



**TransAlta Corporation**

**Rapport de gestion**

*31 décembre 2013*

# Tableau récapitulatif des centrales

Au 31 janvier 2014	Installation	Capacité (MW) <sup>1</sup>	Propriété (%)	Capacité détenue nette (MW) <sup>1,2</sup>	Combustible	Source de produits	Date d'expiration du contrat	
<b>Ouest du Canada</b> 39 installations	Sundance, AB <sup>3</sup>	2 141	100 %	2 141	Charbon	CAÉ de l'Alberta <sup>4</sup> / Capacité marchande <sup>5</sup>	2017-2020	
	Keephills, AB	790	100 %	790	Charbon	CAÉ de l'Alberta/ Capacité marchande <sup>6</sup>	2020	
	Genesee 3, AB	466	50 %	233	Charbon	Capacité marchande	-	
	Keephills 3, 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 <sup>7</sup> /Capacité marchande	2023	
	Fort Saskatchewan, AB	118	30 %	35	Gaz	CLT	2019	
	Brazeau, AB	355	100 %	355	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Big Horn, AB	120	100 %	120	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Spray, AB	103	100 %	103	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Ghost, AB	51	100 %	51	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Rundle, AB	50	100 %	50	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Cascade, AB	36	100 %	36	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Kananaskis, AB	19	100 %	19	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Bears paw, AB	17	100 %	17	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Pocaterra, AB	15	100 %	15	Hydroélectricité	Capacité marchande	-	
	Horseshoe, AB	14	100 %	14	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Barrier, AB	13	100 %	13	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Taylor, AB	13	81 %	10	Hydroélectricité	Capacité marchande	-	
	Interlakes, AB	5	100 %	5	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Belly River, AB	3	81 %	2	Hydroélectricité	Capacité marchande	-	
	Three Sisters, AB	3	100 %	3	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020	
	Waterton, AB	3	81 %	2	Hydroélectricité	Capacité marchande	-	
	St. Mary, AB	2	81 %	2	Hydroélectricité	Capacité marchande	-	
	Upper Mamquam, C.-B.	25	81 %	20	Hydroélectricité	CLT	2025	
	Pingston, C.-B.	45	40 %	18	Hydroélectricité	CLT	2023	
	Bone Creek, C.-B.	19	81 %	15	Hydroélectricité	CLT	2031	
	Akolkolex, C.-B.	10	81 %	8	Hydroélectricité	CLT	2015	
	Summerview 1, AB	70	81 %	57	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	Summerview 2, AB	66	81 %	53	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	Ardenville, AB	69	81 %	56	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	Blue Trail, AB	66	81 %	53	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	Castle River, AB <sup>8</sup>	44	81 %	35	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	McBride Lake, AB	75	40 %	30	Énergie éolienne	CLT	2023	
	Soderglen, AB	71	40 %	28	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	Cowley Ridge, AB	21	100 %	21	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	Cowley North, AB	20	81 %	16	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	Sinnott, AB	7	81 %	5	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
	MacLeod Flats, AB	3	81 %	2	Énergie éolienne	Capacité marchande	-	
<b>Total Ouest du Canada</b>		<b>6 546</b>		<b>5 219</b>				
<b>Est du Canada</b> 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	Hydroélectricité	Capacité marchande	-	
	Misema, ON	3	81 %	2	Hydroélectricité	CLT	2027	
	Galetta, ON	2	81 %	2	Hydroélectricité	CLT	2030	
	Appleton, ON	1	81 %	1	Hydroélectricité	CLT	2030	
	Moose Rapids, ON	1	81 %	1	Hydroélectricité	CLT	2030	
	Wolfe Island, ON	198	81 %	160	Énergie éolienne	CLT	2029	
	Melancthon, ON <sup>9</sup>	200	81 %	161	Énergie éolienne	CLT	2026-2028	
	Le Nordais, QC	99	100 %	99	Énergie éolienne	CLT	2033	
	Kent Hills, N.-B. <sup>9</sup>	150	67 %	100	Énergie éolienne	CLT	2033-2035	
	New Richmond, QC	68	81 %	55	Énergie éolienne	CAÉ du Québec	2033	
	<b>Total Est du Canada</b>		<b>1 484</b>		<b>1 219</b>			
	<b>États-Unis</b> 18 installations	Centralia, WA	1 340	100 %	1 340	Charbon	CLT/Capacité marchande	2025
Centralia Gas, WA <sup>10</sup>		248	100 %	248	Gaz	Capacité marchande	-	
Power Resources Inc., TX		212	50 %	106	Gaz	Capacité marchande	-	
Saranac, NY		240	37,5 %	90	Gaz	Capacité marchande	-	
Yuma, AZ		50	50 %	25	Gaz	CLT	2024	
Skookumchuck, WA		1	100 %	1	Hydroélectricité	CLT	2020	
Wailuku, HI		10	50 %	5	Hydroélectricité	CLT	2023	
Parc éolien du Wyoming, WY		144	81 %	116	Énergie éolienne	CLT	2028	
Imperial Valley, CA <sup>11</sup>		340	50 %	170	Énergie géothermique	CLT	2016-2039	
<b>Total États-Unis</b>			<b>2 585</b>		<b>2 101</b>			
<b>Australie</b> 6 installations	Parkeston, WA	110	50 %	55	Gaz	CLT	2016	
	Southern Cross, WA <sup>12</sup>	245	100 %	245	Gaz/Diesel	CLT	2023	
	Centrale de Solomon, WA	125	100 %	125	Gaz/Diesel	CLT	2028	
<b>Total Australie</b>		<b>480</b>		<b>425</b>				
<b>Total</b>		<b>11 095</b>		<b>8 964</b>				

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 participation de 80,7 % de TransAlta dans 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 L'installation n'est pas exploitée à l'heure actuelle. La Société évalue les besoins de production de la région et la faisabilité d'une remise en exploitation de l'installation.

11 Comprend dix installations.

12 Comprend quatre installations.

# Rapport de gestion

## Table des matières

Faits saillants	8	Instruments financiers	39
Contexte d'affaires	10	Régime d'actionariat des employés	41
Stratégie	13	Avantages du personnel	41
Capacité de produire des résultats	14	Tableaux des flux de trésorerie	42
Mesures du rendement	15	Situation de trésorerie et sources de financement	43
Résultats des activités d'exploitation	18	Entités structurées non consolidées ou arrangements	45
Événements importants	18	Changements climatiques et environnement	45
Événements postérieurs à la date de clôture	24	Énoncés prospectifs	47
Analyse des résultats sectoriels	24	Perspectives pour 2014	48
Charge d'intérêt nette	33	Gestion du risque	53
Impôts sur le résultat	33	Méthodes et estimations comptables critiques	61
Participations ne donnant pas le contrôle	35	Modifications comptables de l'exercice	66
Mesures conformes aux IFRS additionnelles	35	Modifications comptables futures	69
Mesures non conformes aux IFRS	35	Principales informations trimestrielles	70
Situation financière	39	Contrôles et procédures	70

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés audités de 2013 et notre notice annuelle de 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. 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 20 février 2014. 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](http://www.sedar.com), sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov), et sur notre site Web à l'adresse [www.transalta.com](http://www.transalta.com).

## Faits saillants

### Faits saillants stratégiques

#### Souplesse financière et positionnement en vue de la croissance

- TAMA Transmission LP («TAMA Transmission») sélectionnée pour participer au processus d'appel d'offres visant le projet de transport de 500 kilovolts de Fort McMurray West.
- Création de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»), entité visant à améliorer la stratégie de croissance de TransAlta au chapitre des actifs faisant l'objet de contrats et des actifs d'exploitation.

#### Stabilité à long terme des flux de trésorerie

- Prolongation du contrat à long terme visant à fournir de l'électricité à BHP Billiton Nickel West en Australie-Occidentale.
- Contrat à long terme visant une production de 50 mégawatts («MW») conclu entre Salt River Project et CalEnergy, LLC («CalEnergy»).
- Contrat de fourniture de 74 MW d'électricité sur 20 ans avec l'Office de l'électricité de l'Ontario – centrale d'Ottawa.
- Contrat à long terme visant une production de 86 MW conclu avec la municipalité de Riverside signé par CalEnergy.
- Approbation d'un contrat à long terme conclu avec Puget Sound Energy («PSE») à la centrale thermique de Centralia.

#### Croissance

- Annonce de la construction et de la propriété (participation de 43 % de TransAlta) d'un gazoduc de 178 millions de dollars à notre centrale de Solomon.
- Acquisition d'un parc éolien de 144 MW au Wyoming.
- Démarrage des activités commerciales de notre parc éolien de New Richmond dans le cadre d'un contrat à long terme visant la production de 68 MW.

### Résultats financiers d'exploitation

- Résultats consolidés : Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison a augmenté de 8 millions de dollars en 2013 pour s'établir à 1 023 millions de dollars. L'amélioration des résultats dans les secteurs de l'énergie éolienne, de l'hydroélectricité, du gaz, des opérations sur les produits énergétiques et du siège social a été en partie atténuée par un recul du BAIIA aux fins de comparaison de nos activités liées au charbon au Canada et aux États-Unis. La diminution des prix réalisés, la hausse des coûts liés au charbon aux centrales canadiennes alimentées au charbon ainsi que la réduction des prix à la centrale thermique de Centralia ont entraîné une baisse des activités liées au charbon en 2013.
- Charbon au Canada : En 2013, le BAIIA aux fins de comparaison s'est fixé à 309 millions de dollars comparativement à 373 millions de dollars en 2012 et à 273 millions de dollars en 2011. La principale incidence pour 2013 s'est traduite par une diminution des prix réalisés, découlant de l'augmentation des pénalités et la hausse des coûts liés au charbon. Nous avons également acquis la mine de Highvale en 2012 et avons dû agrandir celle-ci pour être en mesure de livrer du charbon aux six unités de la centrale de Sundance et aux trois unités de la centrale de Keephills. L'entretien planifié d'envergure pour ce secteur est revenu à un niveau normal par suite de l'achèvement du programme d'investissement d'envergure en 2012.
- Charbon aux États-Unis : Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué pour se fixer à 66 millions de dollars en 2013, comparativement à 148 millions de dollars en 2012 et à 211 millions de dollars en 2011. Le recul du BAIIA aux fins de comparaison est imputable à la faiblesse des prix des activités marchandes et à l'expiration des contrats entre 2011 et 2013. La diminution des coûts liés au combustible et aux achats d'électricité en 2013 reflète la renégociation des coûts d'acheminement par chemin de fer, et les investissements ont été réduits de façon notable en raison de la longue période durant laquelle ces unités ont fait face à des compressions financières en raison de la baisse des prix.
- Gaz : Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 15 millions de dollars pour atteindre 327 millions de dollars en raison de la comptabilisation de produits pendant un exercice complet de la centrale de Solomon, laquelle a été acquise en août 2012. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de l'accroissement des frais d'entretien courants. Les dépenses d'investissement dans ce secteur se sont accrues de 9 millions de dollars par rapport à 2012 pour s'établir à 58 millions de dollars et ont diminué de 11 millions de dollars par rapport à 2011. Ces taux annualisés sont relativement normaux pour ce secteur.
- Énergie éolienne : Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 29 millions de dollars en 2013 pour se fixer à 180 millions de dollars, surtout en raison de la hausse des prix sur le marché albertain et du début des activités au parc éolien de New Richmond au Québec.
- Hydroélectricité : Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 20 millions de dollars pour atteindre 147 millions de dollars, surtout du fait des prix favorables sur le marché albertain.
- Placements en titres de capitaux propres : Le secteur de l'énergie géothermique, qui est comptabilisé avec les placements en titres de capitaux propres, a subi une perte de 10 millions de dollars en 2013 par rapport à une perte de 15 millions de dollars en 2012. La réduction de la perte est principalement attribuable aux prix plus favorables en 2013 comparativement à 2012.
- Opérations sur les produits énergétiques : Le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Opérations sur les produits énergétiques a augmenté de 74 millions de dollars en 2013 pour s'établir à 61 millions de dollars. Le contrôle des risques plus serré et la capacité accrue d'optimisation des actifs ont contribué à l'amélioration marquée dans ce secteur.
- Siège social : Les activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont enregistré une amélioration de 16 millions de dollars en raison des économies réalisées au moyen de la restructuration en 2012.

- La disponibilité globale, y compris les contrats de location-financement et les placements en titres de capitaux propres, a été de 85,5 % par rapport à 88,4 % en 2012. Compte tenu de l'ajustement lié à la répartition économique à la centrale thermique de Centralia, la disponibilité s'est élevée à 87,8 % comparativement à 90,0 % en 2012. La baisse est principalement imputable aux interruptions non planifiées plus nombreuses aux centrales alimentées au charbon visées par des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») en Alberta, découlant surtout d'une interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills, le tout en partie contrebalancé par une diminution du nombre d'interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon en Alberta.
- La production globale a augmenté, passant de 3 732 gigawattheures («GWh») à 42 482 GWh comparativement à 2012.

### Faits saillants consolidés

- Les fonds provenant des activités d'exploitation ont diminué de 59 millions de dollars pour s'établir à 729 millions de dollars par rapport à 2012, 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.
- Le résultat aux fins de comparaison s'est établi à 81 millions de dollars (0,31 \$ par action), en baisse par rapport à 117 millions de dollars (0,50 \$ par action) en 2012. La baisse du résultat aux fins de comparaison est surtout imputable à une hausse de l'amortissement, des impôts sur le résultat et des intérêts nets, en partie contrebalancée par une augmentation du BAIIA aux fins de comparaison.
- La perte nette présentée attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été de 71 millions de dollars (perte nette de 0,27 \$ par action), en hausse par rapport à une perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 615 millions de dollars (perte nette de 2,62 \$ par action) en 2012. La variation découle d'une augmentation du BAIIA aux fins de comparaison de 8 millions de dollars et des montants non comparables suivants, déduction faite des impôts et taxes :
  - Diminution de l'imputation pour dépréciation d'actifs de 342 millions de dollars
  - Diminution de l'incidence de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance de 170 millions de dollars
  - Diminution de l'incidence de la sortie du bilan des actifs d'impôt différé de 141 millions de dollars
  - Augmentation de l'incidence de la réclamation de 42 millions de dollars en Californie
  - Augmentation de la perte à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite de 22 millions de dollars imputable à la prise en charge des activités minières à la mine de Highvale et des obligations connexes au titre des prestations de retraite des employés de la mine
  - Augmentation de la perte liée aux couvertures dont la désignation a été annulée de 20 millions de dollars
  - Diminution de la provision pour frais de restructuration de 12 millions de dollars
  - Diminution du profit à la vente de biens donnés en garantie de 11 millions de dollars
- Nous avons imputé une charge avant impôts et taxes de 52 millions de dollars américains au titre d'un règlement éventuel avec San Diego Gas & Electric Company, le procureur général de la Californie et d'autres organismes gouvernementaux.

Le tableau suivant présente les principaux résultats financiers et données d'exploitation statistiques :

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Disponibilité (%) <sup>1</sup>	85,5	88,4	85,4
Disponibilité ajustée (%) <sup>1,2</sup>	87,8	90,0	88,2
Production (GWh) <sup>1</sup>	42 482	38 750	41 012
Produits des activités ordinaires	2 292	2 210	2 618
BAIIA aux fins de comparaison <sup>3</sup>	1 023	1 015	1 044
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(71)	(615)	290
Résultat net aux fins de comparaison attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <sup>3</sup>	81	117	232
Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>3</sup>	729	788	812
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	765	520	690
Flux de trésorerie disponibles <sup>3</sup>	295	258	417
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,27)	(2,62)	1,31
Résultat par action aux fins de comparaison <sup>3</sup>	0,31	0,50	1,05
Fonds provenant des activités d'exploitation par action <sup>3</sup>	2,76	3,35	3,66
Flux de trésorerie disponibles par action <sup>3</sup>	1,12	1,10	1,88
Dividendes versés par action ordinaire	1,16	1,16	1,16

<sup>1</sup> La disponibilité et la production comprennent tous les actifs de production (activités de production, contrats de location-financement et placements en titres de capitaux propres).

<sup>2</sup> Ajustée en fonction de la répartition économique à la centrale de Centralia.

<sup>3</sup> 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 la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures calculées selon les IFRS.

Aux 31 décembre	2013	2012
Total de l'actif	9 783	9 503
Total des passifs non courants	5 508	4 769

Le tableau suivant présente le BAIIA aux fins de comparaison :

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Secteur Production			
Charbon du Canada	309	373	273
Charbon des États-Unis	66	148	211
Gaz	327	312	275
Énergie éolienne	180	151	163
Hydroélectricité	147	127	105
Total du secteur Production	1 029	1 111	1 027
Secteur Opérations sur les produits énergétiques	61	(13)	101
Siège social	(67)	(83)	(84)
<b>Total du BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>1 023</b>	<b>1 015</b>	<b>1 044</b>

## Contexte d'affaires

### Aperçu de l'entreprise

Nous sommes une société de production d'électricité de gros et de commercialisation dont les activités sont concentrées au Canada, aux États-Unis et en Australie. 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, l'énergie éolienne et l'énergie géothermique. Au cours de 2013, notre parc éolien de New Richmond a démarré ses activités commerciales, et les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance ont été remises en service. Nous avons ajouté 628 MW d'électricité supplémentaires à notre portefeuille de production par suite de ces projets, augmentant ainsi notre capacité de production brute<sup>1</sup> pour la porter à 9 046 MW<sup>2</sup> (participation nette de 8 453 MW). Voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Nous exerçons nos activités dans plusieurs marchés afin de produire de l'électricité, de trouver des acheteurs pour l'énergie que nous produisons et d'assurer le transport de cette énergie. Les principaux marchés au sein desquels nous exerçons nos activités sont l'ouest du Canada, l'ouest des États-Unis et l'est du Canada. Les principales caractéristiques de ces marchés sont décrites ci-dessous.

### Demande

La demande en électricité, entre autres, constitue le moteur fondamental des prix dans tous nos marchés. La croissance économique est le principal facteur des variations à plus long terme de la demande d'électricité. Historiquement, la demande d'électricité dans nos trois principaux marchés a progressé à un taux annuel moyen de 1 % à 3 %. Au cours des derniers exercices, la croissance de la demande s'est affaiblie en Ontario et dans la région du nord-ouest du Pacifique en raison de la conjoncture économique, tandis que l'Alberta a connu une croissance stable.

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, et plusieurs grands projets en cours devraient entraîner une nouvelle demande pour les exercices à venir. Dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, la demande est demeurée relativement stable en 2013.

### Offre

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. Au cours de 2013, les marges de réserve ont augmenté en Alberta en raison de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et sont demeurées relativement stables dans la région du nord-ouest du Pacifique. En Ontario, les marges de réserve ont diminué principalement en raison de la mise hors service d'une centrale de production de charbon, diminution en partie contrebalancée par l'incidence de la remise en service de centrales nucléaires à la fin de 2012.

<sup>1</sup> Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire 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.

<sup>2</sup> Tous les actifs du secteur Production, à l'exception des placements en titres de capitaux propres.

La croissance de la production d'énergies renouvelables a été solide dans toutes les régions au cours des derniers exercices. En 2013, ni l'Alberta ni la région du nord-ouest du Pacifique n'ont augmenté leur capacité éolienne; toutefois, les deux régions ont achevé de petits projets de biomasse. L'Ontario continue d'accroître sa capacité éolienne et solaire dans le cadre de son programme de tarification incitative et a augmenté sa capacité de production d'énergies renouvelables de plus de 1 000 MW en 2013.

## 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 puissent être livrées sur les marchés avant que les installations de transport de gros ne soient mises à niveau ou accrues.

### Alberta

La mise en valeur du transport en Alberta n'a pas suivi le rythme de la croissance des charges et des nouvelles connexions. En 2009, le gouvernement de l'Alberta a déclaré que plusieurs projets de transport étaient d'une importance capitale, y compris trois lignes d'envergure qui doivent être achevées entre la fin de 2013 et le début de 2015. Une quatrième ligne de transport d'envergure, comprenant deux lignes, fait l'objet d'un processus d'approvisionnement concurrentiel, auquel participe TAMA Transmission, partenariat entre TransAlta et MidAmerican Transmission. L'Alberta Electric System Operator («AESO») a publié sa liste restreinte de sociétés qui pourront participer à la prochaine étape de l'appel d'offres visant la première ligne, et TAMA Transmission en fait partie. L'AESO devrait entreprendre l'appel d'offres pour la deuxième ligne en 2015. Bien que les projets de transport essentiels devraient tenir compte des problèmes liés aux contraintes sur les principaux trajets, un certain nombre de lignes de transport régionales sont actuellement assujetties ou devraient prochainement être assujetties à des contraintes par suite des nouvelles connexions. En janvier 2014, l'AESO a publié un nouveau plan de transport à long terme et a proposé un certain nombre de nouvelles installations de transport visant à résoudre les contraintes régionales. Tant que ces projets ne seront pas achevés, certaines régions seront assujetties à des contraintes de transport, particulièrement dans le sud de l'Alberta, le centre-est de l'Alberta et à Fort McMurray.

### Ontario

L'Ontario a prévu un volume de production d'énergie, en particulier d'énergie renouvelable, mais ce volume a été limité afin de prévenir une congestion majeure dans le réseau de transport de l'Ontario. Plusieurs projets de transport tant dans le sud-ouest que dans le nord-est de l'Ontario ont été élaborés afin d'augmenter la capacité de transport et de faciliter l'accroissement de la production. L'Independent Electricity System Operator prévoit, sur le plan de la production sous contrainte pour la période allant de 2013 à 2015, des répercussions mineures sur la production dans le sud-ouest de l'Ontario et des répercussions importantes sur la production dans le nord de l'Ontario. La croissance rapide de la charge dans la région au nord de Dryden ainsi que le potentiel de développement dans la région riche en minerai appelée Cercle de feu pourraient nécessiter une expansion importante du réseau de transport. L'expansion du réseau de transport pourrait faire l'objet d'un processus concurrentiel.

