capacité en moyenne est liée à des contrats pour les sept prochains exercices. En ce qui a trait à l'ensemble du portefeuille, selon la conjoncture du marché, nous visons à ce que 90 % de notre capacité fasse l'objet de contrats pour l'année civile qui vient. À la fin de 2014, environ 88 % de notre capacité de 2015 était assujettie à des contrats. Pour 2015, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme s'établit à environ 55 \$ le MWh en Alberta et à environ 40 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Coûts du combustible

L'extraction du charbon en Alberta est soumise à des hausses de coûts imputables à l'enlèvement accru de morts-terrains, à l'inflation, aux investissements et aux prix des produits de base. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières des coûts du charbon pour nos activités minières de l'Alberta. Les coûts du charbon pour 2015, selon la méthode du coût standard par tonne, devraient être semblables aux coûts unitaires de 2014.

Dans la région du nord-ouest du Pacifique, notre mine de charbon de Centralia, adjacente à notre centrale, fait actuellement l'objet d'une remise en état. Le combustible de la centrale de charbon aux États-Unis est acquis principalement auprès de fournisseurs externes dans le bassin fluvial de la Powder River et livré par chemin de fer. Le coût de livraison du combustible par MWh pour 2015 devrait subir une hausse variant d'environ 1 % à 2 % en raison de l'inflation.

La valeur des stocks de charbon est évaluée chaque date de clôture afin de déterminer s'ils ont subi une dépréciation. Si les stocks ont perdu de la valeur, des imputations additionnelles sont comptabilisées dans le résultat net.

Nous achetons du gaz naturel auprès de sociétés externes parallèlement à la production, ou auprès de notre clientèle, atténuant ainsi notre risque lié à la variation des prix. Le succès continu de la production de gaz non classique en Amérique du Nord pourrait réduire la volatilité des prix d'un exercice à l'autre dans un proche avenir.

Nous suivons de près les risques auxquels les variations des prix de l'électricité et du combustible exposent nos activités futures et, lorsque nous le jugeons approprié, nous avons recours à divers instruments prévoyant la livraison et à des instruments financiers pour couvrir la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ces risques de prix.

Commercialisation de l'énergie

Les résultats de notre secteur Commercialisation de l'énergie sont touchés par les prix et la volatilité du marché, l'ensemble des stratégies adoptées et les modifications apportées aux lois. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Nous visons à ce que la contribution du secteur Commercialisation de l'énergie dégage une marge brute variant de 50 millions de dollars à 70 millions de dollars pour 2015.

Exposition aux fluctuations des taux de change

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain, à l'euro et au dollar australien en compensant les actifs libellés en monnaies étrangères au moyen de passifs libellés en monnaies étrangères et en concluant des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en monnaies étrangères, y compris des charges d'intérêt, qui contrebalancent dans une grande mesure nos produits libellés en monnaies étrangères.

Charge d'intérêt nette

La charge d'intérêt nette pour 2015 devrait être plus basse qu'en 2014 en raison de la diminution du niveau d'endettement et de la hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait avoir une incidence sur le montant de la charge d'intérêt nette engagée.

Situation de trésorerie et sources de financement

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties.

Impôts sur le résultat

Le taux d'imposition effectif sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables pour 2015, devrait se situer entre 17 % et 22 %, ce qui est inférieur au taux d'imposition prévu par la loi de 25 %, en raison des variations du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts est réalisé et de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat.

Dépenses d'investissement

Nos principaux projets sont axés sur le maintien de nos activités d'exploitation courantes et le soutien de notre stratégie de croissance.

Dépenses d'investissement dans des projets de croissance et des projets d'envergure

Les principaux projets de croissance et projets d'envergure en cours sont décrits sommairement ci-dessous :

Projet	Total du projet		2015	Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses engagées à ce jour ¹	Dépenses estimées		
Centrale de South Hedland ²	562	69	183	T2 2017	Centrale à cycle combiné de 150 MW
Gazoduc en Australie ³	100	77	23	T1 2015	Gazoduc de 270 km pour approvisionner en gaz naturel notre centrale de Solomon en Australie-Occidentale
Transport	13	2	11	T2 2015	Transport réglementé qui obtient un rendement sur le capital investi
Prolongation de la durée d'utilité de centrales hydroélectriques	19	19	-	T4 2014	Remplacement du générateur et amélioration des roues de turbines pour prolonger la durée d'utilité de certaines centrales
Total	694	167	217		

Selon une évaluation de la nature des projets de prolongation de la durée d'utilité de centrales hydroélectriques, qui seront mis en œuvre en 2015, les frais engagés pour ces projets sont classés comme des dépenses d'investissement de maintien.

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

Une part importante de nos dépenses d'investissement de maintien et de nos dépenses d'investissement liées à la productivité consiste en des travaux d'entretien planifié d'envergure, qui comprennent l'inspection, les réparations et l'entretien des composantes existantes, ainsi que leur remplacement. Les coûts liés aux travaux d'entretien planifié d'envergure sont incorporés dans le coût de l'actif en tant que partie intégrante des immobilisations corporelles et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'aux prochains travaux d'entretien planifié d'envergure. Il ne comprend pas les montants des travaux d'entretien courants, des travaux d'entretien non planifié, et des inspections et révisions générales mineures, qui sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés.

¹ Représentent les montants engagés au 31 décembre 2014.

² Les dépenses estimées du projet s'élèvent à environ 570 millions de dollars australiens. Le total des dépenses estimées est en dollars canadiens et comprend les coûts financiers estimés incorporés dans le coût de l'actif. Le total des dépenses estimées pourrait changer en raison des fluctuations des taux de change.

³ Comprend certains coûts de la conversion au gaz naturel à la centrale de Solomon, qui seront comptabilisés en tant que créances au titre des contrats de location-financement. Le total des dépenses estimées du projet pourrait changer en raison des fluctuations des taux de change.

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

Catégorie	Description	Dépenses engagées en 2014	Dépenses prévues en 2015
Dépenses d'investissement courantes ¹	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	116	100-110
Entretien planifié d'envergure	Travaux d'entretien planifié d'envergure	162	180-190
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	45	20-25
Contrats de location-financement	Paiements liés au matériel minier visé par des contrats de location-financement	10	10-15
Total des dépenses d'investissement de maintien, excluant les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations		333	310-340
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	Investissement découlant des inondations en Alberta en 2013	9	25-30
Total des dépenses d'investissement de maintien		342	335-370
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à accroître l'efficacité de la production d'électricité et initiatives d'amélioration du siège social	14	5-10
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		356	340-380

Nous nous attendons à ce que les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations seront recouvrées auprès de tiers.

La perte de production imputable aux travaux d'entretien planifié d'envergure, compte non tenu des activités d'entretien planifié d'envergure dans le secteur Charbon aux États-Unis qui sont prévues pendant une période visée par une répartition économique, est estimée comme suit en 2015 :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total
GWh perdus	1 094-1 104	220-230	1 314-1 334

Financement

Le financement de ces dépenses d'investissement devrait provenir des flux de trésorerie découlant des activités d'exploitation, de la capacité d'emprunt existante, des dividendes réinvestis, de la vente d'actifs à TransAlta Renewables et des marchés financiers. Les fonds requis aux fins des dépenses de croissance, des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité ne devraient pas être touchés de manière importante par la conjoncture économique en raison de nos flux de trésorerie qui reposent en grande partie sur des contrats, de notre situation financière et du montant en capital dont nous disposons en vertu de nos facilités de crédit consenties existantes.

¹ Ne comprennent pas les coûts liés à la prolongation de la durée d'utilité de centrales hydroélectriques de 19 millions de dollars en 2014. En 2015, comprennent les coûts liés à la prolongation de la durée d'utilité de centrales hydroélectriques estimés de 17 millions de dollars.

Gestion du risque

Nos activités nous exposent à des risques de toutes sortes, y compris, mais sans s'y limiter, les modifications de réglementation, les facteurs liés à un marché en constante évolution et l'accroissement de la volatilité des principaux marchés des produits de base. Notre objectif est de gérer ces risques afin que nous soyons protégés de manière raisonnable contre les variations inacceptables de ceux-ci ou contre les risques financiers, tout en favorisant l'expansion de nos activités. Nous utilisons une structure de contrôle à niveaux multiples pour gérer le risque lié à nos activités, le risque lié aux marchés où nous menons nos activités, et le risque lié au contexte politique et aux structures au sein desquels nous exerçons nos activités.

Les responsabilités de diverses parties prenantes de notre structure de contrôle de la gestion du risque sont décrites ci-dessous :

Le **conseil d'administration** assure la gérance de la Société, veille à ce que celle-ci élabore des politiques et des procédures visant à repérer, à évaluer et à gérer les risques principaux et l'appétence pour le risque et reçoit un rapport annuel complet sur la gestion des risques d'entreprise. Le rapport sur la gestion des risques d'entreprise offre une vision d'ensemble des risques inhérents à la Société, des mesures d'atténuation de ces risques et des risques résiduels. Il définit nos risques, établit les responsables de la gestion de chaque type de risques, décrit les interrelations entre les risques et fixe les mesures de risque applicables.

Le **comité d'audit et des risques**, créé par le conseil d'administration, aide ce dernier à s'acquitter de sa responsabilité de surveillance de l'intégrité de nos états financiers et du processus de présentation de l'information financière, des systèmes de comptabilité interne et des contrôles financiers, de la fonction d'audit interne, des compétences des auditeurs externes et des modalités de leur nomination, y compris la rémunération, l'indépendance, le rendement et les rapports, ainsi que des programmes de conformité du risque et programmes juridiques établis par la direction et le conseil d'administration. Le comité d'audit et des risques approuve les politiques de gestion des risques financiers et des risques liés aux produits de base et examine les rapports trimestriels sur la gestion des risques d'entreprise.

Le chef de la direction et les vice-présidents à la direction et des vice-présidents examinent les principaux risques au moins une fois chaque trimestre. Les réunions spécifiques hebdomadaires ou mensuelles du comité de gestion du risque sont tenues respectivement par le vice-président, Gestion du risque, le vice-président, Opérations, le vice-président à la direction, Commercialisation de l'énergie et le chef de la direction des finances.

L'**équipe TRACT (risque technique et activités commerciales)** est un comité présidé par le vice-président, Services d'ingénierie, d'environnement et de construction et se compose de nos administrateurs aux finances et à l'exploitation. L'équipe examine les projets d'envergure et les ententes commerciales à divers stades de développement avant de les soumettre à l'approbation du comité des placements et du conseil d'administration.

Le **comité des placements** est présidé par notre chef de la direction des finances et se compose du chef de la direction, du chef de la direction des finances, du chef des services juridiques et chef de la conformité, du chef de la direction des placements et de la vice-présidente à la direction, Services généraux. Le comité examine et approuve toutes les dépenses d'investissement importantes, y compris les projets liés à la croissance, à la productivité, aux prolongations de durée et aux principales centrales alimentées au charbon. Les projets approuvés par le comité sont par la suite présentés au conseil d'administration aux fins d'approbation.

Contrôles du risque

Nos contrôles du risque comportent plusieurs éléments importants :

Valeurs de la Société

Nous nous efforçons d'encourager les convictions et les actions qui sont authentiques et respectueuses à l'égard de nos nombreuses parties prenantes. Pour y parvenir, nous investissons dans les collectivités où nous vivons et travaillons, veillons à la durabilité de l'exploitation et de la croissance, donnons priorité à la sécurité et nous montrons responsables envers les nombreux groupes et personnes avec qui nous travaillons.

