



Rapport de gestion de TransAlta

31 décembre 2012

Tableau récapitulatif des centrales

Au 8 février 2013	Installation	Capacité (MW) ¹	Propriété (%)	Capacité détenue nette (MW) ¹	Combustible	Source de produits	Date d'expiration du contrat
Ouest du Canada 39 installations	Sundance, AB ^{2,3}	2 141	100 %	2 141	Charbon	CAÉ de l'Alberta/Actifs marchands ⁴	2020
	Keephills, AB ⁵	792	100 %	792	Charbon	CAÉ de l'Alberta/Actifs marchands ⁵	2020
	Genesee 3, AB	466	50 %	233	Charbon	Actifs marchands	-
	Keephills 3, AB	450	50 %	225	Charbon	Actifs marchands	-
	Sheerness, AB	780	25 %	195	Charbon	CAÉ de Alberta	2020
	Poplar Creek, AB	356	100 %	356	Gaz	CLT/Actifs marchands	2024
	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
	Bearspaw, AB	17	100 %	17	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020
	Pocaterra, AB	15	100 %	15	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2013
	Horseshoe, AB	14	100 %	14	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020
	Barrier, AB	13	100 %	13	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020
	Taylor Hydro, AB	13	100 %	13	Hydroélectricité	Actifs marchands	-
	Interlakes, AB	5	100 %	5	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020
	Belly River, AB	3	100 %	3	Hydroélectricité	Actifs marchands	-
	Three Sisters, AB	3	100 %	3	Hydroélectricité	CAÉ de l'Alberta	2020
	Waterton, AB	3	100 %	3	Hydroélectricité	Actifs marchands	-
	St. Mary, AB	2	100 %	2	Hydroélectricité	Actifs marchands	-
	Upper Mamquam, C.-B.	25	100 %	25	Hydroélectricité	CLT	2025
	Pingston, C.-B.	45	50 %	23	Hydroélectricité	CLT	2023
	Bone Creek, C.-B.	19	100 %	19	Hydroélectricité	CLT	2031
	Akolkolex, C.-B.	10	100 %	10	Hydroélectricité	CLT	2015
	Summerview 1, AB	70	100 %	70	Énergie éolienne	Actifs marchands	-
	Summerview 2, AB	66	100 %	66	Énergie éolienne	Actifs marchands	-
	Ardenville, AB	69	100 %	69	Énergie éolienne	Actifs marchands	-
	Blue Trail, AB	66	100 %	66	Énergie éolienne	Actifs marchands	-
	Castle River, AB ⁶	44	100 %	44	Énergie éolienne	Actifs marchands	-
	McBride Lake, AB	75	50 %	38	Énergie éolienne	CLT	2023
	Soderglen, AB	71	50 %	35	Énergie éolienne	Actifs marchands	-
	Cowley Ridge, AB	21	100 %	21	Énergie éolienne	Actifs marchands	-
	Cowley North, AB	20	100 %	20	Énergie éolienne	Actifs marchands	-
	Sinnot, AB	7	100 %	7	Énergie éolienne	Actifs marchands	-
	MacLeod Flats, AB	3	100 %	3	Énergie éolienne	Actifs marchands	-
Total Ouest du Canada		6 536		5 315			
Est du Canada 14 installations	Sarnia, ON	506	100 %	506	Gaz	CLT	2022-2025
	Mississauga, ON	108	50 %	54	Gaz	CLT	2017
	Ottawa, ON	68	50 %	34	Gaz	CLT	2012
	Windsor, ON	68	50 %	34	Gaz	CLT/Actifs marchands	2016
	Ragged Chute, ON	7	100 %	7	Hydroélectricité	Actifs marchands	-
	Misema, ON	3	100 %	3	Hydroélectricité	CLT	2027
	Galetta, ON	2	100 %	2	Hydroélectricité	CLT	2031
	Appleton, ON	1	100 %	1	Hydroélectricité	CLT	2031
	Moose Rapids, ON	1	100 %	1	Hydroélectricité	CLT	2031
	Melancthon, ON	200	100 %	200	Énergie éolienne	CLT	2026-2028
	Wolfe Island, ON	198	100 %	198	Énergie éolienne	CLT	2029
	Kent Hills, N.-B.	150	83 %	125	Énergie éolienne	CLT	2033-2035
	Le Nordais, QC.	99	100 %	99	Énergie éolienne	CLT	2033
	New Richmond, QC ⁷	68	100 %	68	Énergie éolienne	CAÉ du Québec	2032
Total Est du Canada		1 479		1 332			
États-Unis 17 installations	Centralia Thermal, WA	1 340	100 %	1 340	Charbon	Actifs marchands	-
	Centralia Gas, WA	248	100 %	248	Gaz	Actifs marchands	-
	Power Resources, TX	212	50 %	106	Gaz	Actifs marchands	-
	Saranac, NY	240	37,5 %	90	Gaz	Actifs marchands	-
	Yuma, AZ	50	50 %	25	Gaz	CLT	2024
	Imperial Valley, CA ⁸	327	50 %	164	Géothermique	CLT	2016-2029
	Wailuku, HI	10	50 %	5	Hydroélectricité	CLT	2023
	Skookumchuck, WA	1	100 %	1	Hydroélectricité	CLT	2020
Total États-Unis		2 428		1 979			
Australie 5 installations	Parkeston, WA	110	50 %	55	Gaz	CLT	2016
	Southern Cross, WA ⁹	245	100 %	245	Gaz/Diesel	CLT	2013
	Centrale de Solomon ¹⁰	125	100 %	125	Gaz/Diesel	CLT	2028
Total Australie		480		425			
Total		10 923		9 051			

1 Les mégawatts sont arrondis au nombre entier le plus près.

2 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.

3 Comprend l'unité A de la centrale de Sundance qui devrait être remise en service à l'automne 2013 (560 MW).

4 La capacité marchande renvoie à un accroissement de la capacité nominale à l'unité 4 (53 MW), l'unité 5 (53 MW) et l'unité 6 (44 MW).

5 Les tests sur l'accroissement de la capacité nominale aux unités 1 et 2 de la centrale de Keephills

ont été effectués, et il a été déterminé que la capacité réelle était moins élevée que ce qui avait été prévu initialement. Par conséquent, nous avons ajusté l'accroissement à 13 MW afin que la capacité maximale de ces unités atteigne 396 MW (chacune).