## Législation et technologies environnementales

Les questions environnementales et la législation connexe ont, et continueront d'avoir, une incidence sur nos activités. Depuis 2007, nous avons engagé des coûts en raison de la législation visant à limiter les émissions de gaz à effet de serre («GES») en Alberta. Pour de plus amples renseignements sur les modifications apportées à la législation visant à limiter les émissions de GES en Alberta au cours de 2012, voir la rubrique «Changements climatiques et environnement» du présent rapport de gestion. 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. 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. Dans l'État de Washington, le projet de loi intitulé TransAlta Energy Bill (le «projet de loi»), qui prévoit un cadre pour le passage à des sources d'énergie autres que le charbon, a été promulgué. La législation dans d'autres territoires en est à diverses étapes sur le plan de l'élaboration et de la mise au point.

Bien que TransAlta ait abandonné son projet de captage et de stockage de carbone Pioneer (le «projet Pioneer») en avril 2012, l'étude détaillée d'ingénierie et de conception de base réalisée pour ce projet nous a permis d'obtenir une analyse complète de cette technologie, qui sera utilisée dans l'évaluation d'autres stratégies de contrôle du carbone. Nous diffusons également activement les connaissances acquises dans le cadre du projet Pioneer à tous ceux qui pourraient en tirer parti.

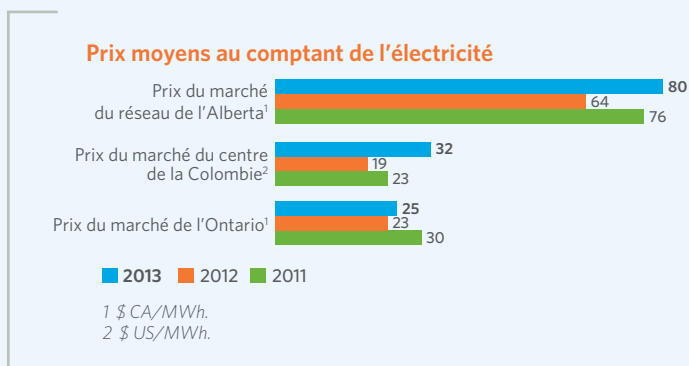
## Environnement économique

En 2014, nous prévoyons une croissance lente à modérée sur tous les autres marchés. Nous continuons de surveiller les événements mondiaux et leur incidence potentielle sur l'économie et notre fournisseur, et sur nos relations avec des contreparties en ce qui a trait aux produits de base.

## Flux de trésorerie contractuels

Au cours de l'exercice, environ 90 % de notre portefeuille consolidé en électricité était visé par des CAÉ et d'autres contrats à long terme. Nous avons également conclu des contrats sur instruments financiers et des contrats prévoyant la livraison à court terme pour les volumes restants, dont la plupart sont d'une durée d'au plus cinq ans. Les prix moyens de ces contrats pour 2013 s'élevaient à environ 60 \$ le mégawattheure («MWh») en Alberta et à environ 40 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

## Prix de l'électricité



Les prix au comptant de l'électricité revêtent une grande importance pour nos activités, puisque nos centrales marchandes alimentées au gaz naturel, et nos centrales éoliennes, hydroélectriques et thermiques sont exposées à ces prix. Une variation de ces prix aura une incidence sur notre rentabilité, la répartition économique et toute stratégie de conclusion de contrats. Nos centrales de l'Alberta exerçant leurs activités aux termes de CAÉ reçoivent des paiements liés à la capacité prévue au contrat selon la disponibilité visée et verseront des pénalités ou recevront des paiements pour la production dépassant la disponibilité visée en fonction de la moyenne mobile des prix de l'électricité au comptant sur 30 jours. Les CAÉ et les contrats à long terme visant un certain nombre de nos centrales contribuent à atténuer l'incidence de la variation des prix au comptant.

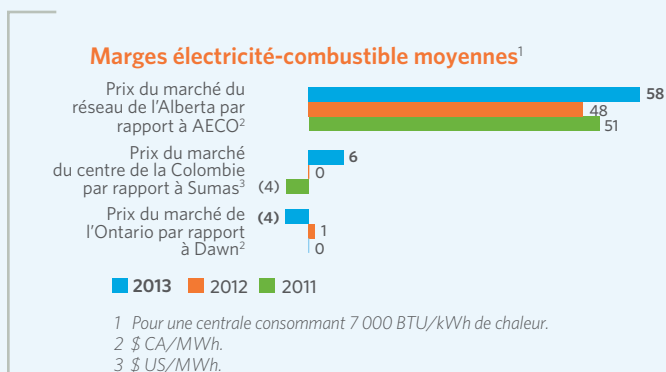
Les prix au comptant de l'électricité dans nos marchés sont dictés par la demande de la clientèle, l'offre de production, les prix du gaz naturel et les autres facteurs du contexte d'affaires analysés plus haut. Nous surveillons ces tendances dans les prix et, chaque fois que c'est possible, nous planifions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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les prix moyens au comptant en Alberta ont augmenté par rapport à 2012 en raison surtout d'un resserrement de l'offre et des conditions de la demande. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix moyens au comptant ont augmenté en raison d'une hausse des prix du gaz naturel et d'une baisse de la production d'énergie hydroélectrique. Les prix moyens au comptant en Ontario pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 ont augmenté en regard de 2012 en raison d'une hausse des prix du gaz naturel, qui a été partiellement contrebalancée par une augmentation de l'offre découlant de la remise en service de centrales nucléaires.

En 2014, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus bas qu'en 2013 en raison de l'accroissement de la production de base et de la réduction des interruptions planifiées aux fins d'entretien sur les marchés. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons que les prix seront plus élevés qu'en 2013 en raison d'une légère augmentation des prix du gaz naturel et d'une baisse prévue de la production d'énergie hydroélectrique par rapport à 2013.

En 2012, les prix moyens au comptant des trois marchés ont baissé par rapport à 2011, en partie en raison du recul des prix du gaz naturel. En Alberta, les prix au comptant ont également diminué du fait de l'augmentation globale de la disponibilité. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix au comptant ont également baissé sous l'effet de l'augmentation de la production d'énergie éolienne et hydroélectrique. Les prix au comptant en Ontario ont également diminué en regard de 2011 du fait de l'augmentation de l'offre découlant de la remise en service de centrales.

## Marges électricité-combustible



Les marges électricité-combustible mesurent la rentabilité possible de la production d'électricité aux taux actuels du marché. La marge électricité-combustible est l'écart entre le prix du marché de l'électricité et le coût de sa production. Le coût de production comprend le coût total du combustible et l'efficacité, ou la consommation spécifique de chaleur, au moyen desquels la centrale convertit le combustible en électricité. Dans la plupart des marchés, la norme en matière de consommation spécifique de chaleur correspond à 7 000 unités thermiques anglaises («BTU») par kilowattheure («kWh»).



Les marges électricité-combustible varieront aussi selon les centrales en raison de leur conception, de la région où elles exercent leurs activités et des exigences de la clientèle ou des marchés. Les variations des prix de l'électricité et du gaz naturel et des marges électricité-combustible qui en résultent dans nos trois principaux marchés ont une incidence sur nos résultats d'exploitation.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les marges électricité-combustible moyennes en Alberta ont augmenté par rapport à 2012 en raison de la hausse des prix de l'électricité découlant d'un resserrement de l'offre et des conditions de la demande. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les marges électricité-combustible moyennes ont augmenté en raison d'une hausse des prix de l'électricité attribuable à une baisse de la production d'énergie hydroélectrique. Les marges électricité-combustible moyennes en Ontario ont diminué au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013 par rapport à 2012, parce que les prix de l'électricité n'ont pas augmenté aussi rapidement que les prix du gaz naturel, principalement en raison de la remise en service des centrales nucléaires et de la croissance de la production d'énergies renouvelables.

En 2012, les marges électricité-combustible moyennes en Alberta ont diminué en regard de 2011 en raison du recul des prix de l'électricité. Dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, les marges électricité-combustible moyennes ont augmenté par suite du fléchissement des prix du gaz naturel en regard de 2011. La baisse des prix du gaz naturel a été plus importante que celle des prix au comptant dans les marchés du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, ce qui a mené à l'augmentation de la marge électricité-combustible en 2011.

## Stratégie

**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, une affectation des capitaux équilibrée et une vigueur financière. Nous parvenons à augmenter les flux de trésorerie aux fins de comparaison en optimisant et en diversifiant 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. En outre, nous mettons l'accent sur le remplacement des actifs liés au charbon dont la mise hors service est prévue en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Au cours de 2013, nous avons poursuivi notre stratégie au moyen du démarrage des activités commerciales à notre parc éolien de 68 MW de New Richmond et de l'acquisition d'un parc éolien de 144 MW au Wyoming par l'entremise d'une de nos filiales en propriété exclusive. Au début de 2014, nous avons annoncé la construction d'un gazoduc en Australie. Voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

### Stratégie financière

Notre stratégie financière consiste à maintenir une situation financière solide et des 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 par rapport à celui de sociétés n'ayant pas une note de crédit de première qualité. 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 en temps voulu lorsque les conditions sont favorables.

### Stratégie liée aux contrats

En 2013, la demande a continué à croître au sein de notre marché en Alberta. Cependant, la demande dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario est demeurée relativement stable. Bien que nous ne soyons pas à l'abri d'un fléchissement des prix de l'électricité, l'incidence de ces prix à la baisse est atténuée grâce à notre stratégie liée aux contrats. À l'heure actuelle, environ 88 % de la capacité prévue en 2014 et environ 80 % de celle prévue en 2015 font l'objet de contrats dans nos centrales. 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'exercice qui vient. Cette stratégie liée aux contrats contribue à la protection de nos flux de trésorerie et de notre solide situation financière tout au long des cycles économiques.

### 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. Notre objectif pour 2014 est d'accroître la productivité et d'atteindre un taux de disponibilité global de 88 % à 90 %. Au cours des trois derniers exercices, notre disponibilité ajustée moyenne a été de 88,7 %, ce qui est légèrement inférieur à notre objectif.

## Capacité de produire des résultats

**Nous disposons des compétences de base et des ressources autres qu'en capital suivantes qui nous permettront d'atteindre nos objectifs. Se reporter à la rubrique «Situation de trésorerie et sources de financement» du présent rapport de gestion pour en savoir davantage sur les sources de financement disponibles qui nous aideront à atteindre nos objectifs.**

### Excellence opérationnelle

Notre objectif est d'optimiser notre portefeuille de centrales de production en détenant et en gérant une combinaison d'actifs et de combustibles à risque relativement faible pour produire un rendement acceptable et prévisible. Notre stratégie vise essentiellement à améliorer les activités de base, à repositionner le charbon et à diversifier notre portefeuille.

### Solidité financière

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 2014. Nous maintenons toujours des facilités de crédit consenties de 2,1 milliards de dollars et, au 31 décembre 2013, un montant de 0,9 milliard de dollars était disponible. Notre note de crédit de première qualité, nos facilités de crédit disponibles, nos fonds provenant des activités d'exploitation, notre profil raisonnable au chapitre de l'échéance de la dette et notre accès aux marchés financiers nous procurent une souplesse financière. Ainsi, nous pouvons, en toute discrétion, choisir le moment où nous aurons recours aux marchés financiers pour obtenir du financement.

Grâce à notre vigueur financière, nous avons le financement requis pour réaliser notre stratégie de croissance. En 2013, nous avons tiré parti des marchés financiers favorables en réalisant le premier appel public à l'épargne de TransAlta Renewables en août, ainsi qu'un placement de billets de premier rang à moyen terme de 400 millions de dollars canadiens. Pour l'avenir, nous prévoyons que les marchés financiers continueront de soutenir des projets qui répondent à nos critères de rendement et à notre profil de risque.

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

La participation au régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions («RRDAA») se situe autour de 30 % à 35 %.

### Affectation rigoureuse des capitaux

Nous sommes résolus à optimiser l'équilibre entre le rendement du capital offert aux actionnaires, en investissant dans nos activités de base et les possibilités de croissance, et le maintien d'une situation financière solide.

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. Au cours de 2013, notre parc éolien de New Richmond, d'une capacité de 68 MW, a démarré ses activités commerciales et, au début de 2014, nous avons annoncé la construction d'un nouveau gazoduc en Australie. Nous avons aussi conclu l'acquisition d'un parc éolien de 144 MW au Wyoming par l'entremise d'une de nos filiales en propriété exclusive.

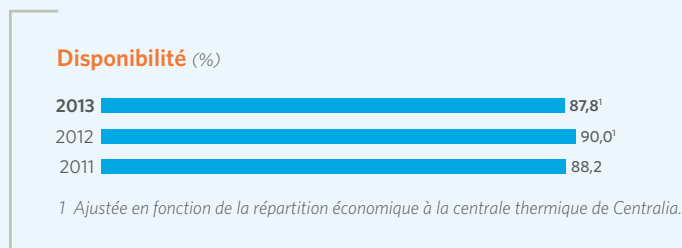
### Nos gens

Notre équipe de direction expérimentée est composée de dirigeants chevronnés du monde des affaires qui possèdent un large éventail de compétences dans les secteurs de l'électricité, des finances, du droit, des affaires publiques, de la réglementation de l'ingénierie, de l'exploitation, de la construction, de la gestion du risque et de 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 la qualité 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.

## Mesures du rendement

Nous avons des mesures clés qui, à notre avis, jouent un rôle déterminant dans l'évaluation de nos progrès en regard de nos objectifs. Ces mesures, qui combinent des mesures d'exploitation et de gestion du risque ainsi que des mesures financières, sont analysées ci-dessous.

### Disponibilité



Nous nous efforçons d'optimiser la disponibilité de nos centrales tout au long de l'année pour répondre à la demande. Toutefois, cette 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 complet de nos programmes d'entretien, afin de trouver un équilibre entre les coûts

de nos travaux d'entretien et les objectifs de disponibilité optimale. Au cours des trois derniers exercices, nous avons maintenu une disponibilité ajustée moyenne de 88,7 %, ce qui est légèrement inférieur à notre objectif à long terme de 89 % à 90 %. Si la disponibilité est également ajustée pour tenir compte de l'interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills, la disponibilité ajustée moyenne est de 89,7 %, ce qui correspond à notre objectif à long terme. La disponibilité en 2013, compte tenu de l'ajustement lié à la répartition économique à la centrale thermique de Centralia, s'est élevée à 87,8 % (90,0 % en 2012).

La disponibilité a diminué au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013 par rapport à 2012, surtout du fait de l'augmentation des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, découlant en grande partie d'une interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills, partiellement contrebalancée par une baisse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta.

En 2012, la disponibilité a augmenté par rapport à 2011, surtout du fait de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia, et de la baisse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, en partie contrebalancées par une augmentation des interruptions planifiées à ces dernières centrales.

### Coûts d'exploitation



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. 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. Nous évaluons notre capacité à maintenir la productivité par rapport aux activités d'exploitation, d'entretien et d'administration en fonction du coût par MWh de capacité installée.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh installé ont été stables par rapport à 2012.

En 2012, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh installé ont diminué par rapport à 2011, en raison surtout de la baisse des charges de rémunération par suite des initiatives en matière de productivité et de l'attention continue portée à la réduction des coûts.

### Flux de trésorerie

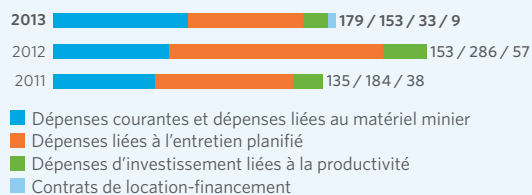
L'objectif de nos activités de base consiste à dégager de solides flux de trésorerie. En outre, nous visons une croissance continue à long terme du BAIIA aux fins de comparaison et des flux de trésorerie au moyen de l'ajout de nouveaux actifs, bien que nous soyons conscients que la croissance peut fluctuer d'un exercice à l'autre au rythme des flux de trésorerie que nous tirons de nos activités de base.

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
BAlIA aux fins de comparaison	1 023	1 015	1 044
Résultat par action («RPA») aux fins de comparaison	0,31	0,50	1,05
Fonds provenant des activités d'exploitation	729	788	812
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	2,76	3,35	3,66
Flux de trésorerie disponibles	295	258	417
Flux de trésorerie disponibles par action	1,12	1,10	1,88

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

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 et des dépenses d'investissement liées à la productivité qui garantissent la fiabilité et la sécurité de nos centrales sur une longue période. Nos dépenses d'investissement de maintien et dépenses d'investissement liées à la productivité sont de quatre types : i) dépenses courantes et dépenses liées aux mines, ii) dépenses liées à l'entretien planifié, iii) dépenses liées à la productivité et iv) dépenses liées aux contrats de location-financement.

#### Dépenses d'investissement de maintien et dépenses d'investissement liées à la productivité (en millions de dollars)



En 2013, nous avons consacré 122 millions de dollars de moins aux dépenses d'investissement de maintien et aux dépenses d'investissement liées à la productivité qu'en 2012, soit 11 millions de dollars de plus affectés aux dépenses courantes, 15 millions de dollars de plus affectés aux dépenses liées aux mines, 133 millions de dollars de moins affectés aux dépenses liées à l'entretien planifié, 24 millions de dollars de moins affectés aux dépenses liées à la productivité et 9 millions de dollars de plus affectés aux contrats de location-financement. La hausse des dépenses courantes est imputable surtout au rembobinage du générateur à

la centrale de Keephills. La hausse des dépenses d'investissement liées aux mines est imputable à l'achat de camions destinés aux activités de prédécouverte au cours de l'exercice. Les activités d'entretien planifié ont diminué en raison surtout d'une baisse des interruptions planifiées au cours de l'exercice. Les dépenses liées à la productivité ont diminué sous l'effet de la réduction du nombre d'initiatives d'amélioration à l'échelle de la Société. Les contrats de location-financement visaient du matériel minier utilisé par Prairie Mines and Royalty Ltd. («PMRL»), ou affecté à celle-ci, dans le cadre des activités d'exploitation minière à la mine de Highvale.

En 2012, nous avons consacré 139 millions de dollars de plus aux dépenses d'investissement de maintien et aux dépenses d'investissement liées à la productivité qu'en 2011, soit 18 millions de dollars de plus affectés aux dépenses courantes et dépenses liées aux mines, 102 millions de dollars de plus affectés aux dépenses liées à l'entretien planifié et 19 millions de dollars de plus affectés aux dépenses liées à la productivité. L'augmentation des dépenses courantes et des dépenses liées aux mines découle des projets d'entretien autres que ceux liés aux révisions générales. Les activités d'entretien planifié ont augmenté principalement du fait des interruptions planifiées aux unités 1 et 2 de la centrale de Keephills et aux unités 3 et 5 de la centrale de Sundance. Une partie importante des dépenses à la centrale de Keephills est liée à des travaux d'entretien planifié d'envergure plus complets, y compris le remplacement de composantes importantes qui ne devraient plus être remplacées pendant la durée d'utilité résiduelle de la centrale. La productivité s'est accrue sous l'effet des coûts associés à plusieurs initiatives d'amélioration à l'échelle de la Société.

### 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 2013. Notre objectif final est d'enrayer complètement les incidents causant des blessures.

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Taux de fréquence des blessures	0,93	0,89	0,89

## Notes de première qualité

Des notes de première qualité soutiennent les activités liées aux contrats et facilitent l'accès aux marchés financiers tout au long des cycles des produits de base et du crédit. Nous tenons à maintenir une situation financière solide ainsi que des couvertures de flux de trésorerie efficaces de façon à obtenir des notes de crédit de première qualité stables.

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ajustés ( <i>multiple</i> ) <sup>1, 2</sup>	4,0	4,4	4,4
Flux de trésorerie ajustés sur la dette (%) <sup>1, 3</sup>	16,9	19,0	20,1
Dette sur le BAIIA aux fins de comparaison ( <i>multiple</i> ) <sup>4</sup>	4,2	4,1	3,8

La couverture des intérêts par les flux de trésorerie ajustés a diminué en 2013 par rapport à 2012 en raison surtout de la hausse des intérêts sur la dette. La couverture des intérêts par les flux de trésorerie ajustés en 2012 était comparable à celle de 2011. Notre objectif est de maintenir un ratio qui se situe dans une fourchette de quatre à cinq fois.

Le ratio des flux de trésorerie ajustés sur la dette a diminué en 2013 comparativement à 2012 en raison des niveaux d'endettement moyens plus élevés en 2013. Le ratio des flux de trésorerie ajustés sur la dette s'est détérioré en 2012 par rapport à 2011 en raison des niveaux d'endettement moyens plus élevés en 2012. Notre objectif est de maintenir un ratio qui se situe dans une fourchette de 20 % à 25 %.

Nous avons choisi de présenter le ratio de la dette sur le BAIIA aux fins de comparaison plutôt que le ratio de la dette sur le capital investi. À notre avis, le ratio sur le BAIIA est plus pertinent pour les utilisateurs des états financiers puisqu'il est fondé sur des données plus actuelles que le ratio sur le capital investi qui est fondé sur des soldes historiques. Nous sommes également d'avis que le ratio de la dette sur le BAIIA aux fins de comparaison constitue une mesure plus significative puisqu'elle correspond aux mesures que les agences de notation de TransAlta utilisent.

Le ratio de la dette sur le BAIIA aux fins de comparaison au 31 décembre 2013 est comparable à celui de 2012. Le ratio de la dette sur le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté au 31 décembre 2012 par rapport à 2011 en raison de l'accroissement du niveau d'endettement moyen et de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison en 2012. Notre objectif est de maintenir un ratio qui se situe dans une fourchette de quatre à cinq fois.

À certains moments et sur une courte période de temps, les ratios d'évaluation du crédit pourraient se trouver à l'extérieur des fourchettes ciblées déterminées si nous réalisons la structure du capital. Au cours de 2013, nous avons pris plusieurs mesures pour raffermir notre situation financière et réduire la dette en utilisant le produit brut d'environ 221 millions de dollars provenant du premier appel public à l'épargne de TransAlta Renewables pour rembourser nos emprunts et en utilisant le produit tiré des dividendes réinvestis en vertu du RRDA comme source constante de capitaux propres. La participation au RRDA se situe actuellement à environ 35 %.