Politiques

Nous appliquons, à l'échelle de l'entreprise, un ensemble complet de politiques. Ces politiques visent la nomination des fondés de pouvoir et la fixation de plafonds pour les transactions commerciales ainsi que l'établissement d'un processus d'approbation des exceptions. Nous procédons régulièrement à des examens et audits afin de nous assurer que les politiques sont suivies. Tous les employés et les administrateurs sont tenus de signer tous les ans le code de conduite de la Société.

Présentation de l'information

Nous faisons régulièrement rapport sur notre exposition au risque résiduel aux principaux décideurs, y compris le conseil d'administration, la haute direction et le comité de gestion du risque. Ces rapports au comité de gestion du risque comprennent une analyse des nouveaux risques, le suivi des limites de risque, l'examen des événements qui peuvent toucher ces risques, et la recommandation de mesures visant à atténuer le niveau de risque et leur état d'avancement. Ces rapports trimestriels garantissent que la gestion et le contrôle du risque sont efficaces et effectués en temps opportun.

Système de dénonciation

Nous avons mis en place un système par lequel les employés, les actionnaires ou autres parties prenantes peuvent faire connaître de façon anonyme leurs préoccupations éventuelles en matière d'éthique, soit directement au comité d'audit et des risques ou au directeur de l'audit interne. Celui-ci demande au service de sécurité du siège social, aux affaires juridiques et aux ressources humaines de déterminer quelles mesures doivent être prises. Toutes les préoccupations des employés et les mesures adoptées sont examinées par le président du comité d'audit et des risques.

Valeur à risque et positions de négociation

La valeur à risque («VaR») est l'une des principales mesures permettant de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés en raison de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base. La VaR est calculée et communiquée quotidiennement. Cette mesure indique les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 % résultant des fluctuations normales du marché.

La VaR est une mesure fréquemment employée dans le secteur pour faire le suivi du risque associé aux positions et aux portefeuilles en ce qui a trait à la gestion du risque lié aux produits de base. Les deux méthodes courantes d'estimation de la VaR sont la méthode de la variance/covariance historique et la méthode Monte-Carlo. Nous estimons la VaR au moyen de la méthode de la variance/covariance historique. Le point faible de la méthode de la variance/covariance historique pour estimer la VaR est que l'information historique utilisée dans l'estimation peut ne pas être révélatrice du risque de marché futur. Des simulations de crise sont effectuées périodiquement pour mesurer l'incidence financière sur le portefeuille de négociation des événements se produisant sur le marché, notamment les fluctuations des prix du marché, leur volatilité et les relations entre eux. Nous avons également recours à d'autres mesures d'atténuation du risque. La VaR au 31 décembre 2014 liée à nos activités de gestion du risque lié aux produits de base pour compte propre était de 5 millions de dollars (2 millions de dollars en 2013). La hausse est attribuable à l'augmentation du niveau de volatilité au 31 décembre 2014 par rapport au 31 décembre 2013. Se reporter à la rubrique «Risque lié au prix des produits de base» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Facteurs de risque

Le risque est inhérent aux affaires. La rubrique qui suit présente certains facteurs de risque qui pourraient avoir une incidence sur nos résultats futurs ainsi que sur la façon dont nous atténuons ces risques. Ces risques surviennent isolément, mais doivent être pris en compte globalement.

Pour certains facteurs de risque, nous indiquerons l'incidence après impôts des fluctuations de certaines variables clés sur le résultat net. L'analyse est fondée sur les conditions commerciales et les volumes de production de 2014. Chaque élément de l'analyse de sensibilité suppose que toutes les autres variables possibles sont maintenues. La sensibilité se rapporte à la période et à l'amplitude des fluctuations sur lesquelles elle est fondée. Le résultat de l'analyse de sensibilité pourrait varier pour d'autres périodes si la conjoncture économique était différente et si les fluctuations étaient plus importantes. Les variations de taux ne sont pas réputées être proportionnelles au résultat dans tous les cas.

Risque lié au volume

Le risque lié au volume découle des variations de la production prévue. Par exemple, le rendement financier de nos centrales hydroélectriques et éoliennes est partiellement tributaire de la disponibilité de leurs intrants pour un exercice donné. Si nous sommes incapables de produire une quantité suffisante d'énergie pour respecter les volumes stipulés dans nos contrats, nous pourrions devoir acquitter des pénalités ou acheter de l'énergie de remplacement sur le marché.

Nous gérons le risque lié au volume de la façon suivante :

- En gérant activement nos actifs et leur état par l'intermédiaire du secteur Production et du groupe Présentation des immobilisations et des actifs afin d'être proactifs sur le plan de l'entretien des centrales, de sorte que celles-ci puissent produire les volumes requis.
- En surveillant du mieux que nous pouvons les ressources hydrauliques partout en Alberta et en optimisant cette ressource compte tenu des possibilités du marché de l'électricité en temps réel.
- En établissant nos installations éoliennes dans des emplacements où nous croyons que les ressources sont adéquates pour produire la quantité d'électricité pour satisfaire aux exigences de nos contrats; nous ne pouvons toutefois pas garantir que ces ressources seront disponibles lorsque nous en aurons besoin ou qu'elles le seront en quantité suffisante.
- En diversifiant nos combustibles et nos emplacements géographiques exploités afin d'atténuer les risques liés à des événements spécifiques se rapportant à la région ou aux combustibles.

La sensibilité des volumes par rapport à notre résultat net est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Disponibilité/production	1	22

Risque lié à l'équipement et à la technologie de production

Le risque de panne du matériel imputable à l'usure normale, à un vice caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'opérateur, entre autres, pourrait avoir une incidence négative importante sur la Société. Bien que nos centrales soient en général exploitées conformément aux attentes, rien ne garantit qu'elles continueront de l'être. Nos centrales sont exposées à des risques d'exploitation, comme des défaillances résultant de dommages cycliques, thermiques et dus à la corrosion dans les chaudières, le groupe turbogénérateur et les turbines, et d'autres problèmes qui peuvent entraîner des interruptions et accroître le risque lié au volume. Si les centrales ne respectent pas les objectifs de disponibilité ou de production précisés dans leur CAÉ ou d'autres contrats à long terme, nous pourrions être tenus de dédommager l'acheteur pour la perte liée à la disponibilité de production ou de constater une réduction des paiements d'énergie ou de capacité. Une interruption dans des installations marchandes peut entraîner une perte de possibilités d'affaires. Par conséquent, une interruption prolongée pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou nos flux de trésorerie.

Par ailleurs, nous sommes exposés au risque d'approvisionnement en pièces spécialisées dont le délai de mise en production peut être long. Si nous sommes dans l'incapacité de nous procurer ces pièces quand nous en avons besoin pour nos activités d'entretien, nous pourrions faire face à une période d'indisponibilité prolongée de l'équipement requis pour produire l'électricité.

En 2013, le fabricant d'équipement d'origine des générateurs des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance avait revu les critères d'exploitation pour toutes les unités et avait conclu que les générateurs ne pourraient plus produire la même quantité de puissance réactive de pointe aux niveaux actuels de production de puissance active. La puissance réactive se rapporte à la tension électrique nécessaire pour assurer le fonctionnement d'un réseau électrique comme celui de l'Alberta Interconnected Electric System et la livraison de l'électricité au moyen des lignes de transport. Plus récemment, des études portant sur l'équipement ont été réalisées, et le fabricant d'équipement d'origine a depuis révisé les courbes de capacité, ce qui a réduit les contraintes d'exploitation selon un facteur de puissance de pointe. Nous ajustons actuellement les paramètres de notre centrale en fonction des courbes révisées. Nous évaluons également la conformité des unités dont la capacité nominale a été augmentée conformément aux nouvelles normes de quantité de puissance réactive de pointe proposées par l'AESO.

Nous gérons le risque lié à notre équipement et à notre technologie de production de la façon suivante :

- En exploitant nos centrales selon des normes d'exploitation précises et éprouvées conçues pour optimiser la disponibilité de nos centrales le plus longtemps possible.
- En effectuant des travaux d'entretien préventif sur une base régulière.
- En adoptant un programme d'entretien complet des centrales selon un calendrier de révisions générales établi.
- En ajustant les plans d'entretien selon les installations afin de tenir compte du type et de l'âge de l'équipement.
- En souscrivant un montant suffisant d'assurance dans l'éventualité d'une interruption prolongée.
- En incluant des clauses de force majeure dans les CAÉ visant nos centrales thermiques et autres ainsi que dans les autres contrats à long terme.
- En utilisant une technologie dans nos centrales qui est choisie et maintenue dans le but de maximiser le rendement de ces actifs.
- En étant à l'affût des avancées technologiques et en évaluant leur incidence sur nos centrales existantes et sur les programmes d'entretien connexes.
- En négociant des ententes d'approvisionnement stratégiques avec des fournisseurs choisis afin de nous assurer que des composantes clés seront disponibles dans l'éventualité d'une interruption importante.
- En concluant des ententes à long terme avec nos partenaires stratégiques en matière d'approvisionnement afin d'assurer la disponibilité des pièces de rechange importantes.
- En mettant en œuvre une stratégie de gestion des actifs à long terme dans le but de maximiser les cycles de vie de nos centrales existantes ou de remplacer certains actifs de production.

Risque lié au prix des produits de base

Nous sommes exposés aux fluctuations du prix de certains produits de base, notamment le prix du marché de l'électricité et des combustibles utilisés pour produire de l'électricité, tant dans le cadre de nos activités de production d'électricité que dans celui de nos activités de négociation pour compte propre.

Nous gérons l'exposition aux risques financiers associés aux fluctuations du prix de l'électricité :

- en concluant des contrats à long terme qui stipulent le prix auquel l'électricité, la vapeur et les autres services sont fournis,
- en maintenant un portefeuille de contrats à court, à moyen et à long terme afin de réduire au minimum notre risque relatif aux fluctuations à court terme des prix des produits de base,
- en achetant le gaz naturel en fonction de la production des centrales marchandes de façon à ce que les marges électricité-combustible du marché au comptant soient suffisantes pour que la production et la vente d'électricité soient rentables,
- en nous assurant que des plafonds et des contrôles à l'égard de nos activités de négociation pour compte propre sont établis.

En 2014, environ 90 % de notre production (90 % en 2013) était régie par des contrats à court et à long terme et des instruments de couverture. Toutefois, en cas d'interruption planifiée ou non planifiée de la production ou d'un événement similaire, nous sommes exposés aux variations des prix de l'électricité que nous devons acheter sur le marché pour remplir nos obligations d'approvisionnement en vertu de contrats à court et à long terme.

Nous gérons les risques financiers associés aux fluctuations du coût du combustible utilisé dans la production :

- en concluant des contrats à long terme qui stipulent le prix du combustible fourni à nos centrales,
- en couvrant le coût des émissions en concluant diverses ententes d'échange de quotas d'émission,
- en ayant recours, de manière sélective, à des instruments de couverture, le cas échéant, afin de fixer le prix du combustible.

En 2014, 68 % (64 % en 2013) du coût du gaz que nous utilisons pour la production d'électricité était fixé par contrat ou relayé à nos clients, et 100 % (100 % en 2013) de notre coût d'achat de charbon était fixé par contrat.

La sensibilité des variations de prix par rapport à notre résultat net, en supposant que la production demeure comparable à celle de 2014 et en appliquant le profil contractuel en place au 31 décembre 2014 pour l'exercice 2015, est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur le résultat net et les flux de trésorerie
Prix de l'électricité - Canada	1,00 \$/MWh	3
Prix de l'électricité - États-Unis	1,00 \$ US/MWh	2
Prix du gaz naturel	0,10 \$/GJ	1

La variation réelle du résultat net peut différer des sensibilités calculées et pourrait ne pas être linéaire en raison des occasions d'optimisation, des codépendances, de la réduction des coûts, de la production, de la disponibilité et d'autres facteurs.