6 Comprend sept turbines individuelles à d'autres emplacements.

7 Installations actuellement en voie d'aménagement.

8 Comprend dix installations.

9 Comprend quatre installations.

10 Cette installation a été acquise en septembre 2012 et a été en cours de construction le reste de 2012. La centrale devrait être mise en service au premier trimestre de 2013.

table des matières

Faits saillants	8	Régime d'actionnariat des employés	37
Sommaire des résultats	9	Avantages du personnel	37
Contexte d'affaires	9	Tableaux des flux de trésorerie	38
Stratégie	12	Situation de trésorerie et sources de financement	39
Capacité de produire des résultats	13	Entités structurées non consolidées ou arrangements	40
Mesures du rendement	14	Changements climatiques et environnement	40
Résultats opérationnels	17	Énoncés prospectifs	43
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	17	Perspectives pour 2013	44
Événements importants	19	Gestion du risque	48
Analyse des résultats sectoriels	24	Méthodes et estimations comptables critiques	56
Charge d'intérêt nette	32	Modifications comptables futures	61
Participations ne donnant pas le contrôle	32	Mesures conformes aux IFRS additionnelles	63
Impôts sur le résultat	32	Mesures non conformes aux IFRS	63
Situation financière	34	Principales informations trimestrielles	68
Instruments financiers	34	Contrôles et procédures	68

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés audités de 2012 et notre notice annuelle de 2013. 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 26 février 2013. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation («TransAlta», «nous», «notre» ou «nos», ou la «société»), y compris la notice annuelle, sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov, et sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com.

Faits saillants

Résultats du secteur Production

- La disponibilité, ajustée en fonction de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia pour l'ensemble de nos centrales, a augmenté de près de 2 % par rapport aux niveaux de 2011 pour s'établir à 90,0 % malgré la hausse importante des activités d'entretien planifié d'envergure en 2012.
- Les marges brutes aux fins de comparaison dans l'ouest du Canada ont augmenté de 77 millions de dollars pour s'établir à 855 millions de dollars, en grande partie grâce à l'incidence de la diminution des pénalités en vertu des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») visant les centrales alimentées au charbon en Alberta en raison de la baisse des prix en Alberta et de l'accroissement des marges des centrales hydroélectriques.
- Les marges brutes aux fins de comparaison dans l'est du Canada ont augmenté de 11 millions de dollars pour s'établir à 342 millions de dollars en raison surtout de la diminution des coûts des intrants du gaz faisant l'objet de contrats.
- Les marges brutes aux fins de comparaison pour notre région géographique International ont diminué de 43 millions de dollars pour s'établir à 300 millions de dollars sous l'effet de la baisse des prix des activités marchandes, y compris des marges sur les achats d'électricité.
- Les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration aux fins de comparaison ont diminué de 32 millions de dollars pour s'établir à 381 millions de dollars du fait des efforts continus pour réduire les coûts et de l'attention continue portée à la productivité.

Résultats du secteur Opérations sur les produits énergétiques

- Les marges brutes ont diminué de 134 millions de dollars pour s'établir à 3 millions de dollars, du fait des attentes défavorables du marché quant au prix de l'électricité et du gaz relativement à nos positions de négociation détenues.
- Les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration ont diminué de 15 millions de dollars pour s'établir à 28 millions de dollars sous l'effet de la baisse des charges de rémunération par suite de la diminution du résultat.

Faits saillants financiers

- Le résultat aux fins de comparaison s'est établi à 118 millions de dollars (0,50 \$ par action), en baisse par rapport à 230 millions de dollars (1,04 \$ par action) en 2011. La baisse du résultat aux fins de comparaison est surtout imputable à la diminution des marges brutes dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques. La perte nette présentée attribuable aux porteurs d'actions ordinaires s'est établie à 614 millions de dollars (2,61 \$ par action), en baisse par rapport au résultat net de 290 millions de dollars (1,31 \$ par action) en 2011, et comprenait les montants non comparables, déduction faite des impôts et taxes, suivants :
 - Dépréciation de 226 millions de dollars (347 millions de dollars avant impôts et taxes) à la centrale thermique de Centralia et sortie de 169 millions de dollars au titre des actifs d'impôt différé connexes du fait de la signature d'un contrat d'électricité à long terme qui mettra fin aux activités de la centrale en 2025.
 - Dépréciation de 31 millions de dollars (41 millions de dollars avant impôts et taxes) ayant fait l'objet d'une reprise par suite des années additionnelles qui devraient être réalisées aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance en raison des modifications aux règlements fédéraux canadiens. Pénalités, montant net, de 189 millions de dollars découlant de la conclusion du groupe d'arbitrage selon laquelle les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance n'étaient pas économiquement détruites, mais répondaient plutôt aux critères permettant d'invoquer un cas de force majeure jusqu'à ce qu'elles soient remises en service.
 - Dépréciation de 13 millions de dollars (18 millions de dollars avant impôts et taxes) liée aux actifs au sein des centrales d'énergies renouvelables.
 - Comptabilisation de la reprise d'une perte de 47 millions de dollars liée aux couvertures dont la désignation a été annulée, principalement à la centrale thermique de Centralia.
 - Profit à la vente d'une garantie à MF Global Inc. de 11 millions de dollars.
 - Recouvrement d'impôts sur le résultat de 9 millions de dollars.
 - Coûts de restructuration de 10 millions de dollars.
- Diminution du bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison de 31 millions de dollars en regard de 2011, pour un total de 1 014 millions de dollars.
- Les fonds provenant des activités opérationnelles ont diminué de 33 millions de dollars en regard de 2011, pour s'établir à 776 millions de dollars.
- Nous avons maintenu des notes de première qualité pour soutenir notre accès à des sources multiples de capital.

Progrès réalisés au titre des projets de croissance au moyen d'acquisitions et de partenariats stratégiques

- Nous avons conclu l'acquisition de la centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de Solomon de 125 mégawatts («MW») située en Australie-Occidentale contre une contrepartie de 318 millions de dollars. La centrale est entièrement visée par un CAÉ et devrait produire des flux de trésorerie d'environ 40 millions de dollars par année avant financement. Elle devrait être mise en service au cours du premier semestre de 2013.
- Nous avons créé un nouveau partenariat stratégique avec MidAmerican Energy Holdings Company («MidAmerican») dans le cadre duquel les deux sociétés travailleront ensemble à concevoir, à construire et à exploiter au Canada de nouvelles centrales alimentées au gaz naturel.
- Nous poursuivons la construction de notre parc éolien de 68 MW de New Richmond situé dans la péninsule de Gaspé, qui devrait être mis en service au premier trimestre de 2013.