Nous visons à maintenir notre souplesse financière en utilisant des sources multiples pour financer l'affectation des capitaux de manière efficace, tout en conservant un niveau de liquidités disponibles suffisant pour soutenir les activités de conclusion de contrats et de négociation. De plus, notre équipe commerciale peut ainsi conclure des contrats avec différentes contreparties selon des modalités et des prix ayant une incidence favorable sur nos résultats financiers.

## Valeur pour les actionnaires

Notre modèle d'affaires a été conçu pour dégager des rendements stables, de faibles à modérés, rajustés en fonction des risques, et pour conserver notre solidité et notre souplesse financières, de façon à rehausser la valeur pour les actionnaires dans un secteur d'exploitation fondé sur des produits de base, capitalistique et caractérisé par un long cycle. Notre objectif est de générer un rendement total pour les actionnaires («RTA»)<sup>5</sup> au moyen de la croissance des flux de trésorerie et du rendement de l'action.

Le tableau ci-dessous présente notre rendement historique à l'égard de cette mesure :

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
RTA (%)	(3,2)	(22,5)	4,9

1 Ajustés pour tenir compte de la réclamation en Californie en 2013 et de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance en 2012.

2 La couverture des intérêts par les flux de trésorerie ajustés correspond aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les variations du fonds de roulement plus la charge d'intérêt nette, divisés par les intérêts sur la dette moins le produit d'intérêt.

3 Le ratio des flux de trésorerie ajustés sur la dette correspond aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement, divisés par la moyenne de la dette totale moins la moyenne de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

4 Le ratio de la dette sur le BAIIA aux fins de comparaison correspond à la dette à long terme, y compris la tranche courante, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie, divisée par le BAIIA aux fins de comparaison.

5 Cette mesure n'est pas définie selon les IFRS. Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Cette mesure n'est pas nécessairement comparable aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés. Le RTA est le rendement total réalisé par les investisseurs pendant une période de détention précise et comprend les profits en capital, les pertes en capital et les dividendes.

Nous continuons de nous efforcer de dégager un rendement pour les actionnaires. L'amélioration des activités dépend des investissements dans la productivité et de l'accent mis sur l'accroissement des activités liées au charbon en Alberta. Nous continuons d'être rigoureux dans notre processus de répartition du capital et cherchons activement des occasions de croissance aux États-Unis, en Australie-Occidentale et au Canada, comme en font foi l'acquisition de la centrale de Solomon en 2012, le démarrage des activités commerciales à New Richmond, l'acquisition d'un parc éolien au Wyoming aux États-Unis et l'annonce d'un projet de gazoduc en Australie en 2014. Nous visons à générer des flux de trésorerie pour financer le versement de dividendes et la croissance ainsi qu'à maintenir des notes de crédit de première qualité.

## Résultats des activités d'exploitation

**Nos résultats des activités d'exploitation sont présentés sous la forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons trois secteurs d'activité : Production, Opérations sur les produits énergétiques et Siège social. Aux fins du présent rapport de gestion, nous avons séparé notre secteur Production selon les différents types de combustibles de façon à fournir des renseignements supplémentaires à nos lecteurs. Certaines de nos méthodes comptables exigent que la direction fasse des estimations ou formule des hypothèses qui, dans certains cas, peuvent avoir trait à des questions de nature essentiellement incertaine. Certaines méthodes comptables et estimations critiques comprennent la comptabilisation des produits des activités ordinaires, l'évaluation et la durée d'utilité des immobilisations corporelles, les instruments financiers, les provisions pour frais de démantèlement et remise en état, l'évaluation du goodwill, les impôts sur le résultat et les avantages du personnel. Se reporter à la rubrique «Méthodes et estimations comptables critiques» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.**

Dans le présent rapport de gestion, l'incidence des fluctuations des taux de change sur les transactions et les soldes libellés en devises est abordée en même temps que les éléments pertinents des comptes de résultat consolidés et des états de la situation financière consolidés. Bien que les éléments des états de la situation financière consolidés puissent subir l'incidence des fluctuations des taux de change, l'incidence nette de la conversion de chacun des éléments dans notre monnaie de présentation, en ce qui a trait aux établissements à l'étranger, est reflétée dans le cumul des autres éléments du résultat global à la rubrique «Capitaux propres» des états de la situation financière consolidés.

## Événements importants

Nos résultats financiers consolidés comprennent les événements importants suivants :

### 2013

#### Réclamation en Californie

Par suite des plaintes déposées par la San Diego Gas & Electric Company, le procureur général de la Californie et d'autres organismes gouvernementaux, la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») a exigé que nous remboursions environ 47 millions de dollars américains pour les ventes que nous avons effectuées sur les marchés organisés du California Power Exchange, du California Independent System Operator et du California Department of Water Resources au cours de la période 2000-2001. De plus, les parties de la Californie ont présenté une requête pour obtenir des remboursements additionnels qui a été rejetée jusqu'à présent par la FERC. Nous avons constitué une provision de 47 millions de dollars américains au cas où nous serions tenus de rembourser des montants. Les décisions définitives ne devraient pas être rendues dans un avenir rapproché.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, nous avons imputé, au titre d'un règlement éventuel des litiges en cours avec les parties en Californie, une charge avant impôts et taxes d'environ 52 millions de dollars américains.

#### Tempête de verglas dans l'est du Canada

À la fin du mois de décembre 2013, nos activités ont été touchées par des conditions météorologiques extrêmes en Ontario et dans le Canada atlantique. Ainsi, en raison du givre accumulé sur les pales des éoliennes, nous avons été obligés de procéder à l'arrêt de certaines d'entre elles. L'interruption a duré entre 7 et 12 jours pour chacune des installations touchées, totalisant une perte de production de 25,6 GWh et une perte de produits d'environ 3 millions de dollars. Toutes les installations touchées ont repris leurs activités normales.

#### Acquisition par TransAlta Renewables

Le 20 décembre 2013, nous avons conclu l'acquisition auprès d'une société affiliée de NextEra Energy Resources, LLC, par l'entremise d'une de nos filiales en propriété exclusive, d'un parc éolien de 144 MW au Wyoming à un coût d'environ 102 millions de dollars américains. Le parc est entièrement opérationnel et fait l'objet d'un CAÉ à long terme jusqu'en 2028 avec une contrepartie ayant une note de première qualité. TransAlta Renewables a acquis une participation financière dans le parc éolien auprès de la Société en contrepartie d'un paiement équivalant au prix d'achat initial de l'acquisition. Nous avons consenti un prêt de 102 millions de dollars américains à TransAlta Renewables afin de financer l'acquisition. Aux termes du prêt, TransAlta Renewables doit rembourser une tranche minimale de 45 millions de dollars américains du prêt à même les flux de trésorerie disponibles provenant des activités d'exploitation au cours des 36 premiers mois, et le solde à l'échéance, soit le 31 décembre 2018, au moyen du refinancement d'une dette à long terme qui devrait être conclu en même temps que d'autres ententes de financement de TransAlta Renewables.

L'acquisition devrait avoir pour effet d'augmenter les flux de trésorerie par action de la Société et de TransAlta Renewables.

### Placement de billets de premier rang

Le 25 novembre 2013, nous avons conclu un placement de billets de premier rang à moyen terme de 400 millions de dollars portant intérêt à un taux nominal de 5,0 %, payable semestriellement, à un prix d'émission équivalant à 99,516 % du capital des billets. Le produit net du placement a servi au remboursement de la dette, au financement de notre plan d'investissement et de projets de croissance à long terme, ainsi qu'aux fins générales du siège social.

### Prolongation du contrat au titre de l'Australie-Occidentale

Le 30 octobre 2013, nous avons annoncé une prolongation du contrat à long terme visant à fournir de l'électricité à BHP Billiton Nickel West en Australie-Occidentale à partir de nos installations de Southern Cross Energy («Southern Cross»). La prolongation entre immédiatement en vigueur et remplace le contrat précédent qui devait prendre fin au début de 2014.

En activité depuis 1996, Southern Cross a une capacité installée totale de 245 MW provenant des centrales de Kambalda, de Mt. Keith, de Leinster et de Kalgoorlie.

### Salt River Project

Le 17 septembre 2013, nous avons annoncé que CalEnergy, coentreprise avec MidAmerican Energy Holdings Company («MidAmerican»), avait conclu avec Salt River Project, entreprise de services publics de l'Arizona, un contrat à long terme pour la production d'énergie géothermique renouvelable d'une capacité de 50 MW pour la période de 2016 à 2039.

### Office de l'électricité de l'Ontario

Le 30 août 2013, nous avons annoncé la conclusion d'un nouveau contrat de production d'électricité d'une durée de 20 ans avec l'Office de l'électricité de l'Ontario, pour notre centrale au gaz d'Ottawa, qui prendra effet en janvier 2014.

En vertu de la nouvelle entente, la centrale aura la capacité de faire des suivis de charge, ce qui contribuera à réduire les incidents liés à la production de base excédentaire au sein du marché, tout en maintenant la capacité du système de produire de manière fiable de l'énergie lorsque cela est nécessaire.

Ce nouveau contrat sera avantageux pour les actionnaires, puisqu'ils obtiendront un rendement stable à long terme, ainsi que pour les contribuables de l'Ontario, puisqu'ils obtiendront de la capacité à des prix attractifs, ce qui réduira la nécessité de construire de nouvelles capacités de production dans l'avenir et permettra aux hôpitaux de la région de continuer d'être alimentés en vapeur en quantités suffisantes pour leurs besoins de chauffage et autres, d'une manière respectueuse de l'environnement.

### TransAlta Renewables

Le 28 mai 2013, nous avons créé une nouvelle filiale, TransAlta Renewables, afin d'offrir aux investisseurs la possibilité d'investir directement dans un portefeuille d'installations de production d'énergie assujetties en grande partie à des contrats. Nous conservons le contrôle sur TransAlta Renewables et, par conséquent, nous consolidons ses résultats. Ainsi, tous les prêts en cours ou toutes les transactions entre la Société et TransAlta Renewables sont éliminés à la consolidation des résultats dans nos états financiers.

### Transfert d'actifs de production

Le 9 août 2013, nous avons transféré à TransAlta Renewables 28 actifs de production d'énergie éolienne et hydroélectrique détenus indirectement dans le cadre de la vente de toutes les actions émises et en circulation de deux filiales : Canadian Hydro Developers, Inc. («CHD») et Western Sustainable Power Inc. À titre de contrepartie pour le transfert, nous avons reçu : i) 66,7 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables à 10 \$ l'action pour une contrepartie totale en actions de 667 millions de dollars; ii) un billet relatif à la clôture à recevoir d'un montant de 187 millions de dollars; iii) un billet à court terme à recevoir d'un montant de 250 millions de dollars; iv) un billet relatif à l'acquisition à recevoir d'un montant de 30 millions de dollars; et v) un prêt amortissable à recevoir d'un montant de 200 millions de dollars.

### Premier appel public à l'épargne pour l'émission d'actions ordinaires

Le 31 juillet 2013, TransAlta Renewables a déposé un prospectus définitif qui vise à autoriser le placement de 20,0 millions de ses actions ordinaires qui seront émises en vertu des modalités de la convention de prise ferme à un prix de 10,00 \$ l'action ordinaire (le «placement»). TransAlta Renewables a attribué aux preneurs fermes une option (l'«option de surallocation»), pouvant être exercée en totalité ou en partie pendant une période de 30 jours suivant la clôture, afin d'acheter, au prix d'offre, jusqu'à 3,0 millions d'actions ordinaires supplémentaires (représentant 15 % des actions ordinaires offertes dans le cadre du prospectus).

Le 29 août 2013, TransAlta Renewables a réalisé le placement et a émis 20,0 millions d'actions ordinaires pour un produit brut de 200 millions de dollars. Le produit net du placement a été utilisé par TransAlta Renewables pour rembourser à la Société le billet relatif à la clôture de 187 millions de dollars. Le 29 août 2013, les preneurs fermes ont exercé leur option de surallocation en partie pour acheter 2,1 millions d'actions ordinaires additionnelles au prix d'offre de 10,00 \$ l'action ordinaire pour un produit brut de 21 millions de dollars. TransAlta Renewables a utilisé le produit net reçu de l'exercice partiel de l'option de surallocation pour rembourser à TransAlta une partie du montant impayé aux termes du billet relatif à



l'acquisition. Le reliquat du capital de 9 millions de dollars après ce paiement a été converti en 0,9 million d'actions ordinaires de TransAlta Renewables à raison de une action ordinaire pour chaque tranche de 10,00 \$ exigible aux termes du billet relatif à l'acquisition. Après la réalisation des transactions, nous détenons 92,6 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables, ce qui représente une participation de 80,7 %. Nous avons reçu une contrepartie en espèces totalisant 207 millions de dollars, déduction faite des commissions et charges.

Depuis le 9 août 2013, le résultat net et le total du résultat global attribuable à la participation cédée de 19,3 % sont reflétés respectivement dans le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et le total du résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, respectivement dans les comptes de résultat consolidés et les états du résultat global consolidés. L'excédent de la contrepartie obtenue sur la valeur comptable nette de la participation cédée s'est élevé à 4 millions de dollars et a été comptabilisé dans les résultats non distribués (le déficit). Au 31 décembre 2013, l'actif net attribuable à la participation cédée de 19,3 % est reflété dans les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle dans les états de la situation financière consolidés.

#### **Mise à jour sur les installations hydroélectriques par suite des inondations dans le sud de l'Alberta**

Après les précipitations extrêmement fortes et les inondations survenues dans le sud de l'Alberta au deuxième trimestre, nous continuons de résoudre les problèmes d'exploitation liés à nos réseaux hydroélectriques de manière sécuritaire et efficace. Trois des installations hydroélectriques que nous exploitons en Alberta dans le bassin fluvial de la Bow River continuent d'être touchées par les inondations et sont actuellement en réparation. Nous avons évalué l'incidence financière et continuons de croire que nous avons une protection d'assurance suffisante pour ces dommages, moyennant une franchise de 5 millions de dollars.

#### **Municipalité de Riverside**

Le 18 juin 2013, nous avons annoncé que CalEnergy avait conclu avec la municipalité de Riverside un contrat à long terme pour la production d'énergie géothermique renouvelable d'une capacité de 86 MW pour la période de 2016 à 2039. CalEnergy achètera de l'électricité au moyen d'un portefeuille de centrales géothermiques de CE Generation, LLC («CE Gen») situées dans l'Imperial Valley, en Californie.

#### **Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance**

En décembre 2010, les activités ont été interrompues à l'unité 1 et à l'unité 2 de la centrale de Sundance, en raison de conditions observées dans les chaudières des deux unités. Le 20 juillet 2012, un groupe d'arbitrage a conclu que les unités 1 et 2 n'étaient pas détruites sur le plan économique, selon les modalités du CAÉ, et que nous devions remettre les unités en service. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, l'incidence sur le résultat avant impôts et taxes de la décision qui a été comptabilisée au poste Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance dans les comptes de résultat consolidés s'établissait à 254 millions de dollars.

Le coût de réparation des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance a été d'environ 215 millions de dollars. Le total des dépenses estimées a augmenté de 25 millions de dollars en raison du travail supplémentaire requis pour le reste des systèmes et de l'équipement de la centrale ainsi que d'un accroissement des coûts de la main-d'œuvre imputable à une hausse des taux de la main-d'œuvre. Ces travaux ont été effectués en même temps que les réparations des chaudières afin d'éviter une autre interruption. Au cours de 2013, des composantes d'un montant de 25 millions de dollars ont été retirées par suite des travaux effectués pour la remise en service de ces unités. L'unité 1 de la centrale de Sundance a été remise en service le 2 septembre 2013, et l'unité 2, le 4 octobre 2013. Nous avons émis des avis aux acheteurs concernant la fin de la période d'interruption pour cause de force majeure pour les deux unités.

#### **Programme Dividende Bonifié<sup>MC</sup>**

Le 8 mai 2013, nous avons annoncé que, compte tenu de la faiblesse actuelle du cours de l'action, nous allions suspendre la composante Dividende Bonifié<sup>MC</sup> du Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié<sup>MC</sup> (le «régime») après le versement du dividende trimestriel le 1<sup>er</sup> juillet 2013. Notre régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires, des composantes du régime, demeure en vigueur aux conditions actuelles.

#### **Unité 1 de la centrale de Keephills**

Le 5 mars 2013, une interruption est survenue à l'unité 1 de notre centrale de Keephills par suite d'une défaillance de l'enroulement d'un stator de la génératrice. Une fois les premières réparations effectuées, d'autres essais et analyses ont révélé une importante dégradation de l'enroulement qui a nécessité un rembobinage complet du stator de la génératrice. À la suite de cet événement, nous avons émis un avis d'événement à faible probabilité et à incidence élevée, et avons demandé une dispense pour cas de force majeure aux termes du CAÉ. Dans un cas de force majeure, en vertu du CAÉ, nous avons le droit de continuer de recevoir des paiements de capacité, et nous n'avons pas à verser de pénalités liées à la disponibilité. Par conséquent, nous ne prévoyons pas que l'interruption aura une incidence financière importante sur la Société. L'unité a été remise en service le 6 octobre 2013. L'arbitrage à cet égard a débuté au cours du troisième trimestre.

#### **New Richmond**

Le 13 mars 2013, notre parc éolien de New Richmond de 68 MW a démarré ses activités commerciales. Le coût total du projet a été d'environ 212 millions de dollars. Au cours de 2013, nous avons reçu un remboursement de 13 millions de dollars lié aux coûts du terminal.



### SunHills Mining Limited Partnership

Le 17 janvier 2013, nous avons pris en charge le contrôle de l'exploitation et de la gestion de la mine de Highvale de PMRL par l'entremise de notre filiale en propriété exclusive SunHills Mining Limited Partnership («SunHills»). Les employés de PMRL travaillant à la mine de Highvale se sont vu offrir un emploi par SunHills, qui a accepté d'assumer la responsabilité de certaines obligations au titre des prestations de retraite et de la capitalisation du régime de retraite, lesquelles étaient auparavant financées au moyen de paiements effectués dans le cadre des contrats d'exploitation minière de PMRL. Par conséquent, une perte avant impôts et taxes de 29 millions de dollars a été comptabilisée au cours du premier trimestre, avec les passifs correspondants.

Nous avons aussi signé des contrats de location-financement visant du matériel minier utilisé par PMRL, ou affecté à celle-ci, dans le cadre des activités d'exploitation minière. Par conséquent, 33 millions de dollars en matériel minier ont été incorporés au coût des immobilisations corporelles, et les obligations au titre des contrats de location-financement connexes ont été comptabilisées en 2013. À la fin du bail, nous avons le droit d'acheter les actifs pour une somme nominale.

### Modification des estimations - Durées d'utilité

Au cours de 2013, la direction a effectué un examen des durées d'utilité estimées des actifs de nos centrales hydroélectriques, en ce qui concerne, entre autres, notre programme d'entretien du cycle de vie économique et l'état actuel des actifs. Par conséquent, la charge d'amortissement a été réduite de 5 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et devrait être réduite de 5 millions de dollars annuellement par la suite.

### Réduction de valeur des stocks de la centrale alimentée au charbon de Centralia

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, nous avons comptabilisé une réduction de valeur avant impôts et taxes de 22 millions de dollars liée aux stocks de charbon à notre centrale de Centralia pour ramener la valeur des stocks à leur valeur nette de réalisation.

## 2012

### Unité 3 de la centrale de Sundance

Le 7 juin 2010, une interruption des activités est survenue à l'unité 3 de la centrale de Sundance en raison d'une défaillance mécanique de composantes essentielles. Ainsi, nous avons dû exploiter cette unité à un niveau de capacité réduit. À la suite de cet événement, nous avons émis un avis d'événement à faible probabilité et à incidence élevée et avons demandé une dispense pour cas de force majeure aux termes du CAÉ. Cette dispense a été contestée par les acheteurs du CAÉ. En raison de l'incertitude entourant la résolution de la contestation, nous avons constitué une provision correspondant aux pénalités potentielles qui pourraient devoir être versées aux acheteurs du CAÉ.

L'affaire a été entendue devant un groupe d'arbitrage au cours du troisième trimestre de 2012. Le 23 novembre 2012, le groupe d'arbitrage a conclu qu'un événement à faible probabilité et à incidence élevée était survenu, et notre demande de dispense pour cas de force majeure a été acceptée. Nous avons repris une partie de la provision et, par conséquent, comptabilisé dans les produits un montant de 9 millions de dollars.

Au cours du quatrième trimestre de 2012, les travaux visant à accroître la capacité nominale de l'unité 3 de la centrale de Sundance ont pris fin. Le coût total du projet est estimé à 25 millions de dollars, et nous prévoyons enregistrer un accroissement de la capacité nominale de 15 MW à cette centrale. Même si l'accroissement de la capacité nominale est achevé, l'augmentation de la capacité en découlant ne se concrétisera pas tant que le stator de la génératrice ne sera pas remplacé.

### Placement de billets de premier rang

Le 7 novembre 2012, nous avons conclu un placement de billets de premier rang de 400 millions de dollars américains venant à échéance en 2022 et portant intérêt au taux de 4,5 %. Le produit net du placement a servi au remboursement des emprunts au titre des facilités de crédit existantes et à des fins générales.

### Restructuration de la Société

Le 30 octobre 2012, nous avons annoncé la restructuration de nos ressources dans le cadre de notre stratégie en cours visant à améliorer continuellement l'excellence opérationnelle et à accélérer la croissance. Dans le contexte de cette restructuration, nous avons comptabilisé une charge avant impôts et taxes ponctuelle de 13 millions de dollars.

### Partenariat stratégique

Le 25 octobre 2012, TransAlta et MidAmerican ont conclu un nouveau partenariat stratégique dans le cadre duquel les deux sociétés collaboreront afin de concevoir, construire et exploiter au Canada de nouvelles centrales alimentées au gaz naturel. Cet accord englobe également notre projet d'unité 7 à la centrale de Sundance. L'acquisition ou la conception et la construction des projets approuvés seront financées à parts égales par chacun des partenaires, et il est prévu que TransAlta sera responsable de la gestion de la construction, de l'exploitation et de l'entretien des projets qui seront entrepris.