Risque lié à l'approvisionnement en combustible

Nous achetons le gaz naturel et une partie du charbon pour fournir le combustible nécessaire à l'exploitation de nos installations. La disponibilité du combustible en quantité suffisante pour nos besoins de production est essentielle pour maintenir notre capacité de produire les volumes d'électricité exigés en vertu de nos contrats et saisir les occasions de vente.

Dans nos centrales alimentées au charbon, les coûts des intrants, comme le diesel et les pneus, le prix et la disponibilité du matériel d'exploitation des mines, le volume de morts-terrains enlevés pour accéder aux réserves de charbon, les tarifs ferroviaires et l'emplacement des activités d'extraction minière par rapport aux centrales sont quelques-uns des risques associés à nos activités minières. De plus, la capacité des mines de livrer du charbon aux centrales peut être touchée par les conditions météorologiques et les relations de travail. Dans le secteur Charbon aux États-Unis, les interruptions des activités minières de nos fournisseurs et la disponibilité de trains pour livrer le charbon pourraient avoir une incidence sur notre capacité de production d'électricité.

Nous gérons le risque lié à l'approvisionnement en charbon de la façon suivante :

- En nous assurant que la majorité du charbon utilisé pour produire de l'électricité provient de réserves autorisées grâce aux droits relatifs aux mines de charbon que nous avons acquis ou de contrats d'approvisionnement à long terme que nous avons conclus, de façon à limiter notre risque lié aux fluctuations de l'approvisionnement en charbon par des tiers. La totalité du charbon utilisé dans nos activités de production en Alberta provenait des réserves autorisées grâce aux droits relatifs aux mines de charbon que nous avons acquis. Le charbon utilisé dans les activités de production dans le secteur Charbon aux États-Unis est garanti par des contrats d'approvisionnement à long terme.
- En ayant recours à des projets d'exploitation minière à long terme afin de nous assurer que nos mines de charbon nous procurent un approvisionnement optimal.
- En concluant des contrats à court, à moyen et à long terme avec de multiples fournisseurs pour la majorité du charbon utilisé dans le secteur Charbon aux États-Unis afin d'obtenir du charbon en quantité suffisante et à un prix concurrentiel.
- En concluant suffisamment de contrats de transport par train du charbon aux fins d'approvisionnement dans le secteur Charbon aux États-Unis.
- En nous assurant que les stocks de charbon disponibles dans le secteur Charbon au Canada et dans le secteur Charbon aux États-Unis répondront aux exigences d'utilisation.
- En veillant à ce que des installations de manutention et de stockage du charbon efficaces soient en place afin que le charbon livré puisse être traité efficacement et en temps opportun.
- En surveillant et en maintenant les spécifications du charbon et en veillant à ce que celles-ci soient bien appariées avec les exigences de nos centrales.
- En couvrant le risque lié au prix du diesel dans les frais d'extraction minière et de transport.

Nous estimons que nous disposerons de suffisamment de gaz naturel à prix raisonnable pour nos centrales lorsque les contrats d'approvisionnement en vigueur viendront à échéance.

Risque environnemental

Le risque environnemental est inhérent à nos activités et est lié à la réglementation environnementale existante ou aux modifications qui y sont apportées. De nouveaux objectifs en matière de réduction des émissions pour le secteur de l'électricité sont en voie d'être établis par les gouvernements du Canada et des États-Unis. Nous prévoyons faire l'objet d'un examen continu et accru de la part des investisseurs en ce qui a trait à notre performance en matière de développement durable. Les modifications apportées à la réglementation pourraient avoir une incidence sur nos résultats, car elles pourraient donner lieu à des coûts additionnels liés à la production d'électricité, notamment les plafonds d'émission, à des dépenses d'investissement supplémentaires en technologie de captage des émissions ou à des investissements dans des crédits compensatoires. Nous prévoyons une augmentation de ces coûts de conformité en raison de l'attention accrue portée par le monde politique et le public aux enjeux environnementaux.

Nous gérons le risque environnemental de la façon suivante :

- En tentant d'améliorer continuellement les nombreuses mesures du rendement comme les émissions, la sécurité, les effets sur le sol et l'eau et les incidents environnementaux.
- En implantant un système de gestion de la santé et de la sécurité de l'environnement fondé sur la norme ISO et conçu pour améliorer continuellement notre performance.
- En déployant d'importantes ressources d'expérience pour collaborer avec les organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis afin de veiller à ce que toute modification de la réglementation soit bien conçue et rentable.
- En élaborant des programmes de conformité visant à nous permettre de respecter ou de dépasser les normes d'émission relatives aux GES, au mercure, au SO₂ et au NO_x, qui seront ajustées lorsque les règlements seront mis au point.
- En achetant des crédits compensatoires aux fins de réduction des émissions.
- En investissant dans des projets d'énergies renouvelables, notamment la production d'énergie éolienne et d'énergie hydroélectrique.
- En investissant dans la mise au point d'une technologie du charbon non polluante qui peut entraîner d'importantes réductions des émissions provenant des combustibles fossiles à long terme.
- En intégrant des dispositions au chapitre des modifications de lois dans nos contrats qui permettent le recouvrement de certains coûts de conformité auprès de nos clients.

Nous nous efforçons de nous conformer à tous les règlements environnementaux touchant nos activités et nos installations. Le respect des exigences réglementaires et des normes du système de gestion est régulièrement revu à l'aide de nos procédés de garantie d'exécution, et les résultats sont présentés chaque trimestre au comité de la gouvernance et de l'environnement.

Nous sommes l'une des sociétés fondatrices de la Canadian Clean Power Coalition, regroupement de sociétés du secteur voué au développement de technologies de combustion écologique, afin d'atténuer les risques environnementaux et financiers associés à l'utilisation continue de combustibles fossiles pour la production d'électricité.

Risque de crédit

Notre entreprise est exposée au risque de crédit lié au degré de solvabilité des entités auxquelles nous sommes exposés. Ce risque est lié à la capacité d'une contrepartie de respecter ses obligations financières ou de rendement à notre égard ou de nous fournir les produits ou services que nous avons payés au préalable. L'incapacité de recouvrer les sommes qui nous sont dues ou de recevoir les produits ou services pourrait avoir une incidence négative sur notre résultat net et nos flux de trésorerie.

Nous gérons notre exposition au risque de crédit de la façon suivante :

- En élaborant et en adoptant des politiques qui définissent les limites de crédit fondées sur le degré de solvabilité des contreparties, les limites relatives aux modalités des contrats et les limites de concentration du crédit par contrepartie.
- En exigeant l'approbation en bonne et due forme des contrats, y compris des examens commercial, financier, juridique et opérationnel.
- En ayant recours à des garanties, notamment des garanties de la société mère, des lettres de crédit et des garanties au comptant qui peuvent être réclamées si une contrepartie ne respecte pas ses obligations ou dépasse les limites établies.
- En dressant un rapport sur notre exposition au risque à l'aide de diverses méthodes permettant aux principaux décideurs d'évaluer le risque de crédit représenté par chaque contrepartie. Ce rapport nous permet aussi d'établir les limites de crédit et la composition des contreparties selon leur note de crédit.

Si les limites établies sont dépassées, nous prenons des mesures pour réduire le risque de crédit en demandant une garantie, le cas échéant, ou en mettant fin aux activités commerciales avec la contrepartie qui constitue un risque. Toutefois, rien ne garantit que nous réussirons à éviter les pertes découlant du manquement à des obligations d'une contrepartie au contrat.

Notre profil et nos pratiques de gestion du risque de crédit n'ont pas beaucoup changé depuis le 31 décembre 2013. En 2014, nous n'avons subi aucune perte importante liée à une contrepartie, et nous sommes exposés à un risque de crédit minimal aux termes des CAÉ de l'Alberta, car, en vertu de ces contrats, la quasi-totalité des débiteurs est garantie par des lettres de crédit. Nous continuons de surveiller étroitement les changements et tendances sur le marché et leur incidence possible sur nos activités de gestion du risque lié aux produits de base et de couverture, et nous prendrons les mesures appropriées selon les besoins, bien que nous ne puissions fournir aucune assurance quant à notre taux de réussite.

Un résumé de notre risque de crédit à l'égard des activités de gestion du risque lié aux produits de base et des activités de couverture au 31 décembre 2014 est présenté ci-dessous :

Note de crédit de contrepartie	Montant de l'exposition nette
Notation de première qualité	718
Notation de qualité inférieure	2
Pas de note externe, note interne de première qualité	23
Pas de note externe, note interne de qualité inférieure	4

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un client donné au titre des opérations sur des produits de base, y compris la juste valeur des positions de négociation ouvertes, s'établit à 29 millions de dollars (23 millions de dollars en 2013).

Risque de change

Nous sommes exposés au risque de change en raison de nos placements et de nos activités d'exploitation dans d'autres pays, des résultats tirés de ces établissements, de l'acquisition de matériel et de services et de produits de base libellés en monnaies étrangères provenant de fournisseurs étrangers, ainsi que de notre dette libellée en dollars américains. Nous sommes surtout exposés au risque de change découlant des dollars américain et australien. Les fluctuations des monnaies étrangères par rapport au dollar canadien pourraient avoir une incidence sur nos résultats ou sur la valeur de nos placements dans des établissements à l'étranger, dans la mesure où ces placements ou ces flux de trésorerie ne sont pas couverts ou que ces couvertures sont inefficaces.

Nous gérons le risque de change de la façon suivante en établissant et en suivant des politiques, notamment :

- en couvrant notre investissement net dans les établissements à l'étranger au moyen d'une combinaison de titres d'emprunt et d'instruments financiers libellés en monnaies étrangères. Notre stratégie est de neutraliser 90 % à 100 % de tous les risques de change. Au 31 décembre 2014, environ 95 % (99 % en 2013) de l'exposition au risque de change découlant de l'investissement net dans les établissements à l'étranger était couverte, compte non tenu des actifs nets de gestion du risque des activités aux États-Unis,
- en compensant le plus possible les résultats tirés de nos établissements à l'étranger au moyen de dépenses libellées dans la monnaie du pays et d'instruments financiers visant à couvrir le risque de change résiduel,
- en concluant des contrats de change à terme aux fins de couverture des encaissements et débours futurs en monnaies étrangères et de la totalité de la dette libellée en dollars américains à l'extérieur de notre portefeuille d'investissement net.

La sensibilité du résultat net aux variations des taux de change a été établie selon l'évaluation de la direction, qui a déterminé qu'une augmentation ou diminution de quatre cents du dollar américain ou du dollar australien par rapport au dollar canadien constitue un changement éventuel raisonnable au cours du prochain trimestre. La sensibilité est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur le résultat net
Taux de change	0,04 \$	2

Risque de liquidité et risque lié à la solvabilité

Le risque de liquidité est lié à notre capacité d'avoir accès au capital requis pour les activités de gestion du risque lié aux produits de base pour compte propre et de couverture du prix des produits de base, les projets en immobilisations, le refinancement de la dette et les fins générales du siège social. Des notes de première qualité soutiennent ces activités et procurent un moyen plus fiable et plus économique d'avoir accès aux marchés financiers tout au long des cycles de produits de base et de crédit. Nous tenons à renforcer notre situation financière et à maintenir des notes de crédit de première qualité stables, puisque notre capacité d'accéder de manière efficiente et rentable au financement sur les marchés financiers dépend en partie du maintien de notes de crédit satisfaisantes. Rien ne garantit que les notes de crédit de TransAlta et les perspectives connexes ne seront pas modifiées, ce qui pourrait donner lieu à des conséquences négatives au chapitre de la capacité de financement, de la liquidité et de l'accès aux marchés financiers. Les modifications apportées aux notes de crédit peuvent également avoir une incidence sur la capacité de notre secteur Commercialisation de l'énergie de conclure des transactions sur instruments dérivés ou des opérations de couverture dans le cours normal des activités ou sur le coût de celles-ci. Les notes de crédit ne tiennent pas compte du cours boursier ou du caractère approprié d'un instrument financier pour un investisseur en particulier et ne constituent pas des recommandations d'acheter, de vendre ou de conserver des titres. Les notes de crédit peuvent faire l'objet d'une révision ou d'un retrait en tout temps par l'agence de notation. Les notes de crédit attribuées à TransAlta, ainsi que les perspectives connexes de l'agence de notation, sont décrites à la section «Stratégie financière» de la rubrique «Stratégie et capacité de produire des résultats» du présent rapport de gestion.