Sommaire des résultats

Le tableau suivant présente les principaux résultats financiers et données opérationnelles statistiques :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Disponibilité (%) ¹	88,4	85,4	88,9
Disponibilité ajustée (%) ^{1, 2}	90,0	88,2	88,9
Production (GWh) ¹	38 750	41 012	48 614
Produits des activités ordinaires	2 262	2 663	2 673
Marge brute ³	1 453	1 716	1 488
Produits opérationnels (pertes opérationnelles) ³	42	645	459
Produits opérationnels aux fins de comparaison ⁴	470	553	452
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(614)	290	255
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(2,61)	1,31	1,16
Résultat par action aux fins de comparaison ⁴	0,50	1,04	0,97
BALIA aux fins de comparaison ⁴	1 014	1 045	963
Fonds provenant des activités opérationnelles ⁴	776	809	805
Fonds provenant des activités opérationnelles par action ⁴	3,30	3,64	3,68
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	520	690	852
Flux de trésorerie disponibles ⁴	85	185	172
Dividendes versés par action ordinaire	1,16	1,16	1,16
Aux 31 décembre	2012	2011	
Total de l'actif	9 451	9 729	
Total des passifs non courants	4 726	4 911	

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. En 2012, nous avons terminé des travaux visant à accroître la capacité nominale aux unités 1 et 2 de la centrale de Keepphills et à l'unité 3 de la centrale de Sundance, qui, selon nos estimations, devraient ajouter 41 MW supplémentaires d'électricité à notre portefeuille de production, et porter notre capacité de production totale à 8 200 MW. Voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements. Même si l'accroissement de la capacité nominale est achevé à l'unité 3 de la centrale de Sundance, l'augmentation de la capacité en découlant ne se concrétisera pas tant que le stator de la génératrice ne sera pas remplacé.

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-après.

Demande

La demande en électricité 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.

¹ La disponibilité et la production comprennent tous les actifs de production (activités de production, contrats de location-financement et placements dans des titres de participation).

² Ajustés pour tenir compte de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia.

³ Ces éléments sont des mesures conformes aux IFRS additionnelles. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments.

⁴ Ces éléments aux fins de comparaison 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.

L'Alberta a enregistré une hausse de la demande d'environ 3 % en moyenne par année au cours des trois derniers exercices. En particulier, le quatrième trimestre de 2012 a affiché un taux élevé de croissance de 4 % en moyenne. 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 entraîneront une nouvelle demande pour les exercices à venir. Dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, la demande est demeurée stable en 2012.

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 2012, les marges de réserve ont augmenté en Ontario et sont demeurées relativement stables en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique.

La croissance de la production d'énergie renouvelable a été solide dans toutes les régions, entraînée à divers degrés par les politiques gouvernementales. La région du nord-ouest du Pacifique a vu croître de façon importante le nombre de nouveaux parcs éoliens au cours des dernières années, et l'Ontario a aussi entrepris d'accroître sa capacité éolienne et solaire dans le cadre de son programme de tarification incitative. La production éolienne augmente également rapidement en Alberta, puisqu'un plus de 200 MW de nouvelle capacité éolienne a été mise en service en 2012, ce qui représente une hausse de 26 % de la capacité par rapport à celle de l'exercice précédent.

Transport

Le transport désigne le réseau de livraison de gros de l'électricité et de l'énergie entre une unité de production et la clientèle de gros et de détail. Les lignes de transport d'électricité assurent l'acheminement physique de l'électricité de la centrale aux clients. Les réseaux de transport ont une capacité de réserve pour faire face à certaines fluctuations «en temps réel» de l'offre et de la demande d'énergie attribuables au fait que les centrales ou les charges augmentent ou diminuent leur production ou leur consommation.

La capacité de transport désigne la capacité des lignes de transport de transporter de manière sécuritaire et fiable cet approvisionnement d'électricité dans des quantités qui permettent d'apparier l'offre de production et la demande, et de répondre à des situations imprévues. La plupart des entreprises de transport d'Amérique du Nord sont toujours réglementées.

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 soient mises à niveau ou accrues.

En 2009, le gouvernement de l'Alberta a déclaré que plusieurs grands projets de transport étaient d'une importance capitale, y compris des lignes de transport entre les régions d'Edmonton et de Calgary ainsi qu'entre Edmonton et le nord-est de l'Alberta. Vers la fin de 2011, le gouvernement de l'Alberta a entrepris un examen des principaux projets de transport. Les résultats de cet examen effectué par un groupe d'experts indépendant ont été publiés au début de 2012, et le groupe recommande que l'on procède dès que possible à la mise en valeur de deux lignes de transport direct à haute tension entre Edmonton et Calgary. En réponse aux recommandations du groupe d'experts, le gouvernement provincial a déposé le projet de loi 8 à l'assemblée législative de l'Alberta. Le projet de loi 8 supprime le concept d'infrastructures de transport essentielles de la loi intitulée *Electric Utilities Act*. Les projets existants désignés comme des infrastructures de transport essentielles conserveront cette désignation. Tous les nouveaux projets de transport seront soumis à un examen des besoins par l'Alberta Utilities Commission («AUC»). Les projets désignés comme des infrastructures de transport essentielles entre Edmonton et le nord-est de l'Alberta seront soumis à un processus d'approvisionnement concurrentiel comme il est établi dans la loi intitulée *Electric Statutes Amendment Act, 2009*. Le processus d'approvisionnement concurrentiel a été conçu par l'Alberta Electric System Operator («AESO») et fait actuellement l'objet d'une évaluation par l'AUC. L'AESO a publié une note d'information sur le projet pour la première de deux lignes de transport à courant alternatif de 500 kilovolts qui sera soumis au processus d'approvisionnement concurrentiel.

Le 15 novembre 2012, l'AUC a publié sa décision approuvant la ligne de transport pour l'est de l'Alberta entre les régions d'Edmonton et de Calgary. La décision de l'AUC d'approuver une deuxième ligne de transport direct à haute tension entre les régions d'Edmonton et de Calgary, la ligne de transport de l'ouest de l'Alberta, a été rendue le 6 décembre 2012 même si certains changements devront être apportés au tracé privilégié et à l'utilisation des structures de monopole sur une tranche de 12 kilomètres de la ligne de transport.

Le réseau de transport existant est engorgé et vieillissant, ce qui se traduit par des pertes d'énergie excessives et des contraintes sur nos activités de production étant donné que les flux d'électricité prévus dépassent les limites actuelles du réseau. Le renforcement du réseau de transport, par suite des deux nouvelles lignes de transport, réduira ces contraintes et ces pertes et permettra de produire davantage.