### Placement d'actions ordinaires

Le 13 septembre 2012, nous avons conclu un appel public à l'épargne visant 19,2 millions d'actions ordinaires, et le 20 septembre 2012, les preneurs fermes ont exercé en partie leur option de surallocation aux fins de l'achat de 2,0 millions d'actions ordinaires, au prix de 14,30 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut total de 304 millions de dollars. Le produit du placement a servi au financement partiel de l'acquisition de la centrale de Solomon en Australie, au financement de la construction de notre parc éolien de 68 MW de New Richmond, au remboursement de la dette à court terme et à des fins générales du siège social.

### Acquisition de la centrale de Solomon

Le 28 septembre 2012, nous avons annoncé la conclusion de l'acquisition auprès de Fortescue Metals Group Ltd. («Fortescue») de sa centrale de Solomon alimentée au gaz naturel et au diesel de 125 MW située en Australie-Occidentale au coût de 318 millions de dollars américains. La centrale sera mise en service au cours de 2014. La centrale est visée par un contrat d'achat d'électricité à long terme (le «contrat») conclu avec Fortescue, d'une durée initiale de 16 ans, entamé en octobre 2012. Par la suite, Fortescue aura la possibilité de prolonger le contrat de cinq autres années selon les mêmes modalités ou d'acquiescer la centrale. La centrale et le contrat connexe sont comptabilisés comme un contrat de location-financement, le bailleur étant TransAlta.

### Unité 6 de la centrale de Sundance

Le 18 août 2011, le transformateur élévateur de l'unité 6 de la centrale de Sundance a été endommagé à la suite d'un incendie. Nous en avons donné avis en invoquant un cas de force majeure en vertu du CAÉ. Les pénalités payées durant l'interruption, dont une partie avait déjà fait l'objet d'une provision, nous ont été remboursées, ce qui a donné lieu à une imputation nette de 18 millions de dollars au résultat net. Au cours du troisième trimestre de 2012, l'acheteur du CAÉ nous a informés qu'il porterait l'affaire en arbitrage.

### MF Global Inc.

En 2011, MF Global Holdings Ltd. a demandé la protection de la loi américaine sur les faillites. MF Global Holdings Ltd. était la société mère de MF Global Inc. à laquelle nous faisons appel comme courtier pour certaines opérations sur des produits de base. Au cours de 2011, lorsque la société mère de MF Global Inc. a demandé la protection de la loi sur les faillites, une provision de 18 millions de dollars américains a été constituée à l'égard de la garantie fournie. Au cours de 2012, nous avons vendu nos créances au titre de MF Global Inc. relativement à la remise d'une garantie de 36 millions de dollars américains que nous avons fournie, pour un produit net de 33 millions de dollars américains. Par conséquent, un profit avant impôts et taxes de 15 millions de dollars (11 millions de dollars après impôts et taxes) a été réalisé en 2012.

### Reprise de l'imputation pour dépréciation d'actifs

Au cours du troisième trimestre, nous avons repris des pertes de valeur avant impôts et taxes de 41 millions de dollars déjà comptabilisées à l'égard des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. La reprise est le résultat des années additionnelles d'activités marchandes qui devraient être réalisées aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance en raison des récentes modifications apportées à la réglementation fédérale canadienne. Pour de plus amples renseignements, voir la rubrique «Modification de la durée d'utilité économique» ci-dessous.

### Modification de la durée d'utilité économique

Par suite des modifications apportées à la réglementation fédérale canadienne visant à limiter les émissions de GES, exigeant que les centrales alimentées au charbon cessent leurs activités après un maximum de 50 ans d'exploitation, nous avons examiné les durées d'utilité de nos centrales alimentées au charbon en Alberta et de nos actifs miniers de charbon connexes, et avons prolongé les durées d'utilité jusqu'à un maximum de 50 ans, lorsque la réglementation le permettait. Le projet de règlement précédent proposait la fermeture des installations après 45 ans. Par conséquent, la charge d'amortissement avant impôts et taxes a été diminuée de 12 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 et devrait être diminuée de 23 millions de dollars annuellement par la suite. Pour de plus amples renseignements, voir la rubrique «Changements climatiques et environnement» du présent rapport de gestion.

### Placement d'actions privilégiées

Le 10 août 2012, nous avons conclu un appel public à l'épargne visant 9,0 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E, procurant un rendement de 5,0 %, pour un produit brut de 225 millions de dollars. Le produit du placement a servi à des fins générales, notamment le financement de projets d'immobilisations et la réduction de la dette à court terme de la Société.

### Centrale thermique de Centralia

Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat en vertu duquel la centrale thermique de Centralia fournira de l'électricité à PSE pendant 11 ans. Le contrat commence en 2014 et se poursuit jusqu'en 2025, année où la centrale devra cesser ses activités en vertu du projet de loi signé le 23 décembre 2011. En vertu du contrat, PSE a pris l'engagement ferme d'acheter 180 MW de charge de base à compter de décembre 2014. En décembre 2015, la charge de base augmentera pour passer à 280 MW et, à partir de décembre 2016 jusqu'à décembre 2024, à 380 MW. Au cours de la dernière année, le volume sous contrat sera de 300 MW. Le contrat a été approuvé, sous conditions, le 9 janvier 2013 par la Washington Utilities and Transportation Commission («WUTC»). Le 23 janvier 2013, il a été annoncé que PSE avait déposé une requête de réexamen de certaines conditions stipulées dans la décision émise par la WUTC. Le 25 juin 2013, l'approbation réglementaire a été confirmée par la WUTC et, en date du 5 juillet 2013, le contrat est entré en vigueur conformément aux modalités de la WUTC.

### Réduction de valeur des stocks de la centrale alimentée au charbon de Centralia

Au cours de l'exercice, nous avons comptabilisé une réduction de valeur avant impôts et taxes de 44 millions de dollars relativement aux stocks de charbon de notre centrale de Centralia. La réduction de valeur est comptabilisée lorsque les prix indiquent que nous ne pouvons pas recouvrer le coût de ces stocks.

Du montant de la réduction de valeur des stocks, une tranche de 25 millions de dollars a trait aux stocks qui étaient détenus au moment où la désignation des couvertures de la centrale thermique de Centralia a été annulée. Au cours de l'exercice, un ajustement des résultats aux fins de comparaison avant impôts et taxes de 25 millions de dollars a été comptabilisé afin de compenser l'incidence de cette réduction de valeur. Cet ajustement a été par la suite repris lorsque les stocks connexes ont été utilisés au cours de l'exercice. Se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

### Accroissement de la capacité nominale des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills

La mise à l'essai des travaux visant à accroître la capacité nominale des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills est terminée, et il a été établi que cette capacité est inférieure à celle initialement anticipée. Par conséquent, nous avons ajusté l'accroissement de la capacité nominale à 12 MW, amenant la capacité maximale de ces unités à 395 MW chacune. Le coût total des projets s'est élevé à environ 51 millions de dollars.

### Projet Pioneer

Le 26 avril 2012, les partenaires sectoriels du projet Pioneer ont annoncé qu'ils ne réaliseraient pas le projet conjoint de captage et de stockage du carbone («CSC»). Le projet Pioneer était une initiative commune de TransAlta, Capital Power Corporation («Capital Power»), Enbridge Inc. et des gouvernements fédéral et provinciaux visant à démontrer la viabilité commerciale de la technologie CSC.

La première étape du projet consistait à démontrer la faisabilité technique et économique du CSC au moyen d'une étude d'ingénierie et de conception de base avant d'engager des dépenses d'investissement importantes. Après la conclusion de l'étude, les partenaires ont établi que, bien que la technologie fonctionne et que les dépenses d'investissement soient conformes aux attentes, les produits tirés des ventes de crédits de carbone et les prix liés aux réductions des émissions étaient insuffisants pour poursuivre le projet. L'annulation du projet n'a pas eu d'incidence importante sur nos résultats de 2012.

### Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié<sup>MC</sup>

Le 21 février 2012, nous avons ajouté une composante Dividende Bonifié<sup>MC</sup> à notre RRDA. Le régime modifié et mis à jour offre aux actionnaires admissibles deux options, soit i) de réinvestir leurs dividendes à un escompte actuel de 3 % (à la discrétion du conseil d'administration, l'escompte peut varier de 0 % à 5 %) par rapport au prix moyen du marché dans le cadre de l'achat de nouvelles actions de TransAlta (composante réinvestissement des dividendes) ou ii) de recevoir une prime au comptant équivalant à 102 % des dividendes à verser en espèces (la composante Dividende Bonifié<sup>MC</sup>).

Les actionnaires admissibles à la composante réinvestissement des dividendes ou à la composante Dividende Bonifié<sup>MC</sup> ont également le droit d'acheter de nouvelles actions à un escompte par rapport au cours moyen du marché en vertu de la composante paiement au comptant facultatif du régime en investissant jusqu'à 5 000 \$ par trimestre. L'escompte applicable en vertu de la composante paiement au comptant facultatif est établi de temps à autre par le conseil d'administration et est actuellement fixé à 3 %.

## 2011

### Placement d'actions privilégiées

Le 30 novembre 2011, nous avons conclu un appel public à l'épargne visant 11,0 millions d'actions privilégiées rachetables de premier rang à taux rajusté et à dividende cumulatif, série C, procurant un rendement de 4,60 %, pour un produit brut de 275 millions de dollars. Le produit net du placement a servi à des fins générales, notamment le financement de projets d'immobilisations et la réduction de la dette à court terme de la Société et de ses sociétés affiliées.

### Interruption des activités de l'unité 3 de la centrale de Genesee

Le 11 novembre 2011, l'unité 3 de la centrale de Genesee, entreprise commune de 466 MW avec Capital Power (participation nette de 233 MW), a connu une interruption non planifiée ayant causé des dommages aux roulements du groupe turbogénérateur. L'unité 3 de la centrale de Genesee a été remise en service le 15 janvier 2012.

### Unité 3 de la centrale de Keephills

Le 1<sup>er</sup> septembre 2011, les activités commerciales de l'unité 3 de la centrale thermique de Keephills de 450 MW, dans laquelle nous détenons une participation de 50 %, ont commencé. Le coût total du projet est d'environ 1,98 milliard de dollars.

### Vente de la centrale de Grande Prairie

Le 27 juillet 2011, nous avons signé une entente visant la vente de notre participation dans la centrale alimentée à la biomasse située à Grande Prairie. La clôture de la transaction a eu lieu le 1<sup>er</sup> octobre 2011. Nous avons donc réalisé un profit avant impôts et taxes de 9 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011.

### Présidente et chef de la direction

Le 27 juillet 2011, nous avons annoncé que Steve Snyder, président et chef de la direction de TransAlta, prendrait sa retraite le 1<sup>er</sup> janvier 2012. Dawn Farrell, à l'époque chef de l'exploitation de TransAlta, a succédé à M. Snyder le 2 janvier 2012 à titre de présidente et chef de la direction.

### Centrale de Bone Creek

Le 1<sup>er</sup> juin 2011, notre centrale hydroélectrique de Bone Creek de 19 MW a démarré ses activités commerciales. Le coût en capital total du projet était d'environ 52 millions de dollars.

### Vente de la centrale de Meridian

Le 20 décembre 2010, TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»), filiale détenue à 50,01 % par TransAlta, a conclu un accord relatif à la vente de sa participation de 50 % dans la centrale de Meridian. Le 1<sup>er</sup> avril 2011, TA Cogen a conclu la vente de sa participation dans la centrale de Meridian. La vente a pris effet le 1<sup>er</sup> janvier 2011. Nous avons ainsi réalisé un profit avant impôts et taxes de 3 millions de dollars au cours du deuxième trimestre de 2011.

### Variation des valeurs résiduelles estimées

Au cours du premier trimestre de 2011, la direction a procédé à un examen complet des valeurs résiduelles de tous nos actifs de production, en tenant compte, entre autres, des attentes quant à l'état futur des actifs, des volumes de métaux et d'autres facteurs liés au marché. Par conséquent, les valeurs résiduelles estimées ont été révisées, ce qui a entraîné une baisse de 13 millions de dollars de l'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 par rapport à 2010.

## Événements postérieurs à la date de clôture

### Vente de CE Gen, du projet de mise en valeur Blackrock et de Wailuku

Le 20 février 2014, nous avons annoncé la conclusion d'une entente visant la vente de notre participation de 50 % dans CE Generation LLC («CE Gen»), le projet de mise en valeur Blackrock («Blackrock») et Wailuku Holding Company, LLC («Wailuku») à MidAmerican Renewables en contrepartie d'un produit de 193,5 millions de dollars américains. MidAmerican Renewables détient l'autre participation de 50 % dans CE Gen, Blackrock et Wailuku.

### Dividendes

Le 20 février 2014, nous avons annoncé une restructuration de nos dividendes afin de verser des dividendes trimestriels de 0,18 \$ par action ordinaire (ou 0,72 \$ par action ordinaire sur une base annualisée) et de nous aligner davantage sur nos objectifs de croissance et objectifs financiers.

### Entente liée à l'unité 6 de la centrale de Sundance

Le 19 février 2014, nous avons conclu une entente avec l'acheteur du CAÉ relativement au litige avec l'unité 6 de la centrale de Sundance. Cette entente ne devrait avoir aucune incidence importante sur les états financiers.

### Unité 2 de Keephills

Le 31 janvier 2014, les activités de l'unité 2 de notre centrale de Keephills ont été interrompues pour effectuer un rembobinage du stator de la génératrice par suite de l'événement survenu en 2013 à l'unité 1 de Keephills. À la suite de celui-ci, nous avons envoyé un avis d'événement à faible probabilité et à incidence élevée, et avons demandé une dispense pour cas de force majeure aux termes du CAÉ.

### Projet de transport Fort McMurray

Le 17 janvier 2014, la Société a annoncé que le partenariat stratégique avec MidAmerican Transmission, TAMA Transmission, qui a été conclu le 9 mai 2013, a obtenu la permission de participer au processus d'appel d'offres visant le projet de transport Fort McMurray West de 500 kilovolts. L'Alberta Electric System Operator a annoncé la liste restreinte des sociétés qu'il a retenues, dont TAMA Transmission. Ainsi, cette dernière participera à la prochaine étape du processus d'appel d'offres pour ce projet.

### Gazoduc en Australie

Le 15 janvier 2014, la Société a annoncé la constitution, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive, d'une coentreprise sans personnalité morale nommée Fortescue River Gas Pipeline, dans laquelle la Société détient une participation de 43 %. Le premier projet de la nouvelle coentreprise sera de construire, de détenir et d'exploiter un gazoduc de 178 millions de dollars qui reliera le gazoduc de Dampier à Bunbury à la centrale électrique de Solomon de la Société.

## Analyse des résultats sectoriels

Nous comptons trois secteurs d'activité : Production, Opérations sur les produits énergétiques et Siège social.

**Production :** TransAlta détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon, ainsi que des activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits du secteur 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. À partir de 2013, les ventes d'électricité effectuées par le groupe commercial et industriel de la Société sont présumées provenir de la production de la Société et ont été incluses dans le secteur Production à leur montant net.

Pour plus de renseignements sur les partenariats stratégiques que nous avons conclus avec MidAmerican et MidAmerican Transmission, voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion. MidAmerican détient aussi une participation de 50 % dans CE Gen et Wailuku. Nous sommes également engagés dans divers projets de coentreprises avec Canadian Power Holdings Inc. («Canadian Power»), Capital Power, ENMAX Corporation («ENMAX»), Nexen Inc. («Nexen») et Brookfield Asset Management Inc. («Brookfield»). Canadian Power détient la participation ne donnant pas le contrôle dans TA Cogen. La coentreprise Capital Power nous a donné la possibilité d'acquérir une participation de 50 % dans le projet de 466 MW de l'unité 3 de la centrale de Genesee ainsi que de mener à bien le projet de construction de l'unité 3 de la centrale de Keephills. ENMAX et notre Société détiennent chacune 50 % dans le parc éolien de McBride Lake. Nexen et notre Société détiennent chacune une participation de 50 % dans le projet éolien de Soderghen. Brookfield détient l'autre participation de 50 % dans notre installation hydroélectrique de Pingston.

Notre participation dans les coentreprises CE Gen, Wailuku, TAMA Transmission et CalEnergy est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Par conséquent, les résultats d'exploitation et les résultats financiers connexes de ces centrales ne sont pas inclus dans les résultats de notre région géographique International. Même si ces actifs ne contribuent plus aux produits d'exploitation aux fins comptables, la direction est d'avis que ces centrales font encore partie intégrante de nos résultats d'exploitation. Se reporter à la rubrique «Placements en titres de capitaux propres» du présent rapport de gestion pour obtenir plus de détails.

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 cours des deuxième et troisième trimestres, périodes durant lesquelles les prix de l'électricité sont censés être inférieurs étant donné qu'ils augmentent habituellement durant les mois d'hiver sur le marché canadien. Les marges sont également touchées de manière générale durant le deuxième trimestre en raison de l'augmentation de la production hydroélectrique provenant de l'écoulement printanier et des précipitations dans les marchés canadien et américain.

**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 la rentabilité globale sont tirés de la disponibilité et la production d'électricité.**

#### Charbon du Canada

Au cours de 2013, nous avons terminé la remise en état des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion.

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Production (GWh)	21 568	20 265	21 475
Capacité installée (MW)	3 576	3 012	2 985
Produits des activités ordinaires	916	913	760
Combustible et achats d'électricité	451	383	324
<b>Marge brute aux fins de comparaison<sup>1</sup></b>	<b>465</b>	<b>530</b>	<b>436</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	201	195	202
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	11	10	9
Répartition des coûts intersectoriels	4	3	-
Profit à la vente d'immobilisations corporelles	(2)	(10)	(8)
Amortissement de la mine	(58)	(41)	(40)
<b>BALIA aux fins de comparaison<sup>1</sup></b>	<b>309</b>	<b>373</b>	<b>273</b>
Amortissement	292	268	220
Divers <sup>2</sup>	-	(20)	(40)
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison<sup>1</sup></b>	<b>17</b>	<b>125</b>	<b>93</b>
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>			
Dépenses d'investissement courantes	69	59	33
Matériel minier et achats de terrains	65	38	20
Contrats de location-financement	9	-	-
Entretien planifié d'envergure <sup>3</sup>	94	219	68
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>237</b>	<b>316</b>	<b>121</b>

<sup>1</sup> Les chiffres comparatifs ne sont pas définis selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» 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 et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

<sup>2</sup> Incidence sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance à des fins de comparaison d'une période à l'autre.

<sup>3</sup> Comprend trois interruptions planifiées en 2013, six interruptions planifiées en 2012 et quatre interruptions planifiées en 2011.

## 2013

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a augmenté de 1 303 GWh en regard 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 a diminué de 64 millions de dollars en regard 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 ont 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 a augmenté de 24 millions de dollars en regard de 2012 en raison d'une augmentation des actifs et d'une hausse de l'amortissement de la mine, en partie compensées 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 2012 s'explique en grande partie par le nombre moins élevé d'interruptions planifiées, contrebalancée par l'augmentation des achats de matériel minier.

## 2012

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a diminué de 1 210 GWh par rapport à l'exercice précédent, conséquence de l'augmentation des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et de la baisse de la demande des clients des CAÉ, le tout compensé partiellement par le démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills et la baisse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 100 millions de dollars par rapport à 2011 en raison des prix favorables, déduction faite des variations liées à l'évaluation à la valeur du marché qui ne se sont pas réalisées et des provisions, du démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills et de la baisse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, le tout en partie contrebalancé par les interruptions planifiées plus nombreuses aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et les prix du charbon défavorables.

L'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a augmenté de 48 millions de dollars par rapport à 2011 du fait d'une augmentation des actifs attribuable en grande partie au démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills et à des mises hors service d'immobilisations plus nombreuses, le tout annulé en partie par une variation des durées d'utilité économique de certaines centrales. Se reporter à la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la hausse des dépenses d'investissement de maintien par rapport à 2011 a été surtout imputable au nombre plus élevé d'interruptions planifiées aux unités 1 et 2 de la centrale de Keephills et aux unités 3 et 5 de la centrale de Sundance.

## Charbon des États-Unis

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Production (GWh)	6 711	3 736	5 135
Capacité installée (MW)	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	346	368	534
Combustible et achats d'électricité	205	150	262
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>141</b>	<b>218</b>	<b>272</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	43	39	47
Réduction de valeur des stocks	22	19	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	6	6
Répartition des coûts intersectoriels	6	7	8
Profit à la vente d'immobilisations corporelles	-	(1)	-
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>66</b>	<b>148</b>	<b>211</b>
Amortissement	56	66	80
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>10</b>	<b>82</b>	<b>131</b>
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>			
Dépenses d'investissement courantes	6	10	18
Entretien planifié d'envergure	10	22	45
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>16</b>	<b>32</b>	<b>63</b>

## 2013

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a augmenté de 2 975 GWh en regard de 2012 grâce à une répartition économique avantageuse à la centrale thermique de Centralia, découlant de l'amélioration de la conjoncture du marché, en partie contrebalancée par une augmentation des interruptions planifiées à cette même centrale.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 82 millions de dollars par rapport à 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 a diminué de 10 millions de dollars par rapport à 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 2012 est surtout attribuable à la baisse des dépenses liées aux interruptions planifiées.

## 2012

Les interruptions à la centrale thermique de Centralia n'ont pas eu d'incidence négative sur nos marges brutes pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, car nous avons été en mesure de prolonger certaines des interruptions planifiées afin de tirer parti de prix du marché à la baisse pour acheter de l'électricité et ainsi honorer nos contrats d'électricité.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la production a diminué de 1 399 GWh par rapport à 2011 en raison de la répartition économique plus importante à la centrale thermique de Centralia, en partie contrebalancée par la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à cette même centrale.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a diminué de 63 millions de dollars comparativement à 2011 sous l'effet de la baisse des prix, y compris les marges sur les achats d'électricité, neutralisée en partie par un recul des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration en raison de la baisse des frais d'entretien courants et de la diminution des charges de rémunération par suite des initiatives en matière de productivité et de l'attention continue portée aux coûts.