Des contreparties concluent certains 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 de ces contrats exigent que les contreparties fournissent des garanties lorsque la juste valeur de l'obligation liée à 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.

Nous gérons le risque de liquidité de la façon suivante :

- En surveillant la liquidité des positions de négociation.
- En préparant des programmes de financement à long terme et en les passant en revue pour qu'ils tiennent compte des modifications apportées aux plans d'affaires et de la disponibilité de capitaux sur le marché.
- En présentant régulièrement des rapports au comité de gestion du risque, à la haute direction, et au comité d'audit et des risques sur l'exposition au risque de liquidité de nos activités de gestion du risque lié aux produits de base pour compte propre.
- En maintenant des notes de crédit de première qualité.
- En maintenant des lignes de crédit consenties non utilisées suffisantes pour soutenir les besoins de liquidités possibles.

Risque de taux d'intérêt

Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur nos coûts d'emprunt, tandis que l'effet inverse aura une incidence sur les produits fondés sur la capacité que nous recevons de nos centrales de l'Alberta assujetties à des CAÉ. Les variations de notre coût en capital peuvent également avoir une incidence sur la faisabilité des nouveaux projets d'expansion.

Nous gérons le risque de taux d'intérêt de la façon suivante en établissant et en suivant des politiques, notamment :

- en ayant recours à une combinaison de titres d'emprunt à taux fixe et à taux variable,
- en surveillant la répartition entre titres d'emprunt à taux fixe et titres d'emprunt à taux variable et en y apportant des ajustements, au besoin, afin de maintenir une répartition efficace.

Au 31 décembre 2014, environ 4 % (21 % en 2013) du total de notre dette était exposé aux fluctuations des taux d'intérêt variables en raison d'une combinaison de titres d'emprunt à taux d'intérêt variables et de swaps de taux d'intérêt.

La sensibilité des fluctuations des taux d'intérêt par rapport à notre résultat net est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net ¹
Taux d'intérêt	0,25	-

Risque lié à la gestion de projets

Dans le cadre des projets en immobilisations, nous sommes exposés au risque lié au dépassement de coûts, à l'échéancier et au rendement.

Nous tentons de réduire ces risques au minimum de la façon suivante :

- En nous assurant que tous les projets sont approuvés par le comité de l'équipe TRACT et qu'ils sont examinés minutieusement afin de vérifier si les processus et politiques établis sont suivis, que les risques ont été repérés et quantifiés de façon adéquate, que les hypothèses sont raisonnables et que les rendements sont prévus de façon réaliste avant l'approbation de la haute direction et du conseil d'administration.
- En ayant recours à une méthode et à des processus de gestion de projets uniformes et rigoureux.
- En procédant à des analyses détaillées des aspects économiques des projets avant la construction ou l'acquisition et en établissant notre stratégie relative à la conclusion de contrats afin d'assurer une composition appropriée de capacité marchande et de capacité prévue par contrat avant le début des travaux.
- En nous associant à des tiers qui ont fait la preuve qu'ils sont capables de réaliser des projets rentables en respectant les budgets.
- En élaborant des plans exhaustifs comportant un chemin critique, un calendrier des principales dates de livraison et des plans d'urgence et en effectuant un suivi à leur égard.
- En nous assurant de clore le projet de façon à incorporer toute leçon tirée de celui-ci à un projet ultérieur d'importance.
- En établissant le prix et la disponibilité de l'équipement ainsi que les taux de change, en obtenant des garanties et en concluant des ententes exclusives et économiquement réalisables avant d'entreprendre le projet.
- En négociant des conventions collectives afin de garantir les coûts et la productivité.

¹ Une variation de 0,25 % des taux d'intérêt appliquée à notre dette à taux variable n'aurait pas une incidence importante sur le résultat net. Compte tenu de notre dette à taux variable au 31 décembre 2014, une variation de 0,75 % des taux d'intérêt aurait une incidence de 1 million de dollars sur le résultat net.

Risque lié aux ressources humaines

Le risque lié aux ressources humaines découle de l'incidence possible sur nos activités des modifications survenues sur le lieu de travail. Le risque lié aux ressources humaines peut être attribuable à différents facteurs :

- Une interruption possible découlant d'un conflit de travail à nos installations de production.
- La réduction de la productivité en raison du roulement des postes.
- L'incapacité de parachever des travaux essentiels parce que des postes sont vacants.
- L'incapacité de maintenir une rémunération juste en raison des modifications au titre du taux du marché.
- L'insuffisance de compétences imputable à une formation déficiente, au fait que les employés existants n'ont pas veillé au transfert des connaissances ou au manque d'expérience des employés actuels.

Nous gérons le risque lié aux ressources humaines de la façon suivante :

- En surveillant les échelles de rémunération au sein de l'industrie et en versant des salaires qui correspondent à ces mesures.
- En ayant recours à une rémunération au rendement afin que les objectifs des employés soient conformes à ceux de la Société.
- En surveillant et en gérant les niveaux cibles de roulement du personnel.
- En nous assurant que les nouveaux employés reçoivent la formation appropriée et possèdent les compétences requises pour exécuter leurs tâches.

En 2014, 54 % (54 % en 2013) de notre main-d'œuvre était visée par douze conventions collectives (douze en 2013). En 2014, quatre conventions collectives (cinq en 2013) ont été renégociées. Nous prévoyons négocier avec succès trois conventions collectives en 2015.

Risque lié à la réglementation et à la politique

Le risque lié à la réglementation et à la politique à l'égard de nos activités découle des changements éventuels apportés aux structures de réglementation existantes et de l'influence de la politique sur nos structures. Ce risque peut découler de la réglementation du marché, de la surveillance et du contrôle accrus, des changements de structure ou de conception des marchés ou d'influences imprévues. Les règles du marché sont en constante évolution, et nous ne pouvons prédire s'il y aura des changements importants sur le plan réglementaire ni les conséquences ultimes que ces changements pourraient avoir, le cas échéant, sur nos activités.

Nous gérons ces risques systématiquement grâce à nos programmes de conformité à la réglementation et aux lois, lesquels font l'objet d'un examen périodique afin d'assurer leur efficacité, ainsi qu'à notre équipe de relations avec les gouvernements. Nous collaborons avec les gouvernements, les organismes de réglementation, les exploitants de réseaux électriques et d'autres intéressés pour tenter de trouver une solution à ces questions à mesure qu'elles surviennent. Nous suivons de près les changements aux règles et concepts du marché et nous prenons part aux processus d'intervention de parties prenantes commandités par les marchés. Ces mesures ainsi que d'autres avenues nous permettent de participer activement aux débats sur la défense des droits et les politiques à différents niveaux. Ces négociations avec les parties intéressées nous ont permis de prendre part proactivement à des débats à plus long terme avec les gouvernements.

Les investissements à l'étranger sont exposés à des incertitudes et à des risques particuliers liés à la structure politique, sociale et économique et au régime réglementaire de chaque pays. La Société atténue ce risque au moyen d'un financement sans recours et d'une assurance.

Risque lié au transport

L'accès aux lignes de transport d'énergie et la capacité de transport des lignes existantes et nouvelles sont essentiels pour nous permettre d'offrir à nos clients l'électricité produite dans nos centrales. Le risque lié aux infrastructures vieillissantes de transport en Alberta, en Ontario et dans la région du nord-ouest du Pacifique continue d'augmenter du fait que les nouvelles connexions au système électrique sont insuffisantes pour répondre à la demande malgré l'ajout de connexions dans le cadre de nouveaux projets visant à élargir le réseau de transport.

Risque lié à la réputation

Notre réputation est l'un de nos plus précieux actifs. Le risque lié à la réputation est inhérent à nos activités en raison des changements d'opinion du public, des partenaires privés, des gouvernements et d'autres entités.

Nous gérons le risque lié à la réputation de la façon suivante :

- En nous efforçant d'avoir de bonnes relations avec nos voisins et partenaires d'affaires dans les régions où nous exerçons nos activités afin d'établir des liens durables fondés sur une compréhension mutuelle qui se traduiront par des solutions que nous pourrions mettre en œuvre en collaboration avec nos voisins et d'autres parties intéressées au sein des collectivités.
- En communiquant clairement et périodiquement nos objectifs et priorités d'affaires à diverses parties intéressées.
- En entretenant des relations positives avec les différentes instances gouvernementales.
- En faisant du développement durable une stratégie d'entreprise à plus long terme.
- En nous assurant que chaque décision d'affaires est prise en toute intégrité et conformément aux valeurs de notre Société.
- En expliquant aux parties intéressées, en temps opportun, l'incidence et le motif des décisions d'affaires.
- En maintenant des valeurs d'entreprise solides qui soutiennent les initiatives associées à la gestion du risque lié à la réputation.

Risque lié à la structure de l'entreprise

Nous menons une part importante de nos activités par l'intermédiaire de filiales et de partenariats. Notre capacité à nous acquitter de nos obligations quant au service de la dette dépend des résultats d'exploitation de nos filiales et des fonds que celles-ci nous versent sous la forme notamment de distributions, de prêts, de dividendes ou autrement. En outre, nos filiales peuvent être assujetties à des restrictions légales ou contractuelles qui limitent leur capacité à nous verser des distributions en espèces.

Conjoncture économique générale

La conjoncture économique générale influe sur la demande de produits, les produits des activités ordinaires, les charges d'exploitation, le calendrier et le montant des dépenses d'investissement, la valeur de recouvrement nette des immobilisations corporelles, les coûts de financement, le risque de crédit et de liquidité, et le risque de contrepartie.

Impôts sur le résultat

Nos activités sont complexes, et nos établissements sont situés dans plusieurs pays. Le calcul de la provision pour impôts sur le résultat repose sur des interprétations, des lois et des règlements de nature fiscale qui sont en constante évolution. Nos déclarations de revenus peuvent faire l'objet de vérifications par les autorités fiscales. La direction est d'avis que sa provision pour impôts sur le résultat est appropriée et conforme aux IFRS d'après toute l'information dont elle dispose.

La sensibilité des modifications du taux d'imposition par rapport à notre résultat net est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Taux d'imposition	1	2

Le taux d'imposition effectif sur le résultat aux fins de comparaison avant impôts sur le résultat, quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence et autres éléments pour 2014 s'est établi à 21 %. Le taux d'imposition effectif sur le résultat peut changer selon la combinaison des résultats réalisés dans divers pays et certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat.

Litiges éventuels

Nous sommes à l'occasion partie à diverses réclamations et poursuites dans le cours normal de nos affaires. Nous examinons chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en question et la disponibilité de garanties d'assurance. Il ne peut y avoir de garantie quant à l'issue favorable des réclamations et à l'incidence négative, le cas échéant, que ces dernières pourraient avoir sur la Société.

Autres éventualités

La Société souscrit des garanties d'assurance que la direction juge appropriées. Aucun changement important n'a été apporté à nos garanties d'assurance au moment du renouvellement des contrats d'assurance le 31 décembre. Les garanties d'assurance de la Société ne seront peut-être pas offertes à l'avenir à des conditions raisonnables sur le plan commercial. Rien ne garantit que nos garanties d'assurance seront totalement suffisantes pour compenser les pertes subies. Dans l'éventualité d'un événement économique majeur, il se pourrait que les assureurs ne puissent pas payer la totalité des réclamations.