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 aux coûts accrus découlant de la législation environnementale en Alberta est atténuée au moyen de dispositions en matière de modifications des lois dans nos CAÉ. 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 promu. La législation dans d'autres territoires en est à diverses étapes de maturité et de perfectionnement.

Bien que TransAlta ait abandonné son projet de captage et de stockage de carbone Pioneer («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, laquelle sera utilisée dans l'évaluation d'autres stratégies de contrôle du carbone. Nous diffusons également activement les connaissances acquises dans le cadre de Pioneer à tous ceux qui pourraient en tirer parti.

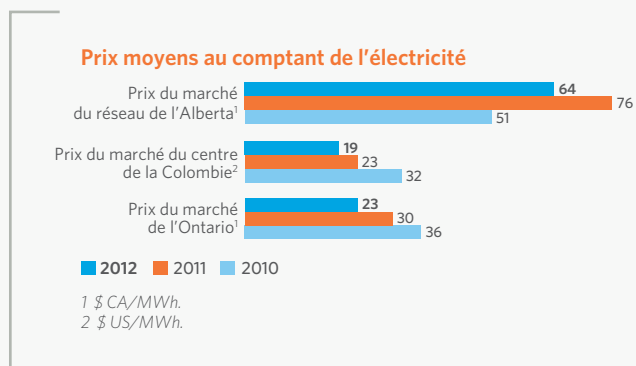
Environnement économique

L'environnement économique a donné des signes de faiblesse au cours de 2012 et 2013, et nous prévoyons une croissance lente à modérée en Alberta et en Australie et une baisse de la croissance sur 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

Pendant l'exercice, 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, à un prix moyen en 2012 variant entre 60 \$ et 65 \$ le mégawattheure («MWh») en Alberta, et entre 50 \$ US et 55 \$ 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 centrales éoliennes, hydroélectriques et thermiques sont exposées à ces prix. Une variation de ces prix aura une incidence sur notre rentabilité, sur la répartition économique et sur 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.

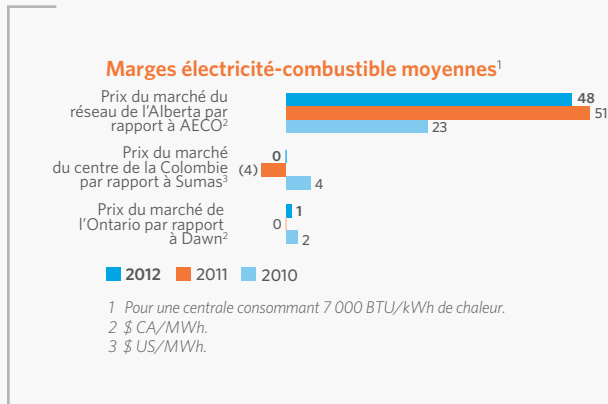
Les prix au comptant de l'électricité dans nos marchés sont dictés par la demande de la clientèle, l'offre de production, les prix du gaz naturel et les autres facteurs du contexte d'affaires analysés plus haut. Nous surveillons ces tendances dans les prix et, chaque fois que c'est possible, nous planifions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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les prix moyens au comptant des trois marchés ont baissé par rapport à la période correspondante de 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.

En 2013, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus bas qu'en 2012 en raison d'un nombre moins élevé de révisions générales prévues et d'une augmentation de la capacité découlant d'installations de production additionnelles mises en service, contrebalancées en partie par la croissance de la charge. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons des prix légèrement plus élevés qu'en 2012; cependant, l'ensemble des prix demeurera faible en raison des bas prix du gaz naturel et d'un ralentissement de la croissance de la charge.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, les prix moyens au comptant ont augmenté en Alberta par rapport à 2010 en raison de la croissance de la charge comparativement à l'exercice précédent et du resserrement de l'offre dans le marché. Dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, les prix moyens au comptant ont baissé par rapport à la période correspondante de 2010 en raison du recul des prix du gaz naturel et de la hausse des coûts de production hydroélectrique dans les deux régions.

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 touchent nos secteurs Production et Opérations sur les produits énergétiques.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les marges électricité-combustible moyennes en Alberta ont diminué par rapport à la période correspondante 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.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, les marges électricité-combustible moyennes ont grimpé en Alberta par rapport à 2010 sous l'effet de l'augmentation des prix de l'électricité. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les marges électricité-combustible moyennes ont diminué en raison du volume de production d'hydroélectricité élevé qui a entraîné une baisse des prix de l'électricité plus importante que celle des prix du gaz naturel par rapport à 2010. En Ontario, les marges électricité-combustible se sont effritées, les prix de l'électricité ayant diminué davantage que les prix du gaz naturel comparativement à 2010.

Stratégie

Nos objectifs sont d'offrir de la valeur aux actionnaires en leur assurant un rendement solide et une croissance vigoureuse du résultat par action aux fins de comparaison («RPA») et des fonds provenant des activités opérationnelles, tout en nous efforçant d'atteindre un profil de risque de faible à modéré, une affectation des capitaux équilibrée et notre vigueur financière. Nous parvenons à augmenter le RPA aux fins de comparaison et les fonds provenant des activités opérationnelles en optimisant et en diversifiant nos actifs existants et en assurant l'expansion de notre portefeuille global et de nos activités dans les régions de l'ouest du Canada, aux États-Unis et en Australie. Nous nous concentrons sur ces régions, parce que notre expertise, notre position et notre accès à de nombreuses ressources énergétiques comme le charbon, l'énergie éolienne, l'énergie géothermique, l'énergie hydroélectrique et le gaz naturel 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-après.

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 2012, la demande a continué à croître dans notre marché en Alberta. Cependant, la demande dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario est demeurée 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 devrait être atténuée, puisqu'environ 85 % de la capacité prévue en 2013 et environ 78 % de celle prévue en 2014 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 de conclusion de contrats contribue à la protection de nos flux de trésorerie et de notre solide situation financière tout au long des cycles économiques.

Stratégie opérationnelle

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 2013 est d'accroître la productivité et d'atteindre un taux de disponibilité global de 89 % à 90 %. Au cours des trois derniers exercices, notre disponibilité ajustée moyenne a été de 89,0 %, ce qui est conforme à notre objectif.