L'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a diminué de 14 millions de dollars par rapport à 2011 en raison d'une baisse des actifs imputable aux dépréciations.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la diminution des dépenses d'investissement de maintien par rapport à 2011 a été 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 tirés du gaz et le taux de rentabilité global sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur.**

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Production (GWh) <sup>1</sup>	7 854	8 230	7 936
Capacité installée (MW) <sup>1</sup>	1 567	1 567	1 567
Produits des activités ordinaires	636	607	647
Combustible et achats d'électricité	252	226	288
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>384</b>	<b>381</b>	<b>359</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	100	86	91
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	4	4
Contrats de location-financement	(47)	(19)	(11)
Répartition des coûts intersectoriels	2	1	-
Profit à la vente d'immobilisations corporelles	-	(3)	-
Recouvrement d'assurance	(1)	-	-
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>327</b>	<b>312</b>	<b>275</b>
Amortissement	107	109	109
Divers	1	3	3
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>219</b>	<b>200</b>	<b>163</b>
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>			
Dépenses d'investissement courantes	17	13	12
Entretien planifié d'envergure	41	36	57
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>58</b>	<b>49</b>	<b>69</b>

<sup>1</sup> Comprend la capacité de production et la participation nette au titre de Fort Saskatchewan, centrale alimentée au gaz naturel comptabilisée comme un contrat de location-financement.

## 2013

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la production a diminué de 376 GWh par rapport à 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 a augmenté de 15 millions de dollars par rapport à 2012 en raison de la comptabilisation d'un exercice complet de produits de la centrale de Solomon, acquise en août 2012. Ce résultat a été en partie contrebalancé par la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de la hausse des coûts d'entretien courants.

L'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a diminué de 2 millions de dollars par rapport à 2012 du fait de la baisse des mises hors service d'immobilisations et des variations favorables des taux de change.

## 2012

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la production a augmenté de 294 GWh par rapport à 2011, en raison des conditions favorables du marché à nos centrales.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 37 millions de dollars par rapport à 2011 du fait des coûts favorables des intrants au titre du gaz naturel faisant l'objet de contrats, d'une hausse des produits tirés des contrats de location-financement depuis le début du CAÉ à la centrale de Solomon en octobre 2012, d'une baisse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration par suite des initiatives en matière de productivité et de l'attention continue portée aux coûts.

L'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 était comparable à celui de 2011.

**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 ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau.

## Énergie éolienne

Au cours de 2013, nos activités commerciales ont démarré au parc éolien de 68 MW de New Richmond, au Québec. Nous avons aussi achevé l'acquisition d'un parc éolien de 144 MW au Wyoming par l'entremise d'une de nos filiales en propriété exclusive. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion.

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Production (GWh)	2 709	2 583	2 802
Capacité installée (MW)	1 077	1 061	1 061
Produits des activités ordinaires	237	207	231
Combustible et achats d'électricité	13	12	14
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>224</b>	<b>195</b>	<b>217</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	38	38	48
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	5	5	6
Répartition des coûts intersectoriels	1	1	-
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>180</b>	<b>151</b>	<b>163</b>
Amortissement	79	72	72
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>101</b>	<b>79</b>	<b>91</b>
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>			
Dépenses d'investissement courantes	3	2	8
Entretien planifié d'envergure	6	2	(1)
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>9</b>	<b>4</b>	<b>7</b>

## 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 a augmenté de 29 millions de dollars par rapport à 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 a augmenté de 7 millions de dollars comparativement à 2012 en raison du démarrage des activités commerciales à New Richmond.



## 2012

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la production a diminué de 219 GWh par rapport à 2011, conséquence de la baisse des volumes d'énergie éolienne et de la vente de la centrale alimentée à la biomasse de Grande Prairie en 2011.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a diminué de 12 millions de dollars par rapport à 2011, en raison des prix défavorables, de la baisse des volumes d'énergie éolienne et de la vente de la centrale alimentée à la biomasse de Grande Prairie en 2011, le tout en partie contrebalancé par le recul des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration en raison de la vente de la centrale alimentée à la biomasse de Grande Prairie en 2011 et de la baisse des charges de rémunération par suite des initiatives en matière de productivité et de l'attention continue portée aux coûts.

L'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 était comparable à celui de 2011.

**Énergie hydroélectrique**

<b>Exercices clos les 31 décembre</b>	<b>2013</b>	2012	2011
Production (GWh)	<b>2 085</b>	2 356	2 044
Capacité installée (MW)	<b>893</b>	913	913
Produits des activités ordinaires	<b>181</b>	164	142
Combustible et achats d'électricité	<b>5</b>	7	7
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>176</b>	157	135
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	<b>31</b>	27	30
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	<b>3</b>	2	2
Répartition des coûts intersectoriels	<b>1</b>	1	-
Recouvrement d'assurance	<b>(6)</b>	-	-
Profit à la vente d'immobilisations corporelles	<b>-</b>	-	(2)
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>147</b>	127	105
Amortissement	<b>25</b>	29	23
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>122</b>	98	82
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>			
Dépenses d'investissement courantes	<b>9</b>	7	17
Entretien planifié d'envergure	<b>5</b>	7	15
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>14</b>	14	32

## 2013

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 20 millions de dollars par rapport à 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 a diminué de 4 millions de dollars en regard de 2012 en raison d'une modification des durées d'utilité des actifs hydrauliques au cours de 2013.

## 2012

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la production a augmenté de 312 GWh en regard de 2011, du fait de la croissance des volumes des ressources hydrauliques.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 22 millions de dollars par rapport à 2011 en raison de la croissance des volumes des ressources hydrauliques, en partie contrebalancée par les prix défavorables.

L'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a augmenté de 6 millions de dollars en regard de 2011, en raison d'une augmentation des actifs et d'une hausse des mises hors service d'actifs.

## Imputations et reprises pour dépréciation d'actifs

### Énergies renouvelables

Au cours de 2013, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes totalisant 4 millions de dollars relativement à trois actifs hydroélectriques assujettis à des contrats au sein de nos centrales d'énergies renouvelables. 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. Les tests de dépréciation annuels sont fondés sur des estimations de la juste valeur moins les coûts de la vente découlant des prévisions à long terme. Les pertes de valeur ont été incluses dans le secteur Production.

### Capacité marchande en Alberta

En 2013, dans le cadre du processus annuel d'évaluation de la dépréciation, il a été établi que nos centrales albertaines ayant une capacité marchande importante devraient être considérées comme une unité génératrice de trésorerie («UGT marchande de l'Alberta»). Auparavant, chaque centrale était soumise à un test de dépréciation distinct. Parmi les raisons de ce changement, citons la prise en compte des règlements finaux publiés par le gouvernement fédéral canadien en septembre 2012 qui régissent les émissions de gaz à effet de serre («GES») et qui prévoient, pour les centrales alimentées au charbon canadiennes, une durée d'utilité allant jusqu'à 50 ans; et l'amélioration de notre approche et de nos pratiques en matière de gestion des risques relativement à notre exposition au prix du marché de gros en Alberta. Les règlements finaux prévoient quelques années d'exploitation additionnelles et davantage de souplesse pour nos centrales au charbon en Alberta, et sont responsables, en partie, de l'élargissement de nos vues quant à la gestion de notre exposition au prix du marché de gros de l'Alberta. Même si aucune perte de valeur n'a été comptabilisée en 2013 pour l'UGT marchande de l'Alberta, les dépréciations avant impôts et taxes 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. Le montant recouvrable de l'UGT marchande de l'Alberta était fondé sur une estimation de la juste valeur moins les coûts de la vente selon une méthode axée sur les flux de trésorerie actualisés, en fonction de nos prévisions à long terme et des prix ayant cours sur le marché.

La reprise avant impôts et taxes est comptabilisée dans le secteur Production.

### Centrale thermique de Centralia

Le projet de loi, et le protocole d'entente qui en fait partie, a été signé le 23 décembre 2011 et établissait un cadre en vue de la transition ordonnée de l'énergie produite à la centrale thermique de Centralia et de la fermeture des unités en 2020 et 2025. Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat à long terme en vertu duquel la centrale thermique de Centralia fournira de l'électricité à PSE à partir de décembre 2014 jusqu'à ce que la centrale soit entièrement mise hors de service en 2025. En raison de ces ententes, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 347 millions de dollars dans le secteur Production au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012. Le test de dépréciation était basé sur la recouvrabilité ou la non-recouvrabilité de la valeur comptable de la centrale thermique de Centralia selon une estimation de la juste valeur moins les coûts de la vente.

En 2013 et en 2012, respectivement 28 millions de dollars et 169 millions de dollars d'actifs d'impôt différé ont été sortis du bilan en raison des avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre de nos activités existantes aux États-Unis. Nous avons sorti ces actifs du bilan, car il n'était plus probable que nos activités aux États-Unis génèrent un revenu imposable suffisant pour nous permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. Une augmentation des produits tirés des activités aux États-Unis nous permettra de réévaluer les actifs d'impôt différé au cours des périodes à venir.

### Reprises

Les imputations pour dépréciation peuvent être reprises au cours des périodes futures si les flux de trésorerie devant être générés par les centrales touchées s'améliorent.

## Placements en titres de capitaux propres

Nos placements dans des coentreprises sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence et comprennent nos placements dans CE Gen, Wailuku, TAMA Transmission et CalEnergy.

Notre participation dans les coentreprises CE Gen et Wailuku, qui comprend les centrales géothermiques, les centrales alimentées au gaz naturel et les centrales hydroélectriques à divers emplacements aux États-Unis, dont la capacité de production brute atteint 852 MW (participation nette de 396 MW), est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Le tableau qui suit résume les principales données sur les activités d'exploitation, ajustées pour tenir compte de nos participations dans ces placements :

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Disponibilité (%)	91,2	94,2	94,9
Production (GWh) :			
Gaz	385	380	308
Énergies renouvelables	1 170	1 200	1 312
<b>Total de la production</b>	<b>1 555</b>	<b>1 580</b>	<b>1 620</b>

## 2013

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a diminué en regard de 2012 du fait de l'augmentation des interruptions planifiées et non planifiées.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la production a diminué de 25 GWh comparativement à 2012 en raison des interruptions planifiées et non planifiées plus nombreuses, en partie contrebalancées par un accroissement de la demande des clients.

La quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 s'est fixée à 10 millions de dollars comparativement à 15 millions de dollars pour 2012. La réduction de la perte est principalement attribuable aux prix favorables et aux variations favorables des taux de change, en partie contrebalancés par les interruptions planifiées et non planifiées plus nombreuses.

## 2012

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la disponibilité a diminué par rapport à 2011 en raison de l'augmentation des interruptions non planifiées.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la production a diminué de 40 GWh en regard de 2011, du fait d'une augmentation des interruptions non planifiées et d'une baisse de la demande des clients.

La quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence relative à CE Gen et à Wailuku pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a été de 15 millions de dollars, comparativement à une quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence de 14 millions de dollars pour 2011. La quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence a diminué principalement en raison de l'augmentation des interruptions non planifiées et des prix défavorables.

Depuis 2001, une partie importante de la production générée par les centrales de CE Gen fait l'objet de contrats à un prix de l'énergie fixe. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> mai 2012, les modalités des contrats ont été remplacées par une clause d'ajustement de prix selon laquelle le prix de l'électricité payé par l'acheteur d'électricité correspond au coût évité à court terme («CECT»). Le CECT est lié au prix du gaz naturel. Rien ne garantit que les prix fondés sur le coût évité de l'énergie après le 1<sup>er</sup> mai 2012 donneront lieu à des produits équivalant à ceux qui sont réalisés selon la structure de prix de l'énergie fixe.

Le 17 septembre 2013, nous avons annoncé que CalEnergy, coentreprise avec MidAmerican, avait conclu avec Salt River Project, entreprise de services publics de l'Arizona, un contrat à long terme pour la production d'énergie géothermique renouvelable d'une capacité de 50 MW pour la période de 2016 à 2039.

Le 18 juin 2013, nous avons aussi annoncé que CalEnergy avait conclu avec la municipalité de Riverside un contrat à long terme pour la production d'énergie géothermique renouvelable d'une capacité de 86 MW pour la période de 2016 à 2039. CalEnergy achètera de l'électricité au moyen d'un portefeuille de centrales géothermiques de CE Gen situées dans l'Imperial Valley, en Californie.

**Opérations sur les produits énergétiques :** Ce secteur tire ses produits du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et instruments dérivés liés à l'énergie. L'atteinte de marges brutes, tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque («VaR»), est une mesure clé du secteur Opérations sur les produits énergétiques. Se reporter à l'analyse de la valeur à risque et des positions de négociation à la rubrique «Gestion du risque» du présent rapport de gestion pour obtenir plus de détails sur la VaR.

**Le secteur Opérations sur les produits énergétiques utilise des contrats dont la durée varie pour l'achat et la vente à terme d'électricité et l'achat et la vente de gaz naturel et de capacité de transport. Si les activités sont menées pour le compte du secteur Production, les résultats de ces activités sont compris dans ce secteur.**

Nos activités de négociation font appel à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et obtenir de l'information sur le marché. Nos stratégies de négociation comprennent des opérations prévoyant la livraison et des opérations sur instruments financiers à plus court terme, dans les régions où nous possédons des actifs et sur les marchés qui sont liés à ces régions. Ce portefeuille comprend principalement des instruments dérivés prévoyant la livraison et des instruments financiers dérivés, 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. 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 les activités de négociation soient généralement constantes d'une période à l'autre, les positions détenues et les incidences sur le résultat varieront 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, varieront d'une période à l'autre selon la région ou la stratégie employée.

Une partie des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées au sein du secteur Opérations sur les produits énergétiques est attribuée au secteur Production d'après une estimation des charges d'exploitation et un pourcentage des ressources consacrées au soutien et aux services. Cette répartition intersectorielle des frais fixes est représentée par un recouvrement de coûts dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques et par une charge d'exploitation dans le secteur Production.

Les résultats du secteur Opérations sur les produits énergétiques, y compris ceux des activités de négociation présentées à leur montant net, sont comme suit :

<b>Exercices clos les 31 décembre</b>	<b>2013</b>	2012	2011
Produits des activités ordinaires	<b>79</b>	3	137
Combustible et achats d'électricité	-	-	-
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>79</b>	3	137
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	<b>32</b>	29	44
Répartition des coûts intersectoriels	<b>(14)</b>	(13)	(8)
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>61</b>	(13)	101
Amortissement	<b>1</b>	-	1
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>60</b>	(13)	100

#### 2013

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Opérations sur les produits énergétiques a augmenté de 74 millions de dollars par rapport à 2012 grâce aux solides résultats des activités de négociation dans tous les marchés et à une gestion prudente des risques. L'augmentation est 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.

#### 2012

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Opérations sur les produits énergétiques a diminué de 114 millions de dollars par rapport à 2011, surtout en raison de l'incidence de conditions météorologiques non prévues, des interruptions aux centrales électriques et des attentes du marché défavorables quant aux prix de l'électricité et du gaz relativement aux positions de négociation détenues, le tout en partie contrebalancé par un recul des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable essentiellement à une baisse des charges de rémunération découlant d'une diminution des résultats.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la répartition des coûts intersectoriels a augmenté par rapport à 2011 en raison des coûts des activités de soutien additionnels imputés au secteur Production découlant d'une augmentation des travaux réalisés par le secteur Opérations sur les produits énergétiques.

**Siège social :** Nos secteurs Production et Opérations sur les produits énergétiques 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 d'audit interne ainsi que d'autres services administratifs.

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

<b>Exercices clos les 31 décembre</b>	<b>2013</b>	2012	2011
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	<b>66</b>	82	84
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	<b>1</b>	1	-
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>(67)</b>	(83)	(84)
Amortissement	<b>23</b>	20	21
<b>Pertes d'exploitation</b>	<b>(90)</b>	(103)	(105)
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>			
Dépenses d'investissement courantes	<b>22</b>	24	27
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>22</b>	24	27

## 2013

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

## 2012

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été comparables à ceux de 2011.

## Charge d'intérêt nette

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

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Intérêt sur la dette	240	227	228
Produit d'intérêt	-	(2)	-
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(2)	(4)	(31)
Inefficacité des couvertures	-	4	(1)
<b>Charge d'intérêt</b>	<b>238</b>	<b>225</b>	<b>196</b>
Désactualisation des provisions	18	17	19
<b>Charge d'intérêt nette</b>	<b>256</b>	<b>242</b>	<b>215</b>

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la charge d'intérêt nette a augmenté par rapport à 2012 surtout du fait 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.

En 2012, la charge d'intérêt nette s'est accrue par rapport à 2011, du fait surtout de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif.

## 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 et taxes à des fins comptables et à des fins fiscales. S'il existe une différence temporaire entre le moment de la comptabilisation d'une charge ou d'un produit à des 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 :

<b>Exercices clos les 31 décembre</b>	<b>2013</b>	2012	2011
Résultat avant impôts sur le résultat	(12)	(445)	449
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(29)	(37)	(38)
Quote-part (du résultat) de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	10	15	(14)
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	103	72	(127)
Imputation (reprise) pour dépréciation d'actifs	(18)	324	17
Provision pour frais de restructuration	(3)	13	-
Profit à la vente d'actifs	(12)	(3)	(16)
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	25	254	-
(Profit à la vente) provision à l'égard d'une garantie	-	(15)	18
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	29	-	-
Recouvrement d'assurance	(1)	-	-
Réclamation en Californie	56	-	-
Autres éléments non comparables	7	3	10
<b>Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables assujettis à l'impôt</b>	<b>155</b>	181	299
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(8)	102	106
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat au titre de l'incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	36	25	(46)
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat lié(e) à l'imputation pour dépréciation d'actifs	(5)	(5)	4
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat lié(e) à la provision pour frais de restructuration	(1)	3	-
Charge d'impôts sur le résultat liée au profit à la vente d'actifs	(2)	(1)	(4)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	6	65	-
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat lié(e) (au profit à la vente) à la provision à l'égard d'une garantie	-	(4)	5
Charge d'impôts sur le résultat liée à la sortie d'actifs d'impôt différé	(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 sur la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	7	-	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à une réclamation en Californie	14	-	-
Reclassement de l'impôt de la Partie VI.1	-	-	(2)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à d'autres éléments non comparables	2	1	3
<b>Charge d'impôts sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables</b>	<b>26</b>	18	66
<b>Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables (%)</b>	<b>17</b>	10	22

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, à l'exclusion des éléments non comparables, la charge d'impôts sur le résultat a augmenté par rapport à 2012, par suite de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens au cours de l'exercice précédent et de variations au titre du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

En 2012, à l'exclusion des éléments non comparables, la charge d'impôts sur le résultat a reculé par rapport à 2011, par suite d'une diminution du résultat aux fins de comparaison, des variations du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé et de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, a augmenté en regard de 2012, par suite d'une variation du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes 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 l'exercice précédent.

En 2012, le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, avait diminué en regard de 2011, par suite d'une variation du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes 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.

## 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 d'une capacité de production brute totale de 705 MW, ou qui possède une participation dans ces centrales. Canadian Power détient la participation ne donnant pas le contrôle dans TA Cogen. Natural Forces Technologies, Inc. détient une participation de 17 % dans notre parc éolien de Kent Hills, dont la capacité de production est de 150 MW. Les actionnaires publics détiennent une participation de 19,3 % dans TransAlta Renewables, dont la capacité de production est de 1 232 MW à partir d'énergies renouvelables. Comme nous détenons une participation conférant le contrôle dans TA Cogen, Kent Hills 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, Kent Hills 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, de Kent Hills et TransAlta Renewables sont présentées dans les activités de financement à titre de distributions versées aux 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 2013 a reculé de 8 millions de dollars par rapport à 2012 en raison de la diminution du résultat de TA Cogen.

En 2012, le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle était comparable à celui de 2011.

## 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 2013, 2012 et 2011. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure de la performance d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

## Mesures non conformes aux IFRS

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 de la performance d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

La présentation du résultat aux fins de comparaison, de la marge brute aux fins de comparaison, des résultats d'exploitation aux fins de comparaison et du BAIIA aux fins de comparaison d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des informations supplémentaires et leur permet d'en évaluer les tendances par rapport aux résultats des périodes antérieures. Pour calculer ces éléments, nous ne tenons pas compte de l'incidence de certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui ont été jugées inefficaces aux fins comptables, étant donné que la direction croit que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités commerciales. Comme ces profits ou pertes ont déjà été comptabilisés dans les résultats au cours de la période considérée et des périodes antérieures, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas. Dans le calcul des mesures du résultat aux fins de comparaison, nous avons également exclu la réduction de valeur des stocks de charbon de 2012, puisque la comptabilisation de la réduction de valeur a trait aux couvertures dont la désignation a été annulée ou qui ont été jugées inefficaces pendant les périodes précédentes.

Les autres ajustements apportés au résultat, comme ceux inclus pour calculer le résultat aux fins de comparaison, ont également été exclus 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.

La présentation du BAIIA aux fins de comparaison d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la charge d'intérêt nette, les participations ne donnant pas le contrôle, les impôts sur le résultat et les ajustements du fonds de roulement.

Les résultats d'exploitation aux fins de comparaison et le BAIIA aux fins de comparaison comprennent également le résultat des centrales que nous exploitons comme des contrats de location-financement. La présentation des produits tirés des contrats de location-financement fournit une indication au titre des résultats d'exploitation et du BAIIA de ces centrales.