Méthodes et estimations comptables critiques

Le choix et l'application des méthodes comptables sont un processus important qui a évolué au rythme de nos activités et des changements aux règles comptables et aux lignes directrices. De manière générale, les règles comptables ne proposent pas de choix parmi plusieurs possibilités, mais elles prévoient la mise en œuvre et l'interprétation des règles existantes de même que l'exercice du jugement à l'égard des situations particulières propres à l'entreprise. Tous les efforts sont faits pour se conformer aux règles applicables dès leur entrée en vigueur ou avant, et nous considérons comme essentiel que ces règles soient mises en œuvre adéquatement et appliquées de manière uniforme.

Cependant, la documentation comptable ne traite pas nécessairement de toutes les situations. Pour les situations non prévues, nous faisons donc preuve du meilleur jugement possible pour adopter une méthode comptable appropriée. Nous établissons des analogies avec des situations semblables et les notes d'orientation concernant la comptabilité qui les régissent, examinons les normes comptables suivies à l'étranger et consultons nos auditeurs indépendants au sujet de l'interprétation appropriée de ces méthodes et de leur application. Chaque méthode comptable critique touche des situations complexes et requiert un jugement considérable, soit pour l'application et l'interprétation de la documentation existante, soit pour l'établissement des estimations qui ont une incidence sur nos états financiers consolidés.

Nos principales méthodes comptables sont décrites à la note 2 des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel. Les plus importantes ont trait à la comptabilisation des produits des activités ordinaires, aux instruments financiers, à l'évaluation des immobilisations corporelles et des contrats connexes, aux frais de mise en valeur de projet, à la durée d'utilité des immobilisations corporelles, à l'évaluation du goodwill, aux contrats de location, aux impôts sur le résultat, aux avantages du personnel, aux provisions pour frais de démantèlement et de remise en état, et aux autres provisions. Chaque méthode fait intervenir un certain nombre d'estimations et d'hypothèses posées quant à des questions dont l'issue demeure incertaine au moment de l'établissement de l'estimation. Des estimations différentes, résultant des principales variables utilisées dans les calculs ou des changements apportés aux estimations utilisées, pourraient avoir des répercussions significatives sur notre situation financière ou nos résultats des activités d'exploitation.

Nous avons discuté de l'élaboration et de la sélection de ces estimations comptables critiques avec notre comité d'audit et des risques et nos auditeurs indépendants. Le comité d'audit et des risques a passé en revue et a approuvé l'information fournie relativement aux estimations comptables critiques dans le présent rapport de gestion.

Ces estimations comptables critiques sont décrites comme suit :

Comptabilisation des produits des activités ordinaires

Nos produits sont essentiellement tirés de la vente d'énergie livrée, de la location de centrales et des activités de gestion du risque lié aux produits de base.

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. Chacun de ces éléments est constaté au moment de la production, de la livraison ou de l'atteinte d'objectifs précis, selon les modalités contractuelles. Les produits découlant de la capacité non vendue par contrat se composent de paiements d'énergie pour chaque 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. Lorsque les modalités du contrat font en sorte que le client assume les principaux risques et avantages liés à la possession de l'actif sous-jacent, l'accord est considéré comme un contrat de location-financement, ce qui donne lieu à la comptabilisation de produits. Lorsque nous conservons les principaux risques et avantages, l'accord est un contrat de location simple. Les produits locatifs, y compris les loyers conditionnels, le cas échéant, sont comptabilisés sur la durée du contrat. 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 mentionné ci-dessus.

Les instruments dérivés utilisés dans les activités de gestion du risque lié aux produits de base pour réaliser des produits sur des activités de négociation 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 standardisés et des options. Ces instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur lorsque la comptabilité de couverture ne s'applique pas. La comptabilisation initiale de la juste valeur et les variations ultérieures de la juste valeur ont une incidence sur les résultats présentés au cours de la période où elles se produisent. Les justes valeurs des instruments en cours à la date de clôture 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.

Le calcul de la juste valeur des activités de gestion du risque lié aux produits de base et des instruments dérivés est complexe et repose sur des jugements relatifs, entre autres, aux prix futurs, à la volatilité et à la liquidité. Certains de nos instruments dérivés ne sont pas négociés en Bourse active ou se prolongent au-delà de la période pendant laquelle les cours en Bourse sont disponibles, ce qui nous oblige à recourir à des techniques ou modèles d'évaluation internes.

Instruments financiers

La juste valeur d'un instrument financier correspond au prix de la contrepartie qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. La juste valeur peut être établie au moyen du prix négocié pour des instruments dans un marché actif auquel nous avons accès. En l'absence d'un marché actif, nous calculons 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, nous examinons d'abord les données du marché observables de l'extérieur. Toutefois, si elles ne sont pas disponibles, nous recourons à des données d'entrée qui ne sont pas fondées sur les données de marché observables.

Établissement des niveaux et classements

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.

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

Niveau II

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

Les justes valeurs de niveau II sont déterminées par l'utilisation des cours sur des marchés actifs, qui sont dans certains cas ajustés pour tenir compte des facteurs propres aux actifs ou aux passifs, comme les écarts de base, l'évaluation du crédit et les écarts liés à l'emplacement. Les instruments financiers au titre des activités de gestion du risque lié aux produits de base classés dans le niveau II 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 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, nous utilisons des données 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 où il existe une insuffisance du volume des opérations ou une absence d'opérations 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 taux.

Niveau III

Les justes valeurs sont calculées en utilisant des données sur l'actif ou le passif qui ne sont pas observables.

La Société peut conclure des opérations 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 («bootstrap»), 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. Nous avons aussi divers contrats 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 (la «politique») de la Société, qui régit les opérations sur les produits de base effectuées dans le cadre de ses activités de négociation pour compte propre et celles effectuées afin de gérer le risque lié au prix des produits de base de son entreprise de production. La politique définit et précise les responsabilités en matière de contrôle et de gestion associées aux opérations liées aux produits de base, ainsi que la nature et la fréquence des rapports exigés au titre de ces activités.

Les méthodes et procédures au titre de l'évaluation de la juste valeur de niveau III au titre des activités 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 des opérations 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 des opérations sur les produits énergétiques produites par le système sont passées en revue et validées par le service de gestion du risque et le service des finances. L'examen s'effectue officiellement chaque trimestre ou plus souvent si l'examen et les procédures de surveillance quotidiens permettent d'identifier des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

L'incidence de l'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données d'entrée pour les techniques d'évaluation à partir desquelles les justes valeurs de niveau III au titre des activités de gestion du risque lié aux produits de base sont déterminées au 31 décembre 2014 se traduit par un effet de +/- 120 millions de dollars (+/- 105 millions de dollars en 2013) sur la valeur comptable des instruments financiers. Les justes valeurs sont soumises à des simulations de crise en ce qui concerne les volumes et les prix. Un montant de +/- 92 millions de dollars (+/- 87 millions de dollars en 2013) de la valeur soumise à des simulations de crise découle d'un contrat de vente d'électricité à long terme qui est désigné comme une couverture de flux de trésorerie, tandis que le solde de +/- 28 millions de dollars (+/- 18 millions de dollars en 2013) représente le reste du portefeuille. Les volumes variables sont soumis à des simulations de crise selon un écart type à la hausse et à la baisse à partir des données de production historiques disponibles. Les prix sont soumis à des simulations de crise concernant les contrats à long terme, pour lesquels il n'existe pas de cours sur les marchés liquides, au moyen de sources prévisionnelles internes et externes variées afin d'établir une fourchette de prix élevés et moins élevés.

Évaluation des immobilisations corporelles et des contrats connexes

Au 31 décembre 2014, les immobilisations corporelles représentaient 74 % de nos actifs, dont 99 % appartiennent au secteur Production. À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, nous soumettons les immobilisations corporelles à des tests de dépréciation pour évaluer s'il existe un indice de perte de valeur d'un actif. Une perte de valeur existe lorsque la valeur comptable de l'actif ou l'UGT à laquelle l'actif appartient excède sa valeur recouvrable, qui 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.

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 notre stratégie d'affaires globale, 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, mais plutôt une série d'événements sans conséquence, s'ils sont pris isolément, qui surviennent au cours d'une période et indiquent qu'un actif peut avoir subi une perte de valeur. La situation peut se compliquer lorsque nous ne sommes pas l'exploitant de l'installation. Des événements peuvent alors passer inaperçus pendant un certain temps.

Nos activités, le marché et l'environnement d'affaires 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, nous faisons une estimation de la valeur recouvrable de l'immobilisation ou de l'UGT à laquelle elle appartient. La valeur recouvrable correspond à la juste valeur de l'actif diminuée des coûts de sortie ou à sa valeur d'utilité, selon le plus élevé des deux montants. La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif lors d'une transaction normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de la vente, l'information au titre des transactions de tiers pour des actifs similaires est utilisée et, si aucune donnée n'est disponible, d'autres techniques d'évaluation, comme les flux de trésorerie actualisés, sont utilisés. La valeur d'utilité est calculée au moyen de la valeur actualisée des estimations les plus probables de la direction à l'égard des flux de trésorerie futurs selon l'utilisation actuelle et l'état existant de l'actif. Pour faire une estimation de la juste valeur diminuée des coûts de la vente 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 de la vente, de la production, de la consommation de combustible, et des coûts liés à la remise en état des autres entrées et sorties de trésorerie sur la durée d'utilité 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, et la capacité ou les restrictions de transport pour la durée de vie résiduelle de l'installation. Des taux d'actualisation appropriés reflétant les risques spécifiques aux actifs faisant l'objet d'un examen sont utilisés dans le cadre des évaluations. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer d'une période à l'autre, et les résultats réels peuvent différer et diffèrent souvent des estimations. De plus, ils peuvent avoir une incidence positive ou négative sur la perte de valeur estimée, laquelle incidence pourrait être importante.

Par suite de notre examen effectué en 2014 et d'autres événements précis, nous avons comptabilisé une reprise pour dépréciation d'actifs nette avant impôts de 6 millions de dollars (reprises de 18 millions de dollars en 2013) à l'égard de certaines centrales. De plus, nous avons constaté qu'il existait un indice de dépréciation de notre UGT dans le secteur Charbon aux États-Unis, mais la valeur recouvrable estimée se rapprochait de la valeur comptable. Se reporter à la rubrique «Imputations et reprises pour dépréciation d'actifs» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Les imputations pour dépréciation peuvent être reprises au cours de périodes futures si les conditions s'améliorent. Rien ne garantit qu'il y aura reprise, et rien n'indique le montant ou le moment de cette reprise, le cas échéant.

Frais de mise en valeur de projets

Les frais de mise en valeur de projets différés englobent les frais externes, directs et différentiels nécessaires à la réalisation d'une acquisition ou d'un projet de construction. Ces frais sont comptabilisés dans les charges d'exploitation jusqu'à ce que la construction d'une centrale ou l'acquisition d'un placement ait lieu, lorsqu'il y a des raisons de croire que les coûts futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis créeront de la valeur pour nous. Dans ces cas-là, les coûts engagés par la suite sont inclus dans les immobilisations corporelles ou les investissements. L'inscription à l'actif de ces coûts est évaluée chaque période, et les montants inscrits à l'actif à l'égard de projets devenus improbables sont passés en charges.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie sur sa durée d'utilité estimée. Une composante est une partie corporelle d'un actif qui peut être identifié séparément et qui devrait procurer des avantages sur plus d'un an. 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 et les taux d'amortissement utilisés sont examinés au moins une fois l'an afin d'assurer qu'ils continuent d'être appropriés.