Stratégie de croissance

En 2012, nous avons achevé les travaux visant une hausse de la capacité nominale, lesquels devraient ajouter 26 MW supplémentaires aux unités 1 et 2 de la centrale de Keephills et 15 MW à l'unité 3 de la centrale de Sundance. Voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion. Même si l'accroissement de la capacité nominale est achevé à l'unité 3 de la centrale de Sundance, l'augmentation de la capacité découlant de cet accroissement ne se concrétisera pas tant que le stator de la génératrice ne sera pas remplacé. Au cours de l'exercice, la construction d'un parc éolien de 68 MW a été entreprise au parc de New Richmond, et nous avons conclu l'acquisition auprès de Fortescue Metals Group Ltd. («Fortescue») de sa centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de Solomon de 125 MW située en Australie-Occidentale.

Dans le cadre de notre stratégie de croissance, nous cherchons également à «écologiser» et à diversifier notre portefeuille afin de réduire notre empreinte carbone et de réaliser des projets de production d'électricité durables à long terme dans nos principaux marchés. Nous demeurons à l'affût de toute nouvelle occasion intéressante de mise en valeur d'un projet énergétique durable.

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 à jouer un rôle important en 2013. Nous maintenons toujours des facilités de crédit consenties de 2,0 milliards de dollars et, au 31 décembre 2012, un montant de 0,8 milliard de dollars était disponible. Notre note de crédit de première qualité, nos facilités de crédit disponibles, nos fonds provenant des activités opérationnelles et notre profil raisonnable au chapitre de l'échéance de la dette 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 2012, nous avons tiré parti des marchés financiers favorables en réalisant le placement de 225 millions de dollars d'actions privilégiées de série E, un placement de billets de premier rang de 400 millions de dollars américains, et un appel public à l'épargne visant 21,2 millions d'actions ordinaires. 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.

Au troisième trimestre de 2012, Standard & Poor's («S&P») a abaissé la note de crédit des titres d'emprunt de premier rang non garantis de la société de BBB (perspective négative) à BBB- (stable) et celle des actions privilégiées, de P-3 (élevé) à P-3. Moody's Investor Services («Moody's») a abaissé la note de crédit des titres d'emprunt de premier rang non garantis de la société de Baa2 (perspective négative) à Baa3 (stable). De plus, DBRS a placé la note de crédit de nos titres d'emprunt non garantis sous surveillance avec perspective évolutive.

Par suite du placement de 21,2 millions d'actions privilégiées, DBRS a révisé notre note de crédit et l'a ramenée à BBB (stable). La participation au régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions («RRDAA») continue d'être élevée. Le régime génère environ 50 millions de dollars en nouveaux titres par trimestre.

Affectation rigoureuse des capitaux

Nous sommes résolus à optimiser l'équilibre entre le rendement du capital pour les actionnaires, nos besoins de liquidités, les investissements dans nos activités de base et les possibilités de croissance. Nous estimons avoir fait nos preuves pour ce qui est de conserver notre stabilité financière à long terme, soit maintenir un équilibre entre les versements de distributions à nos actionnaires au moyen de dividendes et les investissements dans des projets de croissance qui généreront des flux monétaires stables à long terme.

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. À l'heure actuelle, la construction d'un parc éolien de 68 MW est en cours et, pendant l'exercice, nous avons conclu l'acquisition auprès de Fortescue de sa centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de Solomon de 125 MW située en Australie-Occidentale.

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, des opérations, 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. Au cours de 2012, nous avons achevé une restructuration de nos ressources dans le cadre de notre stratégie en cours visant à améliorer continuellement l'excellence opérationnelle et à accélérer la croissance.

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 opérationnelles et de gestion du risque ainsi que des mesures financières, sont analysées ci-après.

Disponibilité

Disponibilité (%)



¹ Ajusté en fonction de l'acheminement économique à la centrale de Centralia.

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 89,0 %, ce qui est conforme à notre objectif à long terme de 89 % à 90 %. La disponibilité en 2012, compte tenu de l'ajustement lié à l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia, s'est élevée à 90,0 % (88,2 % en 2011).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la disponibilité a augmenté par rapport à la période correspondante de 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 et à l'unité 3 de la centrale de Genesee, le tout en partie contrebalancé par une augmentation des interruptions planifiées à ces dernières centrales.

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 a diminué par rapport à 2010, surtout du fait de l'augmentation des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia et de la hausse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee, annulées en partie par la baisse des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et par celle des interruptions planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee.

Les interruptions à la centrale thermique de Centralia n'ont pas eu une incidence négative sur nos marges brutes pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011, car nous avons été en mesure de prolonger certaines des interruptions planifiées afin de tirer parti des prix du marché à la baisse pour acheter de l'électricité et ainsi honorer nos contrats d'électricité.

Productivité

Charges opérationnelles, frais d'entretien et d'administration (\$/MWh installé)



Nos charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration reflètent les coûts opérationnels de nos centrales. Ces coûts peuvent fluctuer selon le calendrier et la nature des activités d'entretien planifié. Les autres charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration sont liés au coût des activités opérationnelles quotidiennes. Notre objectif est de contrebalancer autant que possible l'incidence de l'inflation sur nos coûts opérationnels 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

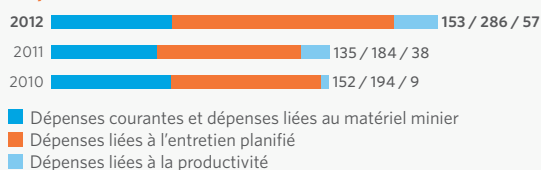
activités opérationnelles et aux activités d'entretien et d'administration en fonction du coût par MWh de capacité installée.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les charges opérationnelles et frais 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 aux coûts.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration par MWh installé ont augmenté par rapport à 2010, en raison de la hausse des charges de rémunération imputable aux résultats favorables du secteur Opérations sur les produits énergétiques, de la sortie du bilan de certains coûts de mise en valeur de parcs éoliens et des coûts associés à plusieurs initiatives en matière de productivité. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par une baisse des coûts liés à l'abandon de la gestion de la centrale de base de Poplar Creek.

Dépenses d'investissement de maintien et dépenses 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 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 liées à la productivité sont de trois types : 1) dépenses courantes et dépenses liées aux mines, 2) dépenses liées à l'entretien planifié et 3) dépenses liées à la productivité.

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

En 2012, nous avons consacré 139 millions de dollars de plus aux dépenses d'investissement de maintien et aux dépenses 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 aux dépenses liées à l'entretien planifié et 19 millions de dollars de plus 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 de vie 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.