Exercices clos les 31 décembre	2013			2012 (retraité)*		
	Présenté	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Présenté	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	2 292	103 <sup>1</sup>	2 395	2 210	52 <sup>11</sup>	2 262
Combustible et achats d'électricité	926	-	926	753	25 <sup>12</sup>	778
<b>Marge brute</b>	<b>1 366</b>	<b>103</b>	<b>1 469</b>	<b>1 457</b>	<b>27</b>	<b>1 484</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	516	(5) <sup>2</sup>	511	499	(3) <sup>13</sup>	496
Réduction de valeur des stocks	22	-	22	44	(25) <sup>12</sup>	19
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	27	-	27	28	-	28
Produits tirés des contrats de location-financement	(46)	(1) <sup>3</sup>	(47)	(16)	(3) <sup>3</sup>	(19)
Recouvrement d'assurance	-	(7) <sup>4</sup>	(7)	-	-	-
Profit à la vente d'immobilisations corporelles	-	(2) <sup>5</sup>	(2)	-	(14) <sup>5</sup>	(14)
Amortissement de la mine	-	(58) <sup>6</sup>	(58)	-	(41) <sup>6</sup>	(41)
<b>BAIIA</b>	<b>847</b>	<b>176</b>	<b>1 023</b>	<b>902</b>	<b>113</b>	<b>1 015</b>
Amortissement	525	58 <sup>7</sup>	583	509	55 <sup>14</sup>	564
Imputation pour dépréciation d'actifs	(18)	18 <sup>8</sup>	-	324	(324) <sup>8</sup>	-
Provision pour frais de restructuration	(3)	3 <sup>8</sup>	-	13	(13) <sup>8</sup>	-
Divers	-	1 <sup>3</sup>	1	-	(17) <sup>15</sup>	(17)
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>343</b>	<b>96</b>	<b>439</b>	<b>56</b>	<b>412</b>	<b>468</b>
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(10)	-	(10)	(15)	-	(15)
Réclamation en Californie	(56)	56 <sup>8</sup>	-	-	-	-
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(25)	25 <sup>8</sup>	-	(254)	254 <sup>8</sup>	-
Profit à la vente d'actifs	12	(12) <sup>8</sup>	-	3	(3) <sup>8</sup>	-
Autres produits	-	-	-	1	-	1
Profit (perte) de change	1	-	1	(9)	-	(9)
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	(29)	29 <sup>8</sup>	-	-	-	-
Profit à la vente d'une garantie	-	-	-	15	(15) <sup>8</sup>	-
Recouvrement d'assurance	8	(8) <sup>9</sup>	-	-	-	-
<b>Résultat avant intérêts et impôts</b>	<b>244</b>	<b>186</b>	<b>430</b>	<b>(203)</b>	<b>648</b>	<b>445</b>
Charge d'intérêt nette	256	-	256	242	-	242
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(8)	34 <sup>10</sup>	26	102	(84) <sup>10</sup>	18
<b>Résultat net</b>	<b>(4)</b>	<b>152</b>	<b>148</b>	<b>(547)</b>	<b>732</b>	<b>185</b>
Participations ne donnant pas le contrôle	29	-	29	37	-	37
<b>Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta</b>	<b>(33)</b>	<b>152</b>	<b>119</b>	<b>(584)</b>	<b>732</b>	<b>148</b>
Dividendes sur actions privilégiées	38	-	38	31	-	31
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>(71)</b>	<b>152</b>	<b>81</b>	<b>(615)</b>	<b>732</b>	<b>117</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice	264	-	264	235	-	235
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>(0,27)</b>	<b>-</b>	<b>0,31</b>	<b>(2,62)</b>	<b>-</b>	<b>0,50</b>

\* Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés audités pour plus de renseignements sur les retraitements.

1 Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces.

2 Frais d'entretien liés aux inondations.

3 Diminution des créances au titre des contrats de location-financement.

4 Tranche comparable du recouvrement d'assurance reçu.

5 Profit à la vente d'immobilisations corporelles qui est inclus dans l'amortissement aux fins de la présentation.

6 Amortissement de la mine qui est inclus dans le poste Combustible et achats d'électricité aux fins de la présentation.

7 Total des ajustements pour tenir compte du profit à la vente d'immobilisations corporelles, de l'amortissement de la mine et des frais d'entretien liés aux inondations.

8 Élément non comparable.

9 Reclassement aux fins de l'inclusion dans le BAIIA.

10 Incidence fiscale nette de tous les éléments non comparables.

11 Comprend l'incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces et l'incidence au titre des produits des activités ordinaires liée aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance à des fins de comparaison d'une période à l'autre.

12 Tranche non comparable de la réduction de valeur des stocks.

13 Sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer.

14 Total des ajustements nets pour tenir compte du profit à la vente d'immobilisations corporelles et de l'amortissement de la mine.

15 Total des ajustements nets pour tenir compte de l'incidence au titre des produits des activités ordinaires liée aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et diminution des créances au titre des contrats de location-financement.



Exercice clos le 31 décembre	2011 (retraité)*		
	Présenté	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	2 618	(167) <sup>1</sup>	2 451
Combustible et achats d'électricité	895	-	895
Marge brute	1 723	(167)	1 556
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	552	(6) <sup>2</sup>	546
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	27	-	27
Produits tirés des contrats de location-financement	(8)	(3) <sup>3</sup>	(11)
Profit à la vente d'immobilisations corporelles	-	(10) <sup>4</sup>	(10)
Amortissement de la mine	-	(40) <sup>5</sup>	(40)
BAlIA	1 152	(108)	1 044
Amortissement	482	46 <sup>6</sup>	528
Imputation pour dépréciation d'actifs	17	(17) <sup>7</sup>	-
Autres produits	-	(37) <sup>8</sup>	(37)
Résultats d'exploitation	653	(100)	553
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	14	-	14
Profit à la vente d'actifs	16	(16) <sup>7</sup>	-
Autres produits	2	-	2
Perte de change	(3)	-	(3)
Provision à l'égard d'une garantie	(18)	18 <sup>7</sup>	-
Résultat avant intérêts et impôts	664	(98)	566
Charge d'intérêt nette	215	-	215
Charge d'impôts sur le résultat	106	(40) <sup>9</sup>	66
Résultat net	343	(58)	285
Participations ne donnant pas le contrôle	38	-	38
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	305	(58)	247
Dividendes sur actions privilégiées	15	-	15
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	290	(58)	232
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice	222		222
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1,31		1,05

\* Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés audités pour plus de renseignements sur les retraitements.

1 Comprend l'incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces et l'incidence au titre des produits des activités ordinaires liée aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance à des fins de comparaison d'une période à l'autre.

2 Réduction de valeur de coûts de mise en valeur de parcs éoliens.

3 Diminution des créances au titre des contrats de location-financement.

4 Profit à la vente d'immobilisations corporelles qui est inclus dans l'amortissement aux fins de la présentation.

5 Amortissement de la mine qui est inclus dans le poste Combustible et achats d'électricité aux fins de la présentation.

6 Total des ajustements nets pour tenir compte du profit à la vente d'immobilisations corporelles, de l'amortissement de la mine et de la réduction de valeur des pièces de rechange amortissables.

7 Élément non comparable.

8 Total des ajustements nets pour tenir compte des produits des activités ordinaires liés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et diminution des créances au titre des contrats de location-financement.

9 Incidence fiscale nette de tous les éléments non comparables.

## Fonds provenant des activités d'exploitation, flux de trésorerie disponibles, fonds provenant des activités d'exploitation par action et flux de trésorerie disponibles par action

La présentation de ces éléments d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et facilite l'évaluation des tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Depuis 2013, nous avons ajusté le calcul des flux de trésorerie disponibles afin qu'ils reflètent les fonds provenant des activités d'exploitation déduction faite des dépenses d'investissement de maintien, des dividendes versés sur les actions privilégiées et des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales. Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice :

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	765	520	690
Incidence sur le fonds de roulement de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	204	-
Incidence sur le fonds de roulement d'une réclamation en Californie	27	-	-
Règlement des frais de restructuration	5	5	-
Frais d'entretien liés aux inondations	5	-	-
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	1	3	3
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(74)	56	119
Fonds provenant des activités d'exploitation	729	788	812
Déduire :			
Dépenses d'investissement de maintien	(341)	(439)	(319)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(38)	(32)	(15)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(55)	(59)	(61)
Flux de trésorerie disponibles	295	258	417
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice	264	235	222
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation par action</b>	<b>2,76</b>	<b>3,35</b>	<b>3,66</b>
<b>Flux de trésorerie disponibles par action</b>	<b>1,12</b>	<b>1,10</b>	<b>1,88</b>

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	2013	2012	2011
BAIIA aux fins de comparaison	1 023	1 015	1 044
(Profit) perte latent(e) sur les activités de gestion du risque	(27)	27	(48)
Incidence sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance pour permettre la comparaison d'une période à l'autre	-	20	40
Charge au titre des intérêts au comptant	(238)	(225)	(196)
Provisions	11	11	22
Charge d'impôts sur le résultat au comptant	(39)	(13)	(26)
Perte de change réalisée	-	(4)	-
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(24)	(34)	(33)
Provision pour frais de restructuration	3	(13)	-
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	(211)	-
Profit à la vente (provision à l'égard) d'une garantie	-	15	-
Incidence sur le fonds de roulement de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	204	-
Règlement des frais de restructuration	5	5	-
Frais d'entretien liés aux inondations	5	-	-
Autres éléments sans effet de trésorerie	10	(9)	9
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>729</b>	<b>788</b>	<b>812</b>

## Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2012 au 31 décembre 2013 :

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	15	Calendrier des encaissements et des paiements
Créances clients	(124)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients
Stocks	(16)	Réduction de valeur des stocks, en partie contrebalancée par la hausse des coûts du charbon moyens
Placements	20	Acquisitions de placements en titres de capitaux propres
Créances au titre de contrats de location-financement (courantes et non courantes)	21	Variations favorables des taux de change
Immobilisations corporelles, montant net	149	Acquisition du parc éolien du Wyoming et autres acquisitions, en partie contrebalancées par la mise hors service d'immobilisations et l'amortissement
Goodwill	13	Acquisition du parc éolien du Wyoming
Immobilisations incorporelles	39	Acquisition du parc éolien du Wyoming, en partie contrebalancée par l'amortissement
Actifs d'impôt différé	28	Recouvrement d'impôt différé, montant net
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	118	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes et des règlements
Créditeurs et charges à payer	(48)	Calendrier des paiements et baisse des charges à payer au titre du capital
Dividendes à verser	10	Hausse des dividendes en raison de l'augmentation du total des actions en circulation
Dette à long terme (y compris la partie courante)	105	Émission de billets de premier rang, contrebalancée en partie par l'utilisation du produit net reçu à la vente de la participation ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables aux fins du règlement des emprunts sur notre facilité de crédit
Obligation au titre du contrat de location-financement (y compris la partie courante)	25	Contrat de location-financement pour du matériel minier utilisé à la mine de Highvale
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (partie courante et non courante)	20	Hausse des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions
Crédits différés et autres passifs non courants	39	Réclamation en Californie et remboursement reçu pour New Richmond, en partie contrebalancés par une baisse des prestations définies à payer
Passifs d'impôt différé	(14)	Recouvrement d'impôt différé, montant net
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	74	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes et des règlements
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(112)	Dividendes sur actions compensés en partie par l'émission d'actions ordinaires et le résultat net pour la période
Participations ne donnant pas le contrôle	187	Vente de la participation ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables, contrebalancée en partie par la partie du résultat net au titre des participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle

## Instruments 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, lesquels sont décrits ci-dessous. 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 Opérations sur les produits énergétiques dans le cadre des opérations sur les produits énergétiques, des couvertures du prix des produits de base et d'autres activités de conclusion de contrats; et ii) ceux utilisés dans les couvertures de titres d'emprunt, de projets, de 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. Tous les instruments financiers 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 devises, 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 découlant des transactions prévues. 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 de la période au cours de laquelle 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 devises 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.

### 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 2013, les instruments de niveau III avaient une valeur comptable de l'actif net de 66 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 2012.

## Régime d'actionariat des employés

Nous avons recours à divers régimes de rémunération fondée sur des actions pour aligner les objectifs des employés sur ceux de la Société.

Selon les modalités de nos régimes d'options sur actions, les employés occupant un poste d'un échelon inférieur à celui de directeur peuvent recevoir des attributions dont les droits s'acquiescent par tranches égales sur quatre ans et expirent après dix ans.

Aux termes du régime d'actionariat fondé sur le rendement («RAFR»), certains employés reçoivent des attributions qui les rendent admissibles, après trois ans, à recevoir un nombre déterminé d'actions ordinaires, y compris la valeur des dividendes réinvestis au cours de la période, ou la valeur équivalente au comptant plus les dividendes fondée sur le rendement total pour les actionnaires par rapport aux sociétés qui font partie du groupe de référence. Après trois ans, une fois que l'admissibilité au RAFR a été établie et dans la mesure où notre rendement dépasse le 25<sup>e</sup> rang percentile, des actions ordinaires sont attribuées, 50 % des actions ordinaires sont remises au participant et les 50 % qui restent sont détenues en fiducie pendant une autre année dans le cas des employés occupant un poste inférieur à celui de vice-président et, pendant deux autres années, dans le cas des employés occupant un poste de vice-président ou d'un échelon supérieur à celui-ci. Le RAFR n'a pas d'incidence importante sur le calcul du nombre moyen pondéré total d'actions ordinaires en circulation.

Aux termes du régime d'actionariat des employés, nous offrons à nos employés sous l'échelon de dirigeant des prêts sans intérêt jusqu'à concurrence de 30 % de leur salaire de base pour l'achat de nos actions ordinaires sur le marché libre. Les prêts sont remboursables sur une période de trois ans par prélèvements sur le salaire des employés, à moins que les actions ne soient vendues, auquel cas les prêts deviennent remboursables à vue. Au 31 décembre 2013, les montants à recevoir des employés en vertu de ce régime totalisaient 3 millions de dollars (4 millions de dollars en 2012). Ce régime n'est pas offert aux dirigeants ni aux membres de la haute direction.

## 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 la centrale SunHills nouvellement acquise, 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 2013 et au 1<sup>er</sup> janvier 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 a été effectuée au 31 décembre 2013 pour le régime au Canada et au 1<sup>er</sup> janvier 2013 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 63 millions de dollars pour garantir les obligations au titre du régime complémentaire.

## 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 2013 et 2012 :

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	Principaux facteurs expliquant le 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, en partie contrebalancées par la baisse du résultat au comptant de 62 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 à l'arbitrage aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance en 2012
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 en capitaux propres 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 de l'investissement dans les soldes hors trésorerie du fonds de roulement de 27 millions de dollars
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, diminution du produit à l'émission d'actions privilégiées de 217 millions de dollars, augmentation des dividendes sur actions ordinaires en espèces de 12 millions de dollars, contrebalancées en partie par une augmentation du produit de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale 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 augmentation du produit tiré de l'émission de titres d'emprunt à long terme de 10 millions de dollars
Conversion des liquidités en monnaies étrangères	-	2	
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>42</b>	<b>27</b>	

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	49	35	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	520	690	Recul du résultat en trésorerie de 29 millions de dollars et variation défavorable des soldes du fonds de roulement de 141 millions de dollars, net de l'incidence de 204 millions de dollars de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance
Activités d'investissement	(1 048)	(608)	Acquisition du contrat de location-financement de Solomon pour un montant de 312 millions de dollars, augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 259 millions de dollars et fléchissement du produit de la vente d'immobilisations corporelles et de centrales de 46 millions de dollars, contrebalancés en partie par une incidence favorable nette de 176 millions de dollars liée aux changements au titre des garanties versées à des contreparties ou reçues de celles-ci
Activités de financement	504	(70)	Émission de titres d'emprunt à long terme de 388 millions de dollars, nouvelle émission d'actions ordinaires de 291 millions de dollars et diminution des dividendes sur actions ordinaires en espèces de 87 millions de dollars en raison des dividendes réinvestis au moyen du régime de réinvestissement de dividendes, en partie contrebalancées par un accroissement des remboursements au titre de la dette de 80 millions de dollars, un repli de 50 millions de dollars du produit tiré de l'émission d'actions privilégiées, une hausse des pertes réalisées sur les instruments financiers de 40 millions de dollars et un accroissement des dividendes sur actions privilégiées de 17 millions de dollars
Conversion des liquidités en monnaies étrangères	2	2	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	27	49	

## 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.

Nos besoins de liquidités sont comblés par diverses sources, dont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les emprunts 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 aux commanditaires ne détenant pas le contrôle, et les paiements des intérêts et du capital sur les titres d'emprunt.

### Dette

La dette à long terme totalisait 4,3 milliards de dollars au 31 décembre 2013 en regard de 4,2 milliards de dollars au 31 décembre 2012. Le total de la dette à long terme a augmenté depuis le 31 décembre 2012, surtout en raison des fluctuations défavorables des taux de change.

### Facilités de crédit

Au 31 décembre 2013, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,1 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars en 2012), dont un montant de 0,9 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars en 2012) n'a pas été prélevé et est disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Au 31 décembre 2013, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,2 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars en 2012), ce qui correspondait à des emprunts réels de 0,8 milliard de dollars (1,0 milliard de dollars en 2012) et à des lettres de crédit de 0,4 milliard de dollars (0,3 milliard de dollars en 2012). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, qui vient à échéance en 2017, 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 2015. Nous prévoyons renouveler ces facilités, selon des modalités commerciales raisonnables, avant leur échéance.

Outre le montant de 0,9 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons de 42 millions de dollars de liquidités disponibles.

## Capital social

Au 31 décembre 2013, nous avons 268,2 millions d'actions ordinaires (254,7 millions en 2012) émises et en circulation. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, 13,5 millions d'actions ordinaires (31,1 millions en 2012) avaient été émises pour 186 millions de dollars (456 millions de dollars en 2012), ce qui comprenait les dividendes réinvestis en vertu du régime. Au cours de 2012, une tranche de 9,7 millions d'actions ordinaires a été émise pour un produit de 159 millions de dollars aux fins des dividendes réinvestis dans le cadre du régime, une tranche de 21,2 millions d'actions ordinaires a été émise dans le cadre d'un appel public à l'épargne pour un produit net de 295 millions de dollars et une tranche de 0,2 million d'actions ordinaires a été émise pour un produit de 2 millions de dollars.

Au 31 décembre 2013, nous avons 32,0 millions d'actions privilégiées (32,0 millions en 2012) émises et en circulation.

Le 19 février 2014, nous avons 270,4 millions d'actions ordinaires ainsi que 12,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de série A, 11,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de série C et 9,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de série E en circulation.

## 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 opérations sur les produits énergétiques, aux activités de couverture et aux obligations d'achat. Au 31 décembre 2013, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 370 millions de dollars (336 millions de dollars en 2012) et des garanties au comptant de 21 millions de dollars (19 millions de dollars en 2012). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états de la situation financière consolidés aux postes Passifs de gestion du risque et Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions.

## Fonds de roulement

Au 31 décembre 2013, l'excédent du passif courant sur l'actif courant était de 105 millions de dollars (436 millions de dollars en 2012). L'excédent du passif courant sur l'actif courant a diminué de 331 millions de dollars par rapport à 2012, en raison d'une diminution de la partie courante de la dette à long terme et des passifs de gestion du risque courants, le tout en partie contrebalancé par une diminution des créances clients et des actifs de gestion du risque courants.

## Structure du capital

Notre structure du capital comprenait les composantes qui suivent :

Aux 31 décembre	2013		2012	
	Montant	%	Montant	%
Dette, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	4 280	55	4 192	56
Participations ne donnant pas le contrôle	517	7	330	4
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 906	38	3 018	40
<b>Total du capital</b>	<b>7 703</b>	<b>100</b>	<b>7 540</b>	<b>100</b>

## Engagements

Les remboursements contractuels sur les contrats de transport d'électricité, les contrats de location simple, les engagements en vertu de contrats d'exploitation minière, les engagements en vertu d'ententes de service à long terme, la dette à long terme et les intérêts connexes, ainsi que les engagements liés à des projets de croissance 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	Contrats d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière		Ententes de service à long terme	Dette à long terme <sup>1</sup>	Intérêt sur la dette à long terme <sup>2</sup>	Total
2014	39	11	12	172	42	209	211	696	
2015	14	12	10	123	26	689	178	1 052	
2016	13	9	10	126	25	29	172	384	
2017	13	3	8	41	20	854	162	1 101	
2018	12	3	7	41	27	732	123	945	
2019 et par la suite	103	6	52	501	174	1 807	783	3 426	
<b>Total</b>	<b>194</b>	<b>44</b>	<b>99</b>	<b>1 004</b>	<b>314</b>	<b>4 320</b>	<b>1 629</b>	<b>7 604</b>	

<sup>1</sup> Les remboursements de la dette à long terme incluent les montants liés à nos facilités de crédit qui devraient arriver à échéance en 2015 et 2017.

<sup>2</sup> 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.



Dans le cadre du projet de loi 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 sur la durée de vie résiduelle de la centrale alimentée au charbon de Centralia afin de soutenir l'expansion économique, de promouvoir l'efficacité énergétique et de développer de nouvelles technologies énergétiques aux fins de protection de l'environnement. Le protocole d'entente contient certaines clauses de résiliation et, dans l'éventualité où le protocole d'entente serait résilié, ce financement ne sera plus nécessaire.

## 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

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 géothermique 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.

### 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.

#### Alberta

En octobre 2012, le gouvernement de l'Alberta a présenté sa nouvelle stratégie pour l'air pur qui expose les grandes lignes de la gestion des émissions atmosphériques et de la qualité de l'air dans l'avenir. La stratégie met l'accent sur un modèle d'amélioration continue pour la qualité de l'air à l'échelle régionale. De plus, le gouvernement de l'Alberta prendra la responsabilité de mettre en œuvre toutes les normes fédérales liées à la qualité de l'air, le cas échéant. À court terme, cette stratégie ne comporte aucune exigence particulière qui pourrait avoir une incidence sur nos activités.

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 («NO<sub>x</sub>») et de dioxyde de soufre («SO<sub>2</sub>») 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. Cependant, la publication des règlements fédéraux régissant les GES peut entraîner 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 anciennes centrales alimentées au charbon, qui, à elles seules, donneront lieu à des diminutions importantes des émissions de NO<sub>x</sub>, de SO<sub>2</sub> 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.