En 2014, la dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés s'est élevée à 595 millions de dollars (585 millions de dollars en 2013) dont 56 millions de dollars (58 millions de dollars en 2013) sont liés au matériel minier, et a été inscrite au poste Combustible et achats d'électricité.

Évaluation du goodwill

Nous soumettons le goodwill à un test de dépréciation une fois par année, ou plus fréquemment, si des indices laissent croire à une dépréciation. Si la valeur comptable d'une UGT ou d'un groupe d'UGT, y compris le goodwill, excède sa juste valeur, l'excédent représente une perte de valeur au titre du goodwill. 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.

Un goodwill a été constaté sur les acquisitions du parc éolien du Wyoming, de Canadian Hydro Developers, Inc., de Merchant Energy Group of the Americas, Inc. et de Vision Quest Windelectric Inc. Au 31 décembre 2014, la valeur comptable totale de ce goodwill s'élevait à 462 millions de dollars (460 millions de dollars en 2013).

Nous avons examiné la valeur comptable du goodwill avant la fin de l'exercice et avons établi que la juste valeur des UGT ou des groupes d'UGT connexes auxquelles se rattachent le goodwill, selon les estimations des flux de trésorerie futurs, dépassait leur valeur comptable, et qu'il n'y avait pas de dépréciation du goodwill.

Le calcul de la juste valeur des UGT ou du groupe d'UGT est appelé à changer d'une période à l'autre, car la direction doit poser des hypothèses sur les flux de trésorerie futurs, les volumes de production et de négociation, les marges ainsi que les coûts du combustible et les coûts d'exploitation. Si des hypothèses formulées avaient révélé une baisse de 10 % de la juste valeur des UGT ou du groupe d'UGT en regard des niveaux actuels, il n'y aurait pas eu de dépréciation du goodwill.

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 TransAlta, 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.

Impôts sur le résultat

Selon les IFRS, nous utilisons la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur le résultat. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôt différé sont comptabilisés d'après la différence entre la valeur comptable des actifs et des passifs et leur valeur fiscale respective.

La préparation des états financiers consolidés requiert l'estimation des impôts sur le résultat ou de la provision pour impôts sur le résultat pour chaque territoire où nous exerçons nos activités. Cela 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 notre résultat imposable futur 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 diminution des actifs d'impôt différé peut être reprise si le résultat imposable futur estimé s'améliore. Rien ne garantit qu'il y aura reprise, et rien n'indique le montant ou le moment de cette reprise, le cas échéant. 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'interprétations et de traitements différents de nos estimations pourrait avoir des effets importants sur le montant comptabilisé au titre des actifs et des passifs d'impôt différé. Nos déclarations de revenus peuvent faire l'objet de vérifications par les autorités fiscales. Certaines vérifications pourraient entraîner une augmentation de notre passif fiscal, bien que nous estimions avoir une provision pour impôts sur le résultat suffisante, conformément aux IFRS, compte tenu de l'information dont nous disposons actuellement. L'issue des vérifications possibles n'est pas connue, et leur incidence éventuelle sur les états financiers consolidés ne peut être déterminée.

Des actifs d'impôt différé de 45 millions de dollars (118 millions de dollars en 2013) ont été comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés au 31 décembre 2014. Ces actifs se rapportent principalement à des reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes. Nous sommes d'avis que le résultat imposable sera suffisant pour utiliser ces reports prospectifs de pertes, selon ce qui est permis par les différentes administrations fiscales.

Des passifs d'impôt différé de 434 millions de dollars (459 millions de dollars en 2013) ont été comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés au 31 décembre 2014. Ces passifs se composent principalement d'impôts sur les profits latents sur les opérations de gestion du risque et de déductions fiscales en sus de l'amortissement connexe des immobilisations corporelles.

Avantages du personnel

Nous offrons à nos employés des régimes de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi. Le coût de ces avantages dépend de nombreux facteurs qui tiennent compte des résultats réels et des hypothèses concernant les résultats futurs des régimes.

Les obligations au titre des prestations de retraite futures et les coûts connexes inclus dans la charge de rémunération annuelle dépendent des données réelles sur l'effectif, notamment l'âge, le salaire, la durée d'emploi, les cotisations versées et le rendement des actifs des régimes.

La modification des dispositions des régimes peut également se répercuter sur les coûts courants et futurs découlant des régimes de retraite. Les coûts découlant des régimes de retraite peuvent également être touchés de façon importante par des modifications des principales hypothèses actuarielles, y compris, par exemple, les taux d'actualisation utilisés pour établir l'obligation au titre des prestations définies et le coût financier net au titre du passif net des régimes à prestations définies. Pour évaluer notre obligation, nous utilisons un taux d'actualisation représentatif de titres à revenu fixe de sociétés de grande qualité disponibles actuellement et qui devraient être disponibles sur la durée restante des prestations de retraite.

Les actifs des régimes se composent essentiellement de placements en titres de capitaux propres et de placements en titres à revenu fixe. Les fluctuations du rendement des actifs des régimes découlant des rendements réels sur le marché boursier et des variations des taux d'intérêt peuvent entraîner une augmentation ou une diminution des coûts découlant des régimes de retraite au cours de périodes futures.

Provisions pour frais de démantèlement et de remise en état

Nous comptabilisons des provisions pour frais de démantèlement et de remise en état des immobilisations corporelles au cours de la période où elles sont constituées si nous avons une obligation juridique ou implicite de remettre la centrale ou le site en état. Le montant comptabilisé à titre de provision doit être la meilleure estimation des dépenses nécessaires au règlement de l'obligation. Les valeurs prévues sont pondérées en fonction d'un facteur de probabilité afin de tenir compte des risques et des incertitudes liés au moment et au montant du règlement d'un grand nombre de provisions. Les valeurs prévues sont actualisées au taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de l'évaluation de la solvabilité de la Société par le marché.

Au 31 décembre 2014, les provisions pour frais de démantèlement et de remise en état comptabilisées dans les états de la situation financière consolidés s'établissaient à 305 millions de dollars (270 millions de dollars en 2013). Nous estimons à environ 1,0 milliard de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaires pour régler ces provisions, montant qui sera engagé entre 2015 et 2072. La grande partie de ces coûts sera engagée entre 2020 et 2050. Certaines des installations adjacentes à des activités minières n'ont comptabilisé aucune obligation liée au démantèlement. En effet, les obligations associées à ces installations ne peuvent être déterminées à l'heure actuelle.

La sensibilité aux variations des principales hypothèses est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Taux d'actualisation	1	3
Provision pour frais de démantèlement et de remise en état non actualisée	10	2

Autres provisions

Lorsqu'il y a lieu, nous comptabilisons les provisions découlant des activités commerciales continues, comme l'interprétation et l'application des modalités contractuelles et les recours pour force majeure. Ces provisions et leurs modifications subséquentes sont établies selon notre meilleure estimation de l'issue de l'événement sous-jacent et peuvent également subir l'incidence d'estimations faites par des tiers, selon les exigences contractuelles. Le montant réel des provisions qui pourrait être requis peut être considérablement différent du montant comptabilisé.

Modifications comptable de l'exercice considéré

Profits et pertes initiaux

Nous avons retraité l'état de la situation financière consolidé au 31 décembre 2013 pour reclasser les profits ou pertes initiaux découlant des différences 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. Ces montants étaient auparavant présentés comme les actifs ou passifs bruts de gestion du risque. En vertu de l'ajustement, ces montants sont reclassés comme des compensations directes de la valeur du contrat dérivé auquel ils se rapportent. Ainsi, les actifs à long terme de gestion du risque et les passifs à long terme de gestion du risque avaient été réduits de 160 millions de dollars au 31 décembre 2013. Les ajustements correspondants à l'état de la situation financière consolidé au 31 décembre 2012 étaient négligeables. Se reporter à la note 13 C) des états financiers consolidés audités au 31 décembre 2014 et pour l'exercice clos à cette date pour obtenir plus de renseignements sur les profits et pertes initiaux.

Réduction de valeur des stocks

Au cours du troisième trimestre de 2014, la Société a retraité le compte de résultat consolidé pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012 afin de reclasser la réduction de valeur des stocks à titre de composante du poste Combustible et achats d'électricité. Ces montants étaient auparavant présentés comme des composantes indépendantes des résultats d'exploitation. Cet ajustement vise à mieux identifier dans la marge brute les effets généralement compensateurs que les variations des prix futurs de l'électricité ont sur les profits et les pertes liés à l'évaluation à la valeur du marché au titre des couvertures économiques des ventes d'électricité à terme, inclus dans les produits des activités ordinaires, et sur la réduction des stocks ou les reprises. En raison de cet ajustement, les montants au poste Combustible et achats d'électricité pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012 ont augmenté de respectivement 22 millions de dollars et 44 millions de dollars. La réduction de valeur des stocks pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 s'est établie à 19 millions de dollars.

Autres résultats d'exploitation, montant net

La Société a retraité le compte de résultat consolidé pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012 afin de reclasser les pertes associées à la réclamation en Californie, à la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, et à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite, ainsi que les profits découlant des recouvrements d'assurance à titre d'autres résultats, montant net des résultats d'exploitation. Auparavant, chaque élément était présenté dans le résultat, hors des résultats d'exploitation. Nous avons fait le changement dans le cadre de notre surveillance continue des mesures conformes aux IFRS additionnelles. Par suite de ce changement, les résultats d'exploitation pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012 ont diminué de respectivement 102 millions de dollars et 254 millions de dollars.

Répartition des coûts intersectoriels du secteur Commercialisation de l'énergie

Une partie des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées par les secteurs Commercialisation de l'énergie et Siège social est attribuée à d'autres secteurs d'après une estimation des charges d'exploitation et un pourcentage des ressources consacrées au soutien et aux services. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration des secteurs comprennent les charges, déduction faite de la répartition intersectorielle. Par le passé, les charges et les recouvrements intersectoriels du secteur Commercialisation de l'énergie étaient présentés dans un poste distinct comme une composante des résultats d'exploitation. Les chiffres comparatifs ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de l'exercice considéré.

IAS 32, Instruments financiers : Présentation

Le 1^{er} janvier 2014, nous avons adopté les modifications apportées à l'IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*, portant sur la compensation des actifs financiers et des passifs financiers. L'adoption des modifications de l'IAS 32 n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés audités.

IAS 36, Dépréciation d'actifs

Le 1^{er} janvier 2014, nous avons adopté les obligations d'information modifiées de l'IAS 36, *Dépréciation d'actifs*. Les exigences en matière d'obligations d'information modifiées n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés audités.

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.

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 :

IFRS 9, Instruments financiers

En juillet 2014, au terme de la phase du projet sur la dépréciation visant la réforme de la comptabilisation des instruments financiers et le remplacement de l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, l'IASB a publié la version définitive de l'IFRS 9, *Instruments financiers*. L'IFRS 9 comprend des indications sur le classement et l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers, la dépréciation des actifs financiers (c.-à-d. la comptabilisation des pertes de crédit) et un nouveau modèle de comptabilité de couverture.

Selon les exigences en matière de classement et d'évaluation des actifs financiers, les actifs financiers doivent être classés et évalués au coût amorti ou à la juste valeur par le biais du résultat net ou d'un autre élément du résultat global, selon le modèle de gestion de l'entité utilisé pour gérer les actifs financiers et les caractéristiques contractuelles des flux de trésorerie des actifs financiers.

Les exigences en matière de classement des passifs financiers selon l'IAS 39 n'ont pas changé. Les exigences de l'IFRS 9 portent sur le problème de la volatilité du résultat net découlant du choix posé par un émetteur d'évaluer certains passifs à la juste valeur et requièrent que la part de la variation de la juste valeur découlant des changements au titre du risque de crédit propre à l'entité soit présentée dans les autres éléments du résultat global plutôt que dans le résultat net.