En 2011, nous avons consacré 2 millions de dollars de plus aux dépenses d'investissement de maintien et aux dépenses liées à la productivité qu'en 2010, soit 29 millions de dollars de plus affectés aux dépenses liées à la productivité, 17 millions de dollars de moins aux dépenses courantes et dépenses liées aux mines et 10 millions de dollars de moins aux dépenses liées à l'entretien planifié. La baisse des dépenses courantes et des dépenses liées aux mines découle d'une diminution du capital affecté aux technologies de l'information et des frais d'entretien autres que ceux liés aux révisions générales ainsi que d'un recul des dépenses liées aux mines attribuable à la diminution des coûts des terrains. Les activités d'entretien planifié ont diminué en raison surtout d'une baisse des interruptions aux principales centrales alimentées au charbon en raison de la fermeture des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, contrebalancée en partie par une hausse des interruptions aux centrales alimentées au gaz. La hausse des dépenses liées à la productivité est imputable surtout aux projets portant sur l'instrumentation et les contrôles aux centrales de Keephills et de Sundance, à des améliorations à la centrale de Sundance et à la mise en œuvre de nouveaux progiciels.

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 à moins de 1,00 pour 2013. Notre objectif final est d'enrayer complètement les incidents causant des blessures.

	2012	2011	2010
Taux de fréquence des blessures	0,89	0,89	1,19

En 2012, le taux de fréquence des blessures a été comparable à celui de 2011. En 2011, le taux de fréquence des blessures a reculé, le nombre de blessures ayant été moins élevé dans nos centrales alimentées au charbon de l'Alberta, notamment celles de Keephills et de Sundance. Ces résultats sont le fruit de nos efforts continus pour améliorer nos programmes de sécurité par un système de déclaration d'accidents évités de justesse ainsi que par un accroissement des initiatives en matière de sécurité, d'éducation et de sensibilisation.

Résultat et fonds provenant des activités opérationnelles

L'objectif de nos activités de base consiste à dégager de solides résultats et à accroître les fonds provenant des activités opérationnelles. Nous visons une croissance continue à long terme du BAIIA aux fins de comparaison, du RPA aux fins de comparaison et des fonds provenant des activités opérationnelles, bien que nous soyons conscients que la croissance peut fluctuer d'un exercice à l'autre au rythme des cycles des produits de base.

	2012	2011	2010
BAIIA aux fins de comparaison	1 014	1 045	963
RPA aux fins de comparaison	0,50	1,04	0,97
Fonds provenant des activités opérationnelles	776	809	805
Fonds provenant des activités opérationnelles par action	3,30	3,64	3,68

En 2012, le RPA aux fins de comparaison et le BAIIA aux fins de comparaison ont diminué par rapport à 2011, en raison surtout d'une baisse du résultat aux fins de comparaison, par suite du fléchissement des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques. En 2011, le RPA aux fins de comparaison et le BAIIA aux fins de comparaison ont augmenté par rapport à 2010, en raison surtout d'une hausse du résultat aux fins de comparaison découlant des solides résultats des régions de l'Ouest.

En 2012, les fonds provenant des activités opérationnelles ont diminué en regard de 2011, du fait de la baisse du résultat net aux fins de comparaison, compte non tenu de l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance sur le résultat. En 2011, les fonds provenant des activités opérationnelles ont augmenté par rapport à 2010 en raison d'une hausse du résultat net.

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.

	2012	2011	2010
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie (<i>multiple</i>) ¹	4,4	4,4	4,6
Flux de trésorerie ajustés sur la dette (%) ¹	18,9	20,1	19,6
Dette sur le capital investi (%)	55,7	52,5	53,1

La couverture des intérêts par les flux de trésorerie ajustés en 2012 est comparable à celle de 2011. La couverture des intérêts par les flux de trésorerie a diminué en 2011 par rapport à 2010 en raison surtout d'une baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif. 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 s'est détérioré en 2012 par rapport à 2011 en raison des niveaux d'endettement moyen plus élevés en 2012. Le ratio des flux de trésorerie sur la dette s'est amélioré en 2011 par rapport à 2010 en raison des niveaux d'endettement moyen moins élevés en 2011. Notre objectif est de maintenir un ratio qui se situe dans une fourchette de 20 % à 25 %.

Le ratio de la dette sur le capital investi a grimpé au 31 décembre 2012 par rapport à la même date en 2011 en raison de l'augmentation de la dette. Le ratio de la dette sur le capital investi a diminué au 31 décembre 2011 par rapport à la même date en 2010 en raison de la baisse de la dette et d'une hausse du résultat net. Notre objectif est de maintenir un ratio qui se situe dans une fourchette de 50 % à 55 %.

Ces cibles représentent une fourchette prudente pour la société. 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 réalignons la structure du capital. Au cours de 2012, nous avons pris plusieurs mesures pour réduire la dette, y compris celles d'ajouter une composante Dividende Bonifié^{MC} à notre régime de réinvestissement de dividendes et d'émettre environ 300 millions de dollars d'actions ordinaires et 225 millions de dollars d'actions privilégiées. En 2013, le régime de réinvestissement de dividendes devrait générer près de 200 millions de dollars. Se reporter à la note 28 des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2012 pour plus de renseignements sur les modifications.

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 opérationnel fondé sur des produits de base, capitalistique et caractérisé par un long cycle. Notre objectif est d'accroître le rendement total pour les actionnaires («RTA»)² en obtenant un rendement annuel à long terme allant de 8 % à 10 %, dont 4 % à 5 % est attribuable au rendement et 4 % à 5 %, à la croissance.

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

	2012	2011	2010
RTA (%)	(22,5)	4,9	(5,0)

Bien que le RTA ait été légèrement en deçà de notre objectif de 8 % à 10 %, nous continuons de nous efforcer de dégager un solide rendement pour les actionnaires. Nous cherchons activement des occasions de croissance dans l'ouest des États-Unis, en Australie-Occidentale et au Canada; l'acquisition de la centrale de Solomon en Australie-Occidentale en 2012 en est un bon exemple. 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. Nous avons déclaré un total de 1,16 \$ au titre du dividende sur les actions ordinaires au cours des trois derniers exercices, apportant de la valeur aux actionnaires.

¹ Ajustés pour tenir compte de l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

² Cette mesure n'est pas définie selon les IFRS. Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs opérationnels 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.

Résultats opérationnels

Nos résultats opérationnels sont présentés sous la forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons trois secteurs : Production, Opérations sur les produits énergétiques et Siège social. 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 peuvent 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.

Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011 sont présentés ci-après :

Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2010	255
Augmentation des marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production	48
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché et annulation de désignations du secteur Production	84
Augmentation des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques	96
Augmentation des charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration	(35)
Augmentation de la dotation aux amortissements	(18)
Augmentation du profit à la vente d'actifs	16
Diminution de l'imputation pour dépréciation d'actifs	11
Augmentation de la charge d'intérêt nette	(37)
Augmentation de la quote-part du résultat de coentreprises	7
Augmentation de la charge d'impôts sur le résultat	(82)
Augmentation du résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(14)
Augmentation des dividendes sur actions privilégiées	(14)
Garantie - MF Global Inc.	(18)
Divers	(9)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2011	290
Augmentation des marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production	45
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché et annulation de désignations du secteur Production	(199)
Diminution des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques	(134)
Diminution des charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration	52
Augmentation de la dotation aux amortissements	(27)
Diminution du profit à la vente d'actifs	(13)
Augmentation de l'imputation pour dépréciation d'actifs	(307)
Augmentation de la dépréciation des stocks, nette de la consommation	(19)
Augmentation des coûts de restructuration	(13)
Augmentation de la charge d'intérêt nette	(27)
Diminution de la quote-part du résultat de coentreprises	(29)
Incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(254)
Augmentation des dividendes sur actions privilégiées	(16)
Garantie - MF Global Inc.	33
Divers	4
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2012	(614)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production, compte non tenu de l'incidence des variations liées à l'évaluation à la valeur du marché, ont progressé par rapport à la période correspondante de 2011, en grande partie grâce à l'incidence de la diminution des pénalités en vertu des CAÉ visant les centrales alimentées au charbon en Alberta en raison de la baisse des prix en Alberta, à l'accroissement des marges des centrales hydroélectriques et à la baisse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee, en partie contrebalancés par une augmentation des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee, des coûts du charbon défavorables et des réductions liées au marché.

En 2011, les marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production, compte non tenu de l'incidence des variations liées à l'évaluation à la valeur du marché, ont augmenté en regard de 2010, surtout sous l'effet de l'accroissement des marges des centrales hydroélectriques, du démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills en 2011, de la hausse des volumes d'énergie éolienne, de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et de la baisse des interruptions planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee, en partie contrebalancés par une diminution des recouvrements de la centrale de base de Poplar Creek, que nous n'exploitons plus, la vente de la centrale de Meridian, l'incidence de la hausse des pénalités en vertu des CAÉ en Alberta en raison de la hausse des prix en Alberta au cours des interruptions, le démantèlement de la centrale de Wabamun et la hausse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee. La baisse des recouvrements à la centrale de base de Poplar Creek a été compensée par une diminution des charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration.

Les variations liées à l'évaluation à la valeur du marché ont diminué pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 par rapport à la période correspondante de 2011, en raison de la comptabilisation en 2011 de l'augmentation des profits liés à l'évaluation à la valeur du marché découlant de certaines relations de couverture de l'électricité jugées inefficaces, lesquelles ont réduit les profits tirés des contrats comptabilisés en 2012. Des montants qui ont été ajustés comme des éléments non comparables sont inclus dans ces profits. Se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

En 2011, les variations liées à l'évaluation à la valeur du marché se sont accrues comparativement à 2010, principalement par suite de la comptabilisation de profits latents découlant de certaines couvertures qui ont été jugées inefficaces aux fins comptables, et de l'affaiblissement plus marqué des cours dans la région du nord-ouest du Pacifique relativement à nos prix couverts.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont diminué par rapport à la période correspondante de 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.

En 2011, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont progressé comparativement à 2010 grâce aux solides résultats des activités de négociation dans les régions de l'Ouest et à la hausse des résultats découlant de l'acquisition de contrats d'électricité et de gaz naturel. Ces résultats positifs ont été en partie neutralisés par une baisse des marges brutes dans la région du nord-ouest du Pacifique, entraînée par la baisse des prix.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration ont diminué par rapport à la période correspondante de 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 aux coûts.

En 2011, les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration ont augmenté par rapport à 2010, en raison de la hausse des charges de rémunération surtout imputable aux résultats favorables du secteur Opérations sur les produits énergétiques, de la radiation de certains frais liés aux parcs éoliens et des coûts associés à plusieurs initiatives en matière de productivité, en partie contrebalancés par une baisse des coûts relatifs à l'abandon de la gestion de la centrale de base de Poplar Creek.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la dotation aux amortissements a grimpé en regard de 2011, en raison surtout 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 la mise hors service d'immobilisations, annulée en partie par une réduction de la charge d'amortissement découlant de la diminution des actifs amortissables causée par les dépréciations d'actifs et de la variation des durées d'utilité économique des centrales alimentées au charbon en Alberta.

En 2011, la charge d'amortissement a augmenté par rapport à 2010 en raison surtout d'une augmentation des actifs, de l'incidence de la diminution en 2010 des frais de démantèlement et de remise en état de la centrale de Wabamun, et de la réduction de la valeur des pièces de rechange amortissables, qui ont été en partie contrebalancées par les fluctuations des valeurs résiduelles estimées, la vente de la centrale de Meridian et les taux de change favorables.

Le profit à la vente d'actifs pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a diminué par rapport à 2011 en raison de la vente des centrales de Meridian et de Grande Prairie et d'autres projets de mise en valeur en 2011.

En 2011, le profit à la vente d'actifs a augmenté par rapport à 2010 en raison de la vente de la centrale alimentée au gaz de Meridian et de la centrale alimentée à la biomasse de Grande Prairie, et d'autres projets de mise en valeur.

L'imputation pour dépréciation d'actifs pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a augmenté par rapport à 2011, une imputation pour dépréciation liée à la centrale thermique de Centralia et à nos centrales d'énergies renouvelables ayant été comptabilisée en 2012. Se reporter à la rubrique «Imputation pour dépréciation d'actifs» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

En 2011, l'imputation pour dépréciation d'actifs a diminué par rapport à 2010, une imputation pour dépréciation liée aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et à la centrale de Meridian ayant été comptabilisée en 2010.