#### Canada

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<sup>er</sup> 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 finaux prévoient quelques années d'exploitation additionnelles et davantage de souplesse pour nos centrales au charbon canadiennes, leur assurant ainsi une transition plus en douceur et plus rentable.

## États-Unis

Aux États-Unis, le 25 juin 2013, le président Obama a annoncé son projet d'action sur le climat (Climate Action Plan), lequel propose des plans en vue de l'élaboration de normes en matière d'émissions de GES qui devront être fixées par l'Agence américaine de protection de l'environnement («EPA») pour les centrales électriques nouvelles et existantes. Par la suite, soit le 20 septembre 2013, l'EPA a publié un projet de règlement pour les nouvelles centrales alimentées au charbon lequel, s'il est adopté, exigera des nouvelles centrales au charbon qu'elles ne dépassent pas le seuil de 1 100 livres par MWh de dioxyde de carbone (ce qui est beaucoup moins que le niveau d'émissions moyen actuel de ces centrales) afin que leur exploitation soit approuvée. Ce règlement devrait être finalisé vers le milieu de 2014. Ce projet de règlement n'a pas d'incidence à l'heure actuelle sur nos activités. Les normes qui s'appliquent aux centrales existantes devraient être mises au point en juin 2015. Les plans de mise en œuvre par l'État devraient être achevés un an plus tard. Il restera certains points à régler comme les critères que devront respecter les centrales alimentées au charbon (et même peut-être au gaz naturel) existantes en attendant que l'EPA présente une ébauche de règlement. De plus, comme la Cour suprême des États-Unis a accepté d'examiner une contestation du droit de l'EPA de réglementer les émissions de GES provenant de sources fixes comme les centrales, l'avenir de ce règlement est incertain.

En décembre 2011, l'EPA a publié des normes nationales visant à réduire les émissions de mercure provenant des centrales électriques. Les centrales existantes auront jusqu'à quatre ans pour se conformer aux normes. Nous avons déjà installé volontairement une technologie de captage du mercure à notre centrale alimentée au charbon de Centralia, et les activités de captage ont été entreprises au début de 2012. Nous avons également installé une autre technologie afin de réduire davantage les émissions de NOx, conformément au projet de loi adopté en 2011.

En plus des règlements fédéraux, régionaux et des États auxquels nous devons nous conformer, nous devons respecter les normes établies par la North American Electric Reliability Corporation («NERC»). La NERC est une organisation de fiabilité du service d'électricité certifiée par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis, chargée d'élaborer et de faire appliquer des normes de fiabilité du réseau de production-transport d'électricité. La NERC a pour mandat d'élaborer des normes de fiabilité et de veiller à leur application, d'évaluer annuellement l'adéquation du réseau, de surveiller le réseau de production-transport d'électricité et de dispenser au personnel du secteur une formation menant à la certification.

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.

## 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 de réduction des 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 2013, selon nos estimations, 27,5 millions de tonnes de GES d'une intensité de 0,801 tonne par MWh (27 millions de tonnes de GES d'une intensité de 0,816 tonne par MWh en 2012) ont été émises dans le cadre des activités d'exploitation normales<sup>1</sup>.

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.

### 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 thermiques de l'Alberta en 2010 afin d'atteindre les objectifs de la province en matière de réduction du mercure de 70 % et, de manière volontaire, à notre centrale alimentée au charbon de Centralia 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 SO<sub>2</sub>, 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.

<sup>1</sup> Les données de 2013 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 («CO<sub>2</sub>»), 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 CO<sub>2</sub> provenant de sources de combustion fixe.

Les CAÉ relatifs aux centrales alimentées au charbon situées en Alberta contiennent des dispositions sur les «modifications des lois» 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.

#### 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.

#### 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.

## 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 (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs») au sens des dispositions «d'exonération» 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», «projeter», «avoir l'intention de», «planifier», «prévoir», «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 attendu, dont, par exemple : le calendrier, l'achèvement et la mise en service de projets en cours, y compris les projets d'envergure et leurs coûts connexes; les attentes quant aux mesures que prendra l'AESO pour résoudre les problèmes liés aux contraintes régionales du réseau du système de transport de l'Alberta; les dépenses estimées engagées dans le cadre des inondations de 2013 en Alberta, les dépenses engagées dans la croissance et des projets d'investissement de maintien et de productivité; les attentes en termes de coûts d'exploitation, de dépenses d'investissement et de coûts d'entretien, et la variabilité de ces coûts; 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; 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, la capacité accrue et les 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; les attentes au titre de l'issue des réclamations contractuelles ou réclamations juridiques existantes ou éventuelles; les enquêtes et litiges; les attentes quant à la capacité d'avoir 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 devises aux emplacements où nous exerçons nos activités; la surveillance de notre exposition au risque de liquidité; les attentes relatives au renouvellement des conventions collectives; 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 Opérations sur les produits énergétiques à la marge brute; et les attentes relatives au rendement des actifs de 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 de 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; la menace posée par le terrorisme intérieur et les cyberattaques; les pannes de matériel et notre capacité d'effectuer les réparations de façon économique ou rapide; les risques liés aux opérations sur les produits énergétiques; 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 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; et la réception des approbations réglementaires applicables à l'égard de la clôture de l'acquisition du parc éolien du Wyoming. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gestion du risque» du présent rapport de gestion et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de 2014.

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. Nous ne pouvons garantir que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

## Perspectives pour 2014

### Contexte d'affaires

#### Demande

La demande d'électricité en Alberta devrait croître à un taux moyen de 3 % par année au cours des prochaines années en raison de plusieurs grands projets de sables bitumineux qui entraîneront une nouvelle demande pour les années à venir. La demande d'électricité dans le nord-ouest du Pacifique devrait croître d'environ 1 % par année compte tenu en partie de l'accent mis sur l'efficacité énergétique partout dans la région. La croissance de la demande en Ontario devrait rester faible, soit à moins de 1 %.

#### Offre

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. Cela s'explique par les prix relativement bas du gaz naturel, mais aussi par le fait que des lois visant à limiter les émissions de GES sont toujours attendues au Canada et aux États-Unis.

L'Alberta connaîtra vraisemblablement une stabilité relative de ses marges de réserve au cours des prochains exercices en raison des projets de production actuellement en construction et de la croissance de la charge prévue. La marge de réserve de l'Ontario demeurera relativement stable également 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. Dans la région du nord-ouest du Pacifique également, on s'attend à une légère baisse des marges de réserve à court terme, bien que le marché devrait continuer d'être bien desservi.

Les technologies vertes ont gagné la faveur des organismes de réglementation et du grand public, créant des pressions accrues à l'égard de l'utilisation de sources renouvelables comme l'énergie éolienne, l'hydroélectricité, l'énergie géothermique et l'énergie solaire. En Alberta, des projets d'installation de biomasse et de récupération de chaleur perdue de 20 MW ont été achevés en 2013 et des projets de 40 MW sont en construction. À l'heure actuelle, des centrales éoliennes d'une capacité de 300 MW sont en construction, et l'approbation des organismes de réglementation a été obtenue pour une capacité d'environ 1 000 MW. Au total, des centrales éoliennes d'une capacité d'environ 2 300 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.

L'Ontario et la région du nord-ouest du Pacifique devraient également accroître leur capacité sur le plan de l'énergie renouvelable au cours des prochains exercices. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, l'expiration du crédit d'impôt pour la production éolienne devrait entraîner la mise en service de la capacité avant la fin de 2015. En Ontario, les installations de production d'énergies renouvelables devraient atteindre une capacité supérieure à 1 000 MW, provenant principalement de projets d'énergie éolienne, d'énergie solaire et de biomasse.

Les projets de cogénération dans le cadre des projets de mise en valeur de sables bitumineux d'envergure devraient constituer une importante source de production en Alberta. Ces projets, parallèlement à la production d'électricité, fournissent de la chaleur aux installations de sables bitumineux. De ce fait, ces installations sont une nouvelle source de production très concurrentielle et efficace. L'Alberta compte maintenant une capacité de cogénération avoisinant les 4 250 MW, et des installations d'une capacité supplémentaire de 300 MW sont en construction.

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.

### Transport

Les réseaux de transport existants de l'Alberta, de l'Ontario et de la région du nord-ouest du Pacifique sont engorgés et vieillissants, ce qui se traduit par des contraintes à l'égard de nos activités de production étant donné que les flux d'électricité prévus dépassent la capacité actuelle des systèmes. Le renforcement du réseau de transport en Alberta permettra d'atténuer la congestion sur les principaux trajets de transport, mais celle-ci persistera à l'échelle régionale. Les améliorations apportées au réseau de transport de l'Ontario permettront d'atténuer la congestion dans certains secteurs de la province, mais la production dans le nord de l'Ontario continuera d'être assujettie à des contraintes en raison de la capacité restreinte du réseau de transport.

Les pressions exercées sur les coûts continueront de susciter l'intérêt de concurrents sur le plan de la mise en valeur d'installations de transport. Les futurs projets de mise en valeur du transport tant en Alberta qu'en Ontario pourraient entraîner de la concurrence sur le plan de l'approvisionnement et donner lieu à des appels d'offres. L'AESO procède actuellement à un processus d'appel d'offres pour la première des deux lignes de transport entre les régions d'Edmonton et de Fort McMurray. TAMA Transmission participe à cet appel d'offres et s'est qualifiée pour présenter une offre en vue du projet. L'AESO a annoncé la liste restreinte des sociétés qu'il a retenues, dont TAMA Transmission. Ainsi, cette dernière participera à la prochaine étape du processus d'appel d'offres pour ce projet. L'AESO devrait commencer le processus d'appel d'offres pour la deuxième ligne de transport en 2015.

### Prix de l'électricité

En 2014, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus bas qu'en 2013 en raison de l'accroissement de la production de base et de la réduction des interruptions planifiées aux fins d'entretien sur les marchés. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons que les prix seront plus élevés qu'en 2013 en raison d'une légère augmentation des prix du gaz naturel et d'une baisse prévue de la production d'énergie hydroélectrique par rapport à 2013.

### Législation environnementale

La mise au point des règlements canadiens fédéraux visant la réduction des GES pour les centrales alimentées au charbon a donné lieu à d'autres activités. 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. Les centrales alimentées au charbon auront ainsi plus de souplesse pour respecter ces exigences réglementaires. Pour plus de renseignements sur les règlements canadiens visant la réduction des GES, voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion.

De plus, des pourparlers sont en cours entre les gouvernements fédéral et provincial concernant la mise sur pied d'un système national de gestion de la qualité de l'air pour les polluants atmosphériques. Dans la stratégie pour l'air pur que l'Alberta a récemment publiée, la province a indiqué que son système de gestion de la qualité de l'air rendra opérationnel tout système national. Selon nos perspectives actuelles pour l'Alberta, les règlements provinciaux seront considérés comme correspondant à tout accord-cadre national futur.

Le 21 janvier 2013, le gouvernement de l'Ontario a publié un document de travail pour recueillir l'avis du public sur la réduction des émissions de GES dans la province, dans le but d'élaborer des règlements sur les GES pour tous les secteurs industriels importants d'ici 2015. Aucune cible ou approche réglementaire précise n'a encore été proposée.

Aux États-Unis, le projet d'action sur le climat du président Obama fournit des indications quant à la manière dont la réglementation sur les GES pour les centrales existantes alimentées aux combustibles fossiles pourrait être adoptée, mais nous prévoyons que sa mise en œuvre prendra plusieurs années. L'entente que nous avons conclue avec l'État de Washington en avril 2011 clarifie la réglementation au niveau de l'État relativement à un régime de réduction des émissions pour la centrale alimentée au charbon de Centralia jusqu'en 2025. Nous prévoyons que cette entente pourrait limiter la prise de mesures distinctes par l'EPA. En outre, de nouveaux règlements fédéraux sur les polluants atmosphériques pour le secteur de l'électricité sont prévus, mais ne devraient pas toucher directement nos centrales alimentées au charbon de l'État de Washington.

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.

En Australie, la taxe sur le carbone mise en œuvre en juillet 2012 demeure en vigueur. Toutefois, le 13 novembre 2013, le gouvernement libéral récemment élu a présenté une loi visant à abroger la taxe sur le carbone d'ici juillet 2014 et de la remplacer par un plan d'action directe visant à financer les mesures prises par le secteur pour la réduction des émissions. La loi n'a pas encore été adoptée. Les centrales alimentées au gaz de TransAlta sont assujetties à l'impôt, mais tous les frais connexes sont transférés aux clients qui sont sous contrat.

Nous continuons de surveiller de près les progrès et les risques associés aux modifications de la législation environnementale pour nos activités futures.

Le choix de l'emplacement, la construction et l'exploitation de centrales électriques nécessitent l'intervention de nombreuses parties prenantes. Dernièrement, certaines parties prenantes ont intenté des actions contre des agences gouvernementales et des propriétaires en invoquant les répercussions négatives présumées des projets éoliens. Nous assurons le suivi de ces réclamations afin d'évaluer le risque lié à ces activités.

### **Environnement économique**

En 2014, nous prévoyons une croissance lente à modérée sur tous les marchés. Nous continuons de surveiller les événements mondiaux et leur incidence potentielle sur l'économie et notre fournisseur, et sur nos relations avec des contreparties en ce qui a trait aux produits de base.

Nous n'avons enregistré aucune perte importante liée à une contrepartie en 2013. Nous continuons de surveiller le risque de crédit lié à la contrepartie 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**

La capacité de production devrait augmenter en 2014 en raison surtout du démarrage des activités à notre centrale de Solomon, en Australie. Avant l'incidence de la répartition économique, l'ensemble de la production devrait s'accroître en 2014 en raison du nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées. La disponibilité globale devrait être de 88 % à 90 % en 2014.

#### **Flux de trésorerie contractuels**

Puisque nous avons recours aux CAÉ de l'Alberta, à des contrats à long terme ainsi qu'à d'autres contrats prévoyant la livraison et contrats sur instruments financiers à court terme, environ 72 % 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 2013, environ 88 % de notre capacité de 2014 était assujettie à des contrats. Pour 2014, 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 de nos activités minières de l'Alberta. Les coûts du charbon pour 2014, selon la méthode du coût standard par tonne, devraient être de 10 % à 12 % moins élevés qu'en 2013 en raison du fonctionnement, pendant une année complète, des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et des avantages tirés de l'obtention de la responsabilité de l'exploitation de la mine de Highvale de PMRL au cours de 2013.

Même si nous possédons la mine de Centralia dans l'État de Washington, elle n'est pas opérationnelle pour le moment. Le combustible de la centrale thermique de Centralia est acquis 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 2014 devrait subir une hausse variant de 1 % à 3 %.

La valeur des stocks de charbon est évaluée à 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. Pour plus de renseignements sur les imputations pour dépréciation des stocks comptabilisées en 2013, voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion.

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'une année 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 protéger la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ces risques de prix.

### Opérations sur les produits énergétiques

Les résultats de notre secteur Opérations sur les produits énergétiques sont touchés par les prix 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 Opérations sur les produits énergétiques dégage une marge brute variant de 50 millions de dollars à 65 millions de dollars pour 2014.

### 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 devises au moyen de passifs libellés en devises et en concluant des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en devises, y compris des charges d'intérêt, qui compensent dans une grande mesure nos produits nets libellés en devises.

### Charge d'intérêt nette

La charge d'intérêt nette de 2014 devrait demeurer semblable à celle de 2013. 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

Si la volatilité sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel devait s'accroître ou si les activités de négociation sur le marché devaient s'intensifier, nous pourrions avoir besoin de liquidités supplémentaires dans l'avenir. Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties.

### Estimations comptables

Un certain nombre de nos estimations comptables, y compris celles présentées dans les méthodes et estimations comptables critiques du présent rapport de gestion, sont fondées sur notre environnement et nos perspectives économiques actuelles. En raison de la conjoncture économique, les fluctuations du marché pourraient avoir une incidence, entre autres, sur les prix des produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt futurs, qui pourraient, à leur tour, influencer sur le résultat futur et les profits ou pertes latents liés à nos actifs et passifs de gestion du risque et sur l'évaluation de l'actif pour nos calculs de la dépréciation d'actifs.

### Impôts sur le résultat

Le taux d'imposition effectif sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables pour 2014, 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 et taxes 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 liées à la croissance et à des projets d'envergure

En 2013, nous avons affecté un total de 211 millions de dollars aux dépenses liées à des projets de croissance et à des projets d'envergure, déduction faite des apports de coentreprises reçus. Les activités commerciales à notre parc éolien de New Richmond ont démarré, et les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance ont été remises en service.

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

	Total - Projet		2014	Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour	Dépenses estimées		
<b>Projet de croissance</b>					
Gazoduc en Australie	86	-	86	T1 2015	Gazoduc de 270 kilomètres pour approvisionner en gaz naturel notre centrale de Solomon en Australie-Occidentale
Transport	10	-	10	T4 2014	Transport réglementé qui obtient un rendement sur le capital investi
Prolongement de la durée d'utilité de centrales hydroélectriques	15-20	-	15-20	T4 2014	Remplacement de la génératrice et amélioration des roues de turbines pour prolonger la durée d'utilité de certaines centrales
<b>Total des projets de croissance et des projets d'envergure</b>	<b>111-116</b>	<b>-</b>	<b>111-116</b>		

### Transport

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, un total de 2 millions de dollars a été investi dans des projets de transport. Les projets de transport comprennent d'importants travaux d'entretien et de reconfiguration des réseaux de transport de l'Alberta afin d'améliorer le système de transport et d'accroître la capacité énergétique sur les lignes.

### 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. Ils ne comprennent pas les coûts des travaux d'entretien courants, des travaux d'entretien non planifié et des inspections et révisions mineures, qui sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés.

Pour 2014, nos dépenses d'investissement de maintien et nos dépenses d'investissement liées à la productivité estimatives, déduction faite des apports reçus, sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Dépenses en 2013	Dépenses prévues en 2014
Dépenses d'investissement courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	126	110-115
Matériel minier et achats de terrains <sup>1</sup>	Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains	53	45-50
Contrats de location-financement	Paievements liés au matériel minier visé par des contrats de location-financement	9	5-10
Entretien planifié d'envergure	Travaux d'entretien planifié d'envergure	153	175-190
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>		<b>341</b>	<b>335-365</b>
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à accroître l'efficacité de la production d'électricité et initiatives d'amélioration à l'échelle de la Société	33	10-15
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>		<b>374</b>	<b>345-380</b>

Au cours de l'exercice, nous avons acquis du matériel minier d'une valeur totalisant 33 millions de dollars en vertu de contrats de location-financement et nous avons effectué des remboursements de capital d'un montant de 9 millions de dollars.

Le tableau qui suit présente les montants incorporés dans le coût de l'actif et passés en charges au titre des travaux d'entretien planifié :

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Incorporés dans le coût de l'actif	153	286	184
Passés en charges	-	-	2
	153	286	186
GWh perdus	3 264	4 186	2 872

Les détails du programme d'entretien planifié d'envergure de 2014 sont présentés comme suit :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Dépenses prévues en 2014
Incorporés dans le coût de l'actif	120-130	55-60	175-190
Passés en charges	-	0-5	0-5
	120-130	55-65	175-195

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total
GWh perdus	2 200-2 210	400-410	2 600-2 620

<sup>1</sup> Un montant additionnel de 12 millions de dollars se rapportant au matériel minier utilisé n'est pas exigible avant 2014.



## Financement

Le financement de ces dépenses d'investissement devrait provenir des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la capacité d'emprunt existante, des dividendes réinvestis aux termes du régime et des marchés financiers. Les fonds requis aux fins des dépenses de croissance et dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liés 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.

## 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 au risque et examine le 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 comité de gestion du risque** est présidé par notre chef de la direction des finances et chef des investissements et se compose du vice-président et trésorier, du vice-président à la direction, Opérations et commercialisation, du vice-président, Gestion du risque, du vice-président, Réglementation et conformité, et de l'ingénieur en chef. Le comité de gestion du risque agit en tant qu'organe de surveillance des risques d'exploitation et financiers pour la Société.

**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 chef des investissements et se compose du chef de la direction, du chef des services juridiques, de la vice-présidente à la direction, Services généraux, du vice-président, Fusions et acquisitions, du vice-président, Gestion du risque, et du vice-président, Services de construction. 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 mensuels 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 VaR est l'une des principales mesures permettant de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés en raison de nos opérations sur les produits énergétiques. 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 aux opérations sur les produits énergétiques. 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 2013 liée à nos activités de négociation pour compte propre sur les produits énergétiques était de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2012). 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.

Certaines rubriques indiqueront l'incidence après impôts et taxes des fluctuations de certaines variables clés sur le résultat net. L'analyse est fondée sur les conditions commerciales et les volumes de production de 2013. 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, éoliennes et géothermiques 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 dans l'entretien des centrales, de sorte que celles-ci puissent produire lorsque requis,
- en surveillant du mieux que nous pouvons les ressources hydrauliques partout en Alberta et en Colombie-Britannique et en optimisant cette ressource compte tenu des possibilités du marché de l'électricité en temps réel,
- en établissant nos installations éoliennes et géothermiques dans des emplacements où nous croyons que les ressources sont suffisantes pour produire la quantité d'électricité nécessaire 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	21

#### 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. 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.

Le fabricant d'équipement d'origine des générateurs des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance a récemment revu les critères d'exploitation pour toutes les unités et a conclu que les générateurs ne pourront 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 la puissance active au moyen des lignes de transport. La production de puissance réactive peut avoir une incidence défavorable sur la capacité d'un générateur à produire une puissance active étant donné qu'une demande élevée en matière de puissance réactive peut obliger une unité à réduire ses niveaux de production de puissance active. TransAlta participe activement au processus de consultation continue de l'AESO visant l'établissement de règles au titre de l'interconnexion, qui préciseront notamment les niveaux de puissance réactive requis.