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.

Les nouvelles exigences pour la dépréciation des actifs financiers introduisent un modèle de dépréciation des pertes attendues, selon lequel les pertes de crédit attendues doivent être comptabilisées plus rapidement. Les dispositions sur la dépréciation de l'IAS 39 se fondent sur un modèle de pertes subies, selon lequel les pertes de crédit ne sont comptabilisées que lorsque des indications d'un événement déclencheur sont présentes.

L'IFRS 9 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, et son application anticipée est permise. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de cette norme sur nos états financiers consolidés.

IFRS 15, Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients

En mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats 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. L'IFRS 15 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017, et son application anticipée est permise. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de cette norme sur nos états financiers consolidés.

Quatrième trimestre

Faits saillants consolidés

Trois mois clos les 31 décembre	2014	2013
Produits des activités ordinaires	718	587
BAlIA aux fins de comparaison ¹	301	242
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	148	(66)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ¹	46	1
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ¹	225	179
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	250	165
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison ¹	104	61
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,54	(0,25)
Résultat net par action aux fins de comparaison ¹	0,17	0,00
Fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison ¹	0,82	0,67
Flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison ¹	0,38	0,23
Dividendes versés par action ordinaire	0,18	0,29

Faits saillants financiers

- Pour le quatrième trimestre de 2014, le BAlIA aux fins de comparaison s'est établi à 301 millions de dollars, soit une hausse de 59 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2013, du fait surtout de la disponibilité accrue au titre de l'ensemble de notre portefeuille de production, de l'amélioration continue du rendement de l'exploitation de notre secteur Charbon au Canada, de la baisse des coûts du charbon dans le secteur Charbon au Canada et de la progression de la marge sur douze mois. La diminution des prix en Alberta a eu une incidence défavorable sur les produits tirés de la production qui excèdent les cibles aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ ainsi que les produits tirés de notre portefeuille d'énergie éolienne dans la province. Les prix en Alberta se sont élevés en moyenne à 30 \$ le MWh au cours du quatrième trimestre de 2014 par rapport à 49 \$ le MWh pour la période correspondante de 2013. La stratégie de l'entreprise, qui consiste à être en grande partie assujettie à des contrats, et la disponibilité accrue dans notre secteur Charbon au Canada ont limité l'incidence du recul des prix en Alberta.
- La hausse du BAlIA aux fins de comparaison a donné lieu à une augmentation des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014. En effet, les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ont fait un bond de 46 millions de dollars, par rapport à ceux de la période correspondante de 2013, pour s'établir à 225 millions de dollars.
- Au quatrième trimestre, le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison s'est établi à 46 millions de dollars (résultat net de 0,17 \$ par action), une hausse par rapport au résultat net aux fins de comparaison de 1 million de dollars (résultat net par action de néant) pour la période correspondante de 2013, en raison de l'augmentation du BAlIA aux fins de comparaison, contrebalancée en partie par la hausse de la charge d'impôts sur le résultat.
- Au quatrième trimestre, le résultat net présenté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été de 148 millions de dollars (résultat net de 0,54 \$ par action), en comparaison d'une perte nette de 66 millions de dollars (perte nette de 0,25 \$ par action) pour la période correspondante de 2013. Les différences entre le résultat net aux fins de comparaison et le résultat net présenté sont principalement attribuables à l'augmentation de la juste valeur des couvertures dont la désignation a été annulée et des couvertures économiques du secteur Charbon aux États-Unis et de l'incidence de la réclamation en Californie en 2013.

¹ Ces éléments ne sont pas définis selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir les rubriques «Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison», et «Résultats et autres mesures aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements des mesures calculées selon les IFRS.

Résultats d'exploitation

Trois mois clos les 31 décembre	2014	2013
Disponibilité (%) ¹	93,2	91,8
Disponibilité ajustée (%) ¹	93,2	91,8
Production (GWh) ¹	12 207	12 640
BAIIA aux fins de comparaison		
Secteur Production		
Charbon au Canada	118	68
Charbon aux États-Unis	19	14
Gaz	81	82
Énergie éolienne	56	58
Hydroélectricité	20	21
Total du secteur Production	294	243
Secteur Commercialisation de l'énergie	26	20
Secteur Siège social	(19)	(21)
Total du BAIIA aux fins de comparaison	301	242

- Charbon au Canada** : Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 50 millions de dollars au quatrième trimestre de 2014 par rapport à la période correspondante de 2013, pour s'établir à 118 millions de dollars par suite de la baisse des coûts du charbon à la suite de l'intégration de la mine de Highvale en 2013 et de l'amélioration continue du rendement de l'exploitation. La diminution des taux incitatifs en fonction de ceux du marché liée à la baisse des prix a freiné en partie l'augmentation. Le BAIIA aux fins de comparaison de 2014 comprend également un profit au règlement d'un litige avec un fournisseur à l'égard d'une panne de matériel survenue au cours des exercices précédents.
- Charbon aux États-Unis** : Le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 19 millions de dollars au quatrième trimestre de 2014 par rapport à celui de 14 millions de dollars pour la période correspondante de 2013. L'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison est essentiellement attribuable à l'accroissement des marges, découlant de l'optimisation en temps réel des opérations par rapport au marché au comptant et des contrats à prix fixe. Nous avons également commencé à livrer de l'électricité à Puget Sound Energy en décembre 2014 en vertu d'un contrat à prix fixe à long terme.
- Gaz** : Le BAIIA aux fins de comparaison du quatrième trimestre a été conforme à celui de la période correspondante de 2013, malgré la baisse de prix en Alberta, les profits liés à la baisse du nombre d'interruptions et aux ajustements de contrats ayant été contrebalancés par une perte sur le gaz évaluée à la valeur du marché.
- Énergie éolienne** : Le BAIIA aux fins de comparaison a légèrement baissé au quatrième trimestre pour se fixer à 56 millions de dollars par rapport à 58 millions de dollars pour la période correspondante de 2013. La production de notre centrale du Wyoming a compensé l'incidence du recul des prix en Alberta.
- Hydroélectricité** : Le BAIIA aux fins de comparaison du quatrième trimestre est resté inchangé par rapport à celui de la période correspondante de 2013, étant donné que la majeure partie de la production des deux périodes était visée par des contrats et que les deux périodes comprenaient un recouvrement d'assurance lié à des réclamations au titre d'une interruption des activités d'un montant semblable.
- Secteur Commercialisation de l'énergie** : Le secteur Commercialisation de l'énergie a généré des produits de 26 millions de dollars au quatrième trimestre, une hausse de 6 millions en regard des produits du quatrième trimestre de 2013, attribuable à la croissance de la marge relative à la clientèle, à notre capacité à saisir les possibilités d'arbitrage découlant d'une volatilité accrue, plus particulièrement dans les marchés de l'est, et aux profits intersectoriels compensatoires des positions de négociation sur des actifs de production de gaz. La hausse a été partiellement neutralisée par l'augmentation de la répartition des coûts du siège social et par celle de la charge de rémunération au rendement découlant des résultats de négociation solides.
- Secteur Siège social** : Notre secteur Siège social a engagé des charges de 19 millions de dollars au cours du quatrième trimestre de 2014, en comparaison de charges de 21 millions de dollars en 2013. La diminution des coûts découlait de la réduction des coûts externes, contrebalancée en partie par la hausse de la rémunération au rendement et l'accroissement des coûts de mise en valeur.

¹ La disponibilité comprend les actifs en production et les contrats de location-financement et exclut les actifs hydroélectriques et les placements en titres de capitaux propres. La production comprend tous les actifs de production, peu importe le type d'instrument de placement et de combustible.

Disponibilité et production

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014 a augmenté comparativement à celle de la période correspondante de 2013, du fait surtout de la baisse du nombre d'interruptions non planifiées dans le secteur Charbon au Canada.

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014 a reculé par rapport à celle de la période correspondante de 2013, en raison surtout des réductions à la centrale de Centralia, contrebalancées en partie par la diminution du nombre d'interruptions non planifiées dans le secteur Charbon au Canada.

Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison

Les fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison et les flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période :

Trois mois clos les 31 décembre	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	250	165
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(23)	(13)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	227	152
Incidence liée à la réclamation en Californie	-	27
Coûts de la soumission de TAMA Transmission	5	-
Autres éléments non comparables	(7)	-
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	225	179
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien	(87)	(96)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(13)	(10)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(21)	(12)
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison	104	61
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	275	268
Fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison	0,82	0,67
Flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison	0,38	0,23

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

Trois mois clos les 31 décembre	2014	2013
BAIIA aux fins de comparaison	301	242
Pertes latentes (profits latents) sur les activités de gestion du risque	(12)	(11)
Charge d'intérêt	(58)	(61)
Provisions	-	1
Charge d'impôts sur le résultat exigible	(9)	(3)
Profit (perte) de change réalisé(e)	14	(3)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(5)	(5)
Profit à la vente d'actifs	-	2
Autres éléments sans effet de trésorerie	(6)	17
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	225	179

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014, les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ont augmenté de 46 millions de dollars en regard de ceux de la période correspondante de 2013, pour atteindre 225 millions de dollars, ce qui s'explique surtout par l'amélioration du BAIIA aux fins de comparaison.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014, les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison ont progressé de 43 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2013 pour se fixer à 104 millions de dollars, principalement en raison d'une augmentation des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et de la baisse des dépenses d'investissement de maintien, contrebalancées en partie par la hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales par suite de la réduction de notre participation dans TransAlta Renewables et de l'amélioration du rendement de TA Cogen.

Résultats aux fins de comparaison

En 2014, des retraitements ont été effectués au titre des résultats de 2013. Se reporter à la rubrique «Modification comptables de l'exercice considéré» du rapport de gestion pour une description de ces éléments.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement des résultats aux fins de comparaison et des résultats présentés pour les périodes de trois mois closes les 31 décembre 2014 et 2013. Les renvois se trouvent dans le tableau de rapprochement qui suit.

Trois mois clos les 31 décembre			2014	2013
Renvoi	Ajustement	Secteur et type de combustible		
Reclassement :				
1	Produits tirés des contrats de location-financement utilisés comme une approximation au titre des produits d'exploitation	Production (gaz)	13	12
2	Diminution des créances au titre des contrats de location-financement utilisés comme une approximation au titre des produits d'exploitation et de l'amortissement	Production (gaz)	1	-
3	Reclassement de l'amortissement minier du poste Combustible et achats d'électricité	Production (secteur Charbon au Canada)	15	16
4	Reclassement du profit à la vente d'immobilisations corporelles aux fins de comparaison compris dans le poste Amortissement	Production (secteur Charbon au Canada)	1	1
Ajustements - (augmentation (diminution) des résultats aux fins de rapprochement avec les résultats aux fins de comparaison) :				
5	Incidence sur les produits liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et certaines couvertures économiques	Production (secteur Charbon aux États-Unis)	(47)	43
6	Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite du recouvrement d'assurance	Production (hydroélectricité)	(5)	2
7	Coûts de la soumission de TAMA Transmission	Siège social	5	-
8	Imputations (reprises) pour dépréciation d'actifs	Production (gaz)	(5)	-
9	Tranche non comparable du recouvrement d'assurance reçu	Production (hydroélectricité)	(3)	(1)
10	Réclamation en Californie	Commercialisation de l'énergie	-	56
11	Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	Production (secteur Charbon au Canada)	-	10
12	Taux de change relatif à la réclamation en Californie	Non affecté	2	-
13	Profit à la vente d'actifs non comparable	Production (placements en titres de capitaux propres)	(1)	-
		Siège social	-	(2)
14	Réduction (reprise de la réduction) de valeur des actifs d'impôt différé	Non affecté	(68)	(12)
15	Incidence fiscale nette de tous les ajustements aux fins de comparaison	Non affecté	20	(29)

Le tableau suivant présente un rapprochement des résultats aux fins de comparaison et des résultats présentés pour les périodes de trois mois closes les 31 décembre 2014 et 2013 :

	Trois mois clos le 31 décembre 2014				Trois mois clos le 31 décembre 2013			
	Présentés	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Présentés	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	718	14 ^{1,2}	(47) ⁵	685	587	12 ¹	43 ⁵	642
Combustible et achats d'électricité	268	(15) ³	-	253	279	(16) ³	-	263
Marge brute	450	29	(47)	432	308	28	43	379
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	138	-	- ^{6,7}	138	140	-	-	140
Imputations (reprises) pour dépréciation d'actifs	(5)	-	5 ⁸	-	-	-	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	-	-	8	5	-	-	5
Profit à la vente d'actifs	-	(1) ⁴	-	(1)	-	(1) ⁴	-	(1)
Autres résultats d'exploitation, montant net	(17)	-	3 ⁹	(14)	58	-	(65) ^{9,10,11}	(7)
BAIIA	326	30	(55)	301	105	29	108	242
Amortissement	136	17 ^{2,3,4}	-	153	143	17 ^{3,4}	(2) ⁶	158
Résultats d'exploitation	190	13	(55)	148	(38)	12	110	84
Produits tirés des contrats de location-financement	13	(13) ¹	-	-	12	(12) ¹	-	-
Quote-part du résultat au titre des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	(5)	-	-	(5)
Profit (perte) de change	7	-	2 ¹²	9	3	-	-	3
Profit à la vente d'actifs	1	-	(1) ¹³	-	2	-	(2) ¹³	-
Résultat avant intérêts et impôts	211	-	(54)	157	(26)	-	108	82
Charge d'intérêt nette	62	-	-	62	66	-	-	66
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(26)	-	48 ^{14,15}	22	(49)	-	41 ^{14,15}	(8)
Résultat net	175	-	(102)	73	(43)	-	67	24
Participations ne donnant pas le contrôle	14	-	-	14	13	-	-	13
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	161	-	(102)	59	(56)	-	67	11
Dividendes sur actions privilégiées	13	-	-	13	10	-	-	10
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	148	-	(102)	46	(66)	-	67	1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	275			275	268			268
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,54			0,17	(0,25)			0,00

Principales informations trimestrielles

	T1 2014	T2 2014	T3 2014	T4 2014
Produits des activités ordinaires	775	491	639	718
BAIIA aux fins de comparaison	310	213	212	301
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	238	154	145	225
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison	47	(12)	(13)	46
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	49	(50)	(6)	148
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,18	(0,18)	(0,03)	0,54
Résultat net par action aux fins de comparaison, de base et dilué	0,17	(0,04)	(0,05)	0,17

	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013
Produits des activités ordinaires	540	542	623	587
BAIIA aux fins de comparaison	268	247	266	242
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	193	184	174	179
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison	32	9	39	1
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(11)	15	(9)	(66)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,04)	0,06	(0,03)	(0,25)
Résultat net par action aux fins de comparaison, de base et dilué	0,12	0,03	0,15	0,00

Le résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat par action aux fins de comparaison sont calculés chaque période à l'aide du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période. Ainsi, la somme des résultats par action pour les quatre trimestres représentant l'année civile peut parfois différer du résultat par action annuel.

Le résultat net aux fins de comparaison est généralement supérieur aux premier et quatrième trimestres du fait de la forte demande associée au froid hivernal des marchés où nous exerçons nos activités. Les deuxième et troisième trimestres de 2013 ont tiré profit de la hausse des prix en Alberta, ce qui a contrebalancé certaines répercussions liées aux interruptions non planifiées dans le secteur Charbon au Canada au cours de ces périodes. En 2014, le secteur Charbon au Canada a amélioré son rendement de l'exploitation, les troisième et quatrième trimestres étant également caractérisés par la diminution des coûts du charbon. Certains de ces profits par rapport à ceux de la période précédente de l'exercice précédent ont été contrebalancés par une tendance à la baisse des prix en Alberta qui s'est installée au deuxième trimestre de 2013. La volatilité du marché peut également avoir une incidence sur l'apport trimestriel du secteur Commercialisation de l'énergie, le premier trimestre de 2014 ayant bénéficié de conditions météorologiques exceptionnelles dans le nord-est de l'Amérique, et les deux trimestres suivants ayant connu une atténuation de la volatilité et un recul de l'apport du secteur. Par suite des appels publics à l'épargne visant les actions ordinaires de TransAlta Renewables au troisième trimestre de 2013 et au deuxième trimestre de 2014, une tranche plus importante du résultat est attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

Les produits des activités ordinaires sont touchés par les facteurs liés au marché et à l'exploitation susmentionnés et les changements des prix futurs de l'électricité dans le nord-ouest du Pacifique, ce qui entraîne une fluctuation de valeur des couvertures dont la désignation a été annulée et des couvertures économiques. Ces couvertures se sont dépréciées de manière importante aux premier et quatrième trimestres de 2013 ainsi qu'au deuxième trimestre de 2014, et leur valeur s'est accrue considérablement au deuxième semestre de 2014.

Les événements suivants ont également eu une incidence sur le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires :

- Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite, au premier trimestre de 2013.
- Réduction de valeur des actifs d'impôt différé, au troisième trimestre de 2013.
- Perte associée à la réclamation en Californie, au quatrième trimestre de 2013.

Les montants par action reflètent ces fluctuations, l'augmentation du nombre d'actions en circulation au cours des huit derniers trimestres ayant été limitée.

Contrôles et procédures de communication de l'information

La direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef de la direction des finances, l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information à la fin de la période visée par le présent rapport. Les contrôles et procédures de communication de l'information désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, telle que modifiée (l'«Exchange Act») est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits et selon les règles et formules de la Securities and Exchange Commission. Les contrôles et procédures de communication de l'information comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour nous assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'Exchange Act est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à notre obligation de communication de l'information. En concevant et en évaluant nos contrôles et procédures de communication de l'information, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir une assurance raisonnable pour ce qui est d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle. En outre, la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles.

Pour la période couverte par ce rapport, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 31 décembre 2014, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces à un niveau d'assurance raisonnable.

Glossaire de termes clés

Accroissement de la capacité nominale

Accroissement de la capacité électrique établie d'une centrale ou d'une unité de production.

Actifs marchands

TransAlta utilise le terme «marchands» pour décrire les actifs visés par des contrats d'une durée inférieure à cinq ans. Compte tenu de notre profil de risque faible à modéré, TransAlta conclut des contrats à court et à moyen terme visant un pourcentage considérable de sa capacité marchande.

Capacité

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

Capacité maximale nette

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

Capacité prévue

Capacité d'une centrale compte tenu de la consommation des installations auxiliaires, des interruptions planifiées, des indisponibilités fortuites, des interruptions aux fins d'entretien et des réductions de la capacité nominale.

Captage et stockage du carbone (CSC)

Méthode visant à atténuer l'apport des émissions de gaz à effet de serre au réchauffement climatique, qui se fonde sur le captage des émissions de CO₂ provenant des activités industrielles et le stockage permanent de ces émissions dans des formations souterraines profondes.

Chaudière

Appareil servant à générer de la vapeur aux fins de production d'énergie, de transformation ou de chauffage ou à produire de l'eau chaude aux fins de chauffage ou d'approvisionnement en eau chaude. La chaleur provenant d'une source de combustion externe est transmise à un fluide contenu dans la tuyauterie de l'enveloppe de la chaudière.

Co-incinération de la biomasse

La biomasse, lorsqu'elle est utilisée à titre de combustible supplémentaire dans une chaudière alimentée au charbon, peut procurer les avantages suivants : diminution des coûts du combustible, polyvalence en matière de combustible, diminution des déchets dans les sites d'enfouissement et réduction des émissions d'oxyde de soufre, d'oxyde d'azote et de dioxyde de carbone.

Cogénération

Centrale qui produit de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile (comme la chaleur ou la vapeur) utilisée à des fins industrielles et commerciales ainsi que de chauffage ou de refroidissement.

Combustion par injection d'oxygène

Lorsque le charbon brûle dans un environnement dans lequel l'azote est absent ou est en quantité infime, le dioxyde de carbone qui en résulte est plus concentré et, donc, plus facile à capter.

Consommation spécifique de chaleur

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

Contrat d'achat d'électricité (CAÉ) en Alberta

Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente d'énergie électrique provenant d'unités de production auparavant réglementées à des acheteurs aux termes des CAÉ.

Cycle combiné

Technologie de production d'électricité utilisant la chaleur rejetée par une ou plusieurs turbines à gaz (combustion) qui serait autrement perdue. La chaleur rejetée est acheminée vers une chaudière classique ou vers un générateur de vapeur à récupération de chaleur pour être utilisée par une turbine à vapeur dans la production d'électricité. Ce procédé accroît l'efficacité d'une unité de production.

Disponibilité

Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, pendant laquelle une unité peut produire de l'électricité, peu importe si elle le fait réellement ou non.

Énergie renouvelable

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

Force majeure

Les clauses de force majeure dégagent la responsabilité d'une partie si un événement imprévu indépendant de la volonté de cette partie l'empêche de s'acquitter de ses obligations aux termes d'un contrat.

Gaz à effet de serre (GES)

Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones.

Gazéification

Processus qui consiste à faire réagir une matière première, comme le charbon, à des températures élevées au moyen d'un volume contrôlé d'oxygène et de vapeur. Le dioxyde de carbone peut être éliminé du gaz de synthèse.

Gigajoule (GJ)

Unité métrique d'énergie couramment utilisée dans l'industrie de l'énergie. Un GJ est égal à 947 817 BTU.

Gigawatt

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

Gigawattheure (GWh)

Mesure de la consommation d'électricité égale à l'utilisation de 1 000 mégawatts en une heure.

Interruption non planifiée

Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

Marge de réserve

Indication de la capacité d'un marché à répondre à une demande inhabituelle ou à faire face à des pannes/interruptions non prévues de la capacité de production.

Marge électricité-combustible

Mesure de la marge brute, soit le prix de vente moins le coût du gaz naturel, par MW.

Mégawatt (MW)

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

Mégawattheure (MWh)

Mesure de la consommation d'électricité équivalant à l'utilisation de 1 000 000 de watts en une heure.

Réduction de la capacité nominale

Diminution de la capacité électrique nominale d'une centrale ou d'une unité.

Révision générale

Arrêt planifié périodique d'une unité de production aux fins de travaux d'entretien importants et de réparations. La durée, habituellement calculée en semaines, est établie à compter de l'arrêt de la centrale jusqu'à sa remise en service.

Technologie supercritique

Technologie de combustion du charbon la plus avancée au Canada, qui a recours à l'utilisation d'une chaudière supercritique, à turbine à plusieurs étapes et à haut rendement, à une unité de désulfuration des gaz de carneau (laveur), à un dépoussiéreur à sacs filtrants et à des brûleurs à faibles taux d'émission d'oxyde d'azote.

Turbine

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

Unité de désulfuration des gaz effluents (épurateur-laveur)

Matériel utilisé pour éliminer les oxydes de soufre des gaz de combustion d'une centrale à chaudière avant le rejet dans l'atmosphère. Des produits chimiques, comme de la chaux, sont utilisés comme agent d'épuration.

Valeur à risque (VaR)

Mesure visant à gérer l'exposition du résultat aux opérations sur les produits énergétiques.

Valorisation du charbon

La valorisation du charbon au moyen de la réduction des cendres ou de l'humidité, ou les deux, améliore l'efficacité des chaudières des centrales, accroît les facteurs de capacité de celles-ci et réduit les émissions de gaz à effet de serre.