La réduction de valeur des stocks comptabilisée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012 découle de la réduction de valeur nette de 44 millions de dollars des stocks de charbon du fait de l'annulation de la désignation des couvertures à la centrale thermique de Centralia et de la faiblesse persistante des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique. En raison de cette annulation, nous n'avons pu inclure ces contrats dans le calcul de la valeur recouvrable nette des stocks. Un avantage de 36 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, reflété dans les marges brutes du secteur Production, découle de la consommation de stocks ayant subi une perte de valeur. De ce montant, une tranche de 25 millions de dollars est considérée comme un élément non comparable étant donné qu'elle se rattache aux stocks qui étaient détenus au moment où la désignation des couvertures a été annulée.

Des coûts de restructuration de 13 millions de dollars ont été engagés en 2012, en raison de la restructuration de nos ressources qui devrait donner lieu à une réduction nette d'environ 165 postes dans le cadre de notre stratégie en cours visant à améliorer continuellement l'excellence opérationnelle et à accélérer la croissance.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la charge d'intérêt nette s'est accrue par rapport à 2011, du fait surtout du recul des intérêts incorporés dans le coût de l'actif.

En 2011, la charge d'intérêt nette s'est accrue par rapport à 2010, conséquence du recul des intérêts incorporés dans le coût de l'actif, de la baisse du produit d'intérêt découlant de la résolution de certaines questions fiscales en suspens en 2010 et de la hausse des taux d'intérêt, contrebalancés en partie par les taux de change favorables et la diminution de la dette.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la quote-part du résultat de coentreprises a diminué par rapport à la période correspondante de 2011 en raison d'une augmentation des interruptions non planifiées et des prix défavorables à CE Generation, LLC («CE Gen»).

En 2011, la quote-part du résultat de coentreprises s'est accrue par rapport à 2010 surtout en raison de la conjoncture favorable du marché, en partie contrebalancée par les taux de change défavorables et une hausse des interruptions planifiées et non planifiées.

Au cours du deuxième trimestre de 2012, les résultats de l'arbitrage des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance ont été publiés et comptabilisés. Se reporter à la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

En 2011, la charge d'impôts sur le résultat a été plus élevée qu'en 2010, en raison d'une hausse du résultat et des variations du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

Les dividendes sur actions privilégiées pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 ont progressé par rapport à 2011 en raison du nombre plus élevé d'actions privilégiées en circulation au cours de 2012. Les actions privilégiées additionnelles ont été émises au quatrième trimestre de 2011 et au troisième trimestre de 2012.

En 2011, les dividendes sur actions privilégiées ont progressé par rapport à 2010 en raison du nombre plus élevé d'actions privilégiées en circulation au cours de 2011. Des actions privilégiées ont été émises au quatrième trimestre de 2010.

En 2011, une provision à l'égard d'une garantie a été constituée relativement à la garantie auprès de MF Global Inc. en raison du recouvrement incertain de celle-ci. Au cours de 2012, nous avons vendu nos créances à l'égard de MF Global Inc. relativement à la remise d'une garantie, ce qui a donné lieu à un profit. Se reporter à la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Événements importants

Nos résultats financiers consolidés comprennent les événements importants suivants :

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 de production essentielles, ce qui a eu pour conséquence que nous avons exploité 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 est survenu, et notre demande de dispense pour cas de force majeure a été confirmée. 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 découlant de cet accroissement 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. Les acquisitions 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, 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 électrique 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.

Acquisition de la centrale électrique de Solomon

Le 28 septembre 2012, nous avons annoncé la conclusion de l'acquisition auprès de Fortescue de sa centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de 125 MW située en Australie-Occidentale au coût de 318 millions de dollars américains. La centrale est actuellement en construction et devrait être mise en service au cours du premier semestre de 2013. La totalité du volume de l'installation 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'acquérir 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. est 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 qui exige 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 Puget Sound Energy («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 5 février 2013, la WUTC a accordé une extension de 30 jours à la requête et a indiqué qu'elle rendra sa décision au plus tard le 29 mars 2013.

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. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

Le 16 décembre 2010 et le 19 décembre 2010, les activités des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance ont été interrompues en raison de conditions observées dans les chaudières des deux unités. Le 8 février 2011, nous avons publié un avis de cessation des activités aux fins de destruction après avoir déterminé que les unités ne pouvaient être remises en état, sur le plan économique, aux termes du CAÉ. En raison de l'incertitude des résultats de la décision d'arbitrage, nous avons continué de comptabiliser les paiements liés à la capacité, déduction faite d'une provision, et d'amortir l'actif.

L'affaire a été entendue devant un groupe d'arbitrage au cours du deuxième trimestre de 2012. Le 20 juillet 2012, le groupe d'arbitrage a conclu que les unités 1 et 2 n'étaient pas économiquement détruites et, par conséquent, ces unités sont en voie d'être remises en service. Le groupe a confirmé toutefois que l'événement répondait aux critères permettant d'invoquer un cas de force majeure à partir du 20 novembre 2011 et jusqu'à ce que les unités soient remises en service. Nous avons comptabilisé des pénalités, déduction faite de paiements liés à la capacité, une dépréciation des unités et des intérêts. L'incidence sur le résultat avant impôts et taxes comptabilisée au cours de 2012 a été de 254 millions de dollars.

Le coût de réparation des unités est estimé à environ 190 millions de dollars. Cet investissement devrait commencer à générer des flux de trésorerie au quatrième trimestre de 2013.

Accroissement de la capacité nominale des unités 1 et 2 de la centrale de Keepphills

La mise à l'essai des travaux visant à accroître la capacité nominale des unités 1 et 2 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 13 MW, amenant la capacité maximale de ces unités à 396 MW chacune. Le coût total des projets est estimé à 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 ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos résultats de 2012.

Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié^{MC} (le «régime»)

Le 21 février 2012, nous avons ajouté une composante Dividende Bonifié^{MC} 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 cours 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 équivalente à 102 % des dividendes à verser en espèces (la composante Dividende Bonifié^{MC}).

Les actionnaires admissibles à la composante réinvestissement des dividendes ou à la composante Dividende Bonifié^{MC} 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, coentreprise 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} avril 2011, TA Cogen a conclu la vente de sa participation dans la centrale de Meridian. La vente a pris effet le 1^{er} janvier 2011. Nous avons ainsi réalisé un profit avant impôts et taxes de 3 millions de dollars au cours du deuxième trimestre de 2011.

New Richmond

Le 28 mars 2011, nous avons annoncé que nous avons reçu l'approbation du gouvernement du Québec pour entreprendre la construction du parc éolien de New Richmond de 68 MW situé dans la péninsule de Gaspé. Le projet de New Richmond fait l'objet d'un contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans conclu avec Hydro-Québec Distribution. Le coût du