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 CAÉ ainsi que d'autres contrats à long terme,
- en utilisant une technologie visant à optimiser le rendement des 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 composants 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 élaborant une stratégie de gestion des actifs à long terme afin de prolonger le plus possible la durée d'utilité de nos installations existantes et 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 concluant différents 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 2013, environ 90 % de notre production (90 % en 2012) 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 2013, 64 % (69 % en 2012) 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 2012) de notre coût d'achat de charbon était fixé par contrat.

La sensibilité des variations de prix par rapport à notre résultat net est présentée ci-dessous :

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur le résultat net
Prix de l'électricité	1,00 \$/MWh	8
Prix du gaz naturel	0,10 \$/GJ	1
Prix du charbon	1,00 \$/tonne	13

#### 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. À la centrale thermique de Centralia, 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 de la centrale thermique de Centralia 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 à la centrale thermique de Centralia 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 de la centrale thermique de Centralia,
- en nous assurant que les stocks de charbon disponibles aux centrales thermiques de l'Alberta et de Centralia 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 sur le plan environnemental,
- 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 SO<sub>2</sub> et au NO<sub>x</sub>, 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 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.

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 associé à la capacité de la 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 2012. En 2013, 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 sont garantis 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 négociation 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 opérations sur les produits énergétiques et des activités de couverture au 31 décembre 2013 est présenté ci-dessous :

Note de crédit de contrepartie	Montant de l'exposition nette
Notation de première qualité	349
Notation de qualité inférieure	-
Pas de note externe, note interne de première qualité	50
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, compte non tenu des marchés organisés du California Independent System Operator et du California Power Exchange et compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, s'établit à 23 millions de dollars (25 millions de dollars en 2012).

#### 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 et de l'euro. 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 devises. Notre stratégie est de neutraliser 90 % à 100 % de tous les risques de change. Au 31 décembre 2013, environ 96 % (94 % en 2012) de l'exposition au risque de change découlant de l'investissement net dans les établissements à l'étranger était couverte,
- 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 cinq cents du dollar américain, de l'euro 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	0,05 \$	1

#### Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à notre capacité d'avoir accès au capital requis pour les activités de négociation 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 maintenir une situation financière solide ainsi que des notes de crédit de première qualité stables.

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 négociation 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 2013, environ 21 % (24 % en 2012) du total de notre dette était exposée 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
Taux d'intérêt	0,25	2

### Risque lié à la gestion de projets

Étant donné que nous réalisons actuellement trois projets de production d'électricité, 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 une 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,
- en nous assurant de clore le projet de façon à incorporer toute leçon tirée du projet 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.

### 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 actuels n'ont pas veillé au transfert des connaissances ou ne disposent pas de l'expertise nécessaire.

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 2013, 54 % (43 % en 2012) de notre main-d'œuvre est visée par douze conventions collectives (onze en 2012). En 2013, cinq conventions collectives (deux en 2012) ont été renégociées. Nous prévoyons négocier cinq conventions en 2014. Nous ne prévoyons aucun problème majeur lié au renouvellement de ces conventions collectives.

### 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 notre programme de conformité à la réglementation et aux lois, lequel fait l'objet d'un examen périodique afin d'assurer son efficacité. 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 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 des relations de bon voisinage et de partenariat d'affaires dans les régions où nous exerçons nos activités afin d'établir des relations viables fondées sur une compréhension mutuelle qui se traduiront par des solutions que nous pourrions mettre en œuvre en collaboration avec nos voisins et les parties intéressées 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 de 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 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 <sup>1</sup>
Taux d'imposition	1	-

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 2013 s'est établi à 17 %. 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. Le montant de la franchise de 2014 en cas de catastrophe naturelle (séisme, inondation et vent) a été majoré pour 2014. Les garanties d'assurance de la Société ne seront peut-être pas offertes dans 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 :

<sup>1</sup> Une variation de 1 % du taux d'imposition appliqué au résultat avant impôt et taxes de l'exercice n'entraînerait pas d'incidence importante sur le résultat net. Compte tenu du résultat avant impôt et taxes de l'exercice, une variation du taux d'imposition d'environ 9 % aurait une incidence de 1 million de dollars sur le résultat net.

## 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 négociation de l'énergie.

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 opérations sur les produits énergétiques pour réaliser des produits 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 et sont présentés à leur montant net dans les comptes de résultat consolidés 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 la présentation de la situation financière 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 opérations sur les produits énergétiques 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 montant de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes et agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence. La juste valeur peut être établie au moyen du prix négocié pour cet instrument 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. Le secteur Opérations sur les produits énergétiques classe, dans le niveau II, 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 supérieure à celle normalement établie pour la négociation de ces contrats. 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 des opérations sur les produits énergétiques 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 des opérations sur les produits énergétiques sont déterminées au 31 décembre 2013 se traduit par un effet de +/- 105 millions de dollars (26 millions de dollars en 2012) 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. Les volumes 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 2013, les immobilisations corporelles représentaient 74 % de nos actifs, dont 99 % appartiennent au secteur Production. Chaque exercice, et en présence de signes de dépréciation, nous déterminons si la valeur comptable nette de l'immobilisation corporelle, ou de l'unité génératrice de trésorerie («UGT») à laquelle elle appartient, dépasse sa valeur recouvrable.

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 la vente ou à sa valeur d'utilité, selon le plus élevé des deux montants. 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, des coûts liés au démantèlement et des autres entrées ou sorties de trésorerie sur la durée d'utilité des centrales, 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 la centrale. 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 2013 et d'autres événements précis, nous avons comptabilisé une reprise pour dépréciation d'actifs nette avant impôts et taxes de 18 millions de dollars (imputation de 367 millions de dollars en 2012) à l'égard de certaines centrales. 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. La valeur comptable de ces coûts est évaluée chaque période, et les montants non recouvrables des frais incorporés dans le coût de 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 2013, la dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés s'est élevée à 585 millions de dollars (564 millions de dollars en 2012), dont 58 millions de dollars (41 millions de dollars en 2012) 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, 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. Se reporter à la note 25 des états financiers consolidés audités du présent rapport annuel pour plus de renseignements sur les modifications apportées aux UGT à l'égard des tests de dépréciation du goodwill.

Un goodwill a été constaté sur les acquisitions du parc éolien du Wyoming, de CHD, de Merchant Energy Group of the Americas, Inc. et de Vision Quest Windelectric Inc. Au 31 décembre 2013, la valeur comptable totale de ce goodwill s'élevait à 460 millions de dollars (447 millions de dollars en 2012). Selon la méthode de la mise en équivalence, le goodwill découlant de l'acquisition de CE Gen est compris dans l'établissement du montant de l'investissement dans CE Gen et fait l'objet d'un test de dépréciation dans le cadre de l'investissement net.

Nous avons examiné la valeur comptable du goodwill avant la fin de l'exercice et avons établi que la juste valeur des 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 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 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 118 millions de dollars (90 millions de dollars en 2012) ont été comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés au 31 décembre 2013. 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 459 millions de dollars (473 millions de dollars en 2012) ont été comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés au 31 décembre 2013. 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 futures et les coûts sous-jacents découlant des régimes de retraite 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 sur le 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.

En 2013, en raison des modifications apportées aux règles comptables des IFRS relativement aux régimes de retraite à prestations définies, le rendement attendu des actifs des régimes n'est plus une hypothèse utilisée pour évaluer le rendement des actifs des régimes. Le taux d'actualisation est maintenant utilisé pour déterminer le coût financier net sur le passif des régimes à prestations définies ou l'actif des régimes à prestations définies, selon le cas. Le coût financier est comptabilisé dans le résultat net. Malgré la modification aux conditions d'application, le rendement réel sur les actifs des régimes continue d'être une mesure importante et a une incidence sur l'évaluation du passif net des régimes à prestations définies aux états de la situation financière consolidés. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les actifs des régimes ont eu un rendement positif de 44 millions de dollars comparativement à 24 millions de dollars en 2012.

### 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 et si une estimation raisonnable de la juste valeur peut être établie. La juste valeur du passif est décrite comme le montant auquel celui-ci pourrait être réglé dans le cadre d'une transaction courante entre des parties consentantes. 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 2013, les provisions pour frais de démantèlement et de remise en état comptabilisées dans les états de la situation financière consolidés s'établissaient à 270 millions de dollars (262 millions de dollars en 2012). 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 2013 et 2072, principalement entre 2020 et 2050.

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	2
Provision pour frais de démantèlement et de remise en état non actualisée	10	1

### 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 comptables de l'exercice

### Adoption de nouvelles normes IFRS ou de normes IFRS modifiées

Le 1<sup>er</sup> janvier 2013, nous avons adopté les nouvelles normes comptables suivantes qui ont été publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB») :

#### IFRS 10, États financiers consolidés

L'IFRS 10 remplace les sections de l'International Accounting Standard («IAS») 27, *États financiers individuels*, qui abordent les états financiers consolidés, et l'interprétation 12, *Consolidation – Entités ad hoc*, de la Standing Interpretations Committee («SIC»). L'IFRS 10 définit le principe de contrôle, établit le contrôle comme étant la base pour déterminer si les entités doivent être consolidées et fournit des lignes directrices sur la manière d'appliquer le principe de contrôle afin de déterminer si un investisseur contrôle une entreprise détenue. Selon l'IFRS 10, un investisseur exerce un contrôle sur une entité lorsque toutes les conditions suivantes sont réunies : i) il exerce un pouvoir sur l'entité émettrice, ii) il est exposé ou a droit aux rendements variables découlant de l'entité et iii) il a la capacité d'influer sur les rendements qu'il obtient.

Nous avons appliqué rétrospectivement l'IFRS 10 en réévaluant si, le 1<sup>er</sup> janvier 2013, nous détenions le contrôle de toutes nos entités consolidées auparavant. Par suite de l'adoption de l'IFRS 10, aucun changement n'est survenu dans les entités contrôlées et consolidées.

**IFRS 11, Partenariats**

L'IFRS 11 remplace l'IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, et la SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs*. L'IFRS 11 présente une approche fondée sur les principes aux fins de la comptabilisation des partenariats selon laquelle l'entité doit comptabiliser ses droits et obligations contractuels découlant de sa participation à des partenariats. Un partenariat est une entreprise sur laquelle deux parties ou plus exercent un contrôle conjoint. En vertu de l'IFRS 11, les partenariats sont classés soit comme une entreprise commune, soit comme une coentreprise, tandis que, selon l'IAS 31, ils étaient classés comme un actif contrôlé conjointement, une activité contrôlée conjointement ou une entité contrôlée conjointement. Selon l'IFRS 11, il faut utiliser la méthode de la mise en équivalence pour la comptabilisation des participations dans les coentreprises, alors que l'IAS 31 permettait de choisir entre la méthode de la mise en équivalence et la méthode de la consolidation proportionnelle pour la comptabilisation des entités contrôlées conjointement. Dans le cas des entreprises communes, selon l'IFRS 11, chaque partie comptabilise la quote-part de ses actifs, passifs, produits et charges du partenariat, ce qui entraîne généralement l'utilisation de la méthode de la consolidation proportionnelle.

Nous avons appliqué l'IFRS 11 rétrospectivement en réévaluant les types de partenariats et avons comptabilisé chaque partenariat au 1<sup>er</sup> janvier 2013. Cette application n'a pas eu d'incidence importante.

**IFRS 12, Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités**

L'IFRS 12 vise à accroître les informations à fournir à l'égard des intérêts que détient une entité dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et des entités structurées consolidées et non consolidées (entités *ad hoc*). L'IFRS 12 vise à ce que l'entité fournisse des informations qui aideront les utilisateurs des états financiers à évaluer la nature de leurs intérêts dans d'autres entités et les risques qui y sont associés ainsi que l'incidence de ces intérêts sur ses états financiers. Les informations à fournir par suite de l'adoption de l'IFRS 12 figurent aux notes 14, 18 et 29 de nos états financiers consolidés audités du présent rapport annuel.

**IFRS 13, Évaluation de la juste valeur**

L'IFRS 13 établit des lignes directrices uniques pour toutes les évaluations de la juste valeur exigées par d'autres normes IFRS, clarifie la définition de la juste valeur et accroît les informations à fournir sur les évaluations de la juste valeur. L'IFRS 13 s'applique lorsque d'autres IFRS imposent ou permettent des évaluations de la juste valeur ou la communication d'informations à leur sujet. L'IFRS 13 précise comment une entité doit évaluer la juste valeur et présenter de l'information à cet égard. Elle ne précise pas quand une entité doit évaluer un actif, un passif ou ses propres instruments de capitaux propres à la juste valeur. L'adoption prospective de l'IFRS 13 le 1<sup>er</sup> janvier 2013 n'a eu aucune incidence financière importante sur la situation financière consolidée ou les résultats d'exploitation consolidés; toutefois, certaines informations additionnelles ou plus détaillées doivent être fournies et figurent à la note 19 de nos états financiers consolidés audités du présent rapport annuel.

**IAS 1, Présentation des états financiers**

Les modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, publiées en juin 2011, visaient à améliorer l'uniformité et la clarté de la présentation des postes du résultat global en exigeant que les éléments présentés dans les autres éléments du résultat global soient regroupés en fonction de leur reclassement ou non en résultat net. Les états du résultat global consolidés ont été remaniés afin de répondre aux exigences en matière de regroupement.

**IAS 19, Avantages du personnel**

Les modifications apportées à l'IAS 19, *Avantages du personnel*, visent à améliorer la comptabilisation et la présentation des régimes à prestations définies, et la communication d'informations à leur sujet. Selon les modifications, les variations des obligations au titre des prestations définies et de la juste valeur des actifs des régimes doivent être comptabilisées lorsqu'elles surviennent, éliminant ainsi la «méthode du corridor» auparavant permise. Tous les écarts actuariels doivent être comptabilisés immédiatement dans les autres éléments du résultat global, et le montant net du passif ou de l'actif au titre du régime de retraite doit être comptabilisé dans le montant total du déficit ou de l'excédent. Les autres modifications se rapportent à la présentation, en trois composantes, des variations des obligations au titre des prestations définies et des actifs des régimes : le coût des services et le coût financier net sont comptabilisés dans le résultat net, et la réévaluation est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global. La notion du coût financier net aux termes des modifications élimine celle du rendement attendu des actifs des régimes auparavant comptabilisé en résultat net.

Nous calculons le coût financier net de nos régimes à prestations définies en appliquant le taux d'actualisation au début de la période au passif net des régimes à prestations définies au début de la période. Le rendement attendu des actifs des régimes n'est plus calculé et n'est plus comptabilisé dans la charge au titre des régimes de retraite. L'élimination de la méthode du corridor n'a pas eu d'incidence étant donné que, depuis l'adoption des IFRS, nous avons comptabilisé les écarts actuariels dans les autres éléments du résultat global dans la période au cours de laquelle ils sont survenus.

Au moment de l'adoption, nous avons appliqué les modifications rétrospectivement. L'incidence de cette adoption, au 31 décembre 2012 et au 1<sup>er</sup> janvier 2012, consiste en une hausse de la charge cumulative au titre des régimes de retraite avant impôts et taxes des périodes précédentes de respectivement 17 millions de dollars et 11 millions de dollars (de respectivement 12 millions de dollars et 8 millions de dollars après impôts et taxes), entraînée par l'application des exigences liées au coût financier net.



Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté de 4 millions de dollars (7 millions de dollars en 2011) en raison de la hausse de la charge au titre des régimes de retraite et les pertes actuarielles nettes après impôts et taxes sur les régimes à prestations définies présentées dans les autres éléments du résultat global ont diminué de 3 millions de dollars (5 millions de dollars en 2011).

#### **Interprétation 20, Frais de découverte engagés pendant la phase d'exploitation d'une mine à ciel ouvert («IFRIC 20»)**

L'IFRIC 20 précise les exigences liées à la comptabilisation des frais de découverte engagés pendant la phase d'exploitation d'une mine à ciel ouvert. Les frais de découverte sont les frais rattachés à l'enlèvement des stériles d'une mine à ciel ouvert pour avoir accès aux gisements de minerai. L'interprétation indique à quel moment l'opération de découverte devrait mener à la comptabilisation d'un actif et comment cet actif devrait être évalué initialement et dans les périodes subséquentes.

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

Comme l'exige la disposition transitoire de l'IFRIC 20, nous avons appliqué l'interprétation aux frais de découverte engagés dans le cadre de l'exploitation à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2011, soit la première période de présentation qui sera présentée dans nos états financiers annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2013, ce qui entraînera des ajustements au titre des résultats de 2012. L'incidence de cette application sur les états de la situation financière consolidés au 31 décembre 2012 a été la comptabilisation de frais de 9 millions de dollars au titre d'un actif lié aux activités de découverte et l'augmentation de 2 millions de dollars des stocks de charbon, qui ont été classés à titre de stocks, ainsi que l'accroissement de 3 millions de dollars des passifs d'impôt différé et la diminution de 8 millions de dollars du déficit non distribué. L'incidence de cette application sur les états de la situation financière consolidés au 1<sup>er</sup> janvier 2012 a été la comptabilisation de frais de 9 millions de dollars au titre d'un actif lié aux activités de découverte et la diminution de 2 millions de dollars des stocks de charbon, qui ont été classés à titre de stocks, ainsi que l'accroissement de 2 millions de dollars des passifs d'impôt différé et l'augmentation de 5 millions de dollars des résultats non distribués.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la modification de la méthode comptable a eu comme incidence une réduction de 4 millions de dollars (7 millions de dollars en 2011) au titre du combustible et des achats d'électricité dans les comptes de résultat consolidés.

Le RPA de base et dilué attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour 2012 a baissé de 0,01 \$ (néant en 2011) en raison de l'incidence de l'IAS 19 et de l'IFRIC 20.

#### **IFRS 7, Instruments financiers : Informations à fournir**

Les modifications apportées à l'IFRS 7 comprennent la présentation d'informations sur tous les instruments financiers comptabilisés qui sont compensés selon l'IAS 32. Les modifications exigent également la présentation d'informations sur les instruments financiers comptabilisés faisant l'objet d'accords de compensation globale exécutoires et d'autres accords semblables même s'ils ne sont pas compensés selon l'IAS 32. Les informations à fournir qui en découlent figurent à la note 20 de nos états financiers consolidés audités dans notre rapport annuel.

#### **Améliorations annuelles de 2009 à 2011**

En mai 2012, l'IASB a publié un recueil de modifications non urgentes mais nécessaires qui ont été apportées à plusieurs IFRS dans le cadre de son processus d'améliorations annuelles. Nous avons appliqué les modifications, le cas échéant, le 1<sup>er</sup> janvier 2013. Les modifications, qui sont généralement de nature technique et de portée étroite, n'ont eu aucune incidence importante sur la situation financière consolidée ou les résultats des activités d'exploitation consolidés de la Société.



## Modifications comptables futures

Les nouvelles normes comptables ou les normes comptables modifiées applicables qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et qui n'ont pas encore été appliquées, sont les suivantes :

### **IFRS 9, Instruments financiers**

En novembre 2009, l'IASB a publié l'IFRS 9, *Instruments financiers*, qui remplaçait les exigences en matière de classement et d'évaluation de l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, pour les 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.

En octobre 2010, l'IASB a publié des ajouts à l'IFRS 9 concernant les passifs financiers. Les modifications portent sur le problème de la volatilité du résultat net découlant du choix posé par un émetteur d'évaluer un passif à la juste valeur et exigent 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.

En novembre 2013, l'IASB a publié des modifications à l'IFRS 9 introduisant un nouveau modèle général de comptabilité de couverture, qui vise à être plus simple et à mettre davantage l'accent sur la façon dont une entité gère ses risques. D'autres modifications apportées à l'IFRS 9 permettent à une entité publiante de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations de son propre risque de crédit liées aux passifs désignés à la juste valeur par le biais du résultat net.

L'IASB a par ailleurs annulé la date d'entrée en vigueur obligatoire de l'IFRS 9, qui était fixée au 1<sup>er</sup> janvier 2015. Il choisira une nouvelle date d'entrée en vigueur lorsque le projet lié à l'IFRS 9 touchera à sa fin. Les entités peuvent toujours adopter de façon anticipée les dispositions finales et publiées de l'IFRS 9.

À notre avis, ces normes ne devraient pas entraîner de changements importants; toutefois, nous continuons notre évaluation de l'incidence de l'adoption de ces modifications sur les états financiers consolidés.

### **IAS 36, Dépréciation d'actifs (Informations à fournir sur la valeur recouvrable)**

En mai 2013, l'IASB a publié des modifications aux exigences en matière d'obligations d'information de l'IAS 36, *Dépréciation d'actifs*. Ces modifications précisent que la valeur recouvrable d'un actif ou d'une unité génératrice de trésorerie doit être indiquée seulement pour les périodes au cours desquelles une perte ou une reprise de valeur a été comptabilisée. Des informations supplémentaires relatives au niveau de la hiérarchie des justes valeurs de l'IFRS 13 et aux techniques d'évaluation et hypothèses clés sont exigées, dans certaines circonstances, lorsqu'une perte ou une reprise de valeur est comptabilisée et que le montant recouvrable est basé sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie. Les modifications apportées aux obligations d'information doivent être appliquées rétrospectivement pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014.

### **IAS 32, Compensation des actifs financiers et des passifs financiers**

En décembre 2011, l'IASB a publié les modifications apportées à l'IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*. Les modifications visent à clarifier certains aspects des directives existantes sur la compensation des actifs financiers et des passifs financiers en raison de la diversité d'application des exigences liées à la compensation et entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de l'IAS 32 sur les états financiers consolidés.

## Principales informations trimestrielles

	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013
Produits des activités ordinaires	540	542	623	587
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 par action aux fins de comparaison	0,12	0,03	0,15	0,00

	T1 2012	T2 2012	T3 2012	T4 2012
Produits des activités ordinaires	644	398	522	646
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	88	(798)	56	39
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,39	(3,52)	0,24	0,15
Résultat par action aux fins de comparaison	0,20	(0,10)	0,18	0,22

Le résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le RPA 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 RPA pour les quatre trimestres représentant l'année civile peut parfois différer du RPA annuel.

## Contrôles et procédures

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 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 2013, 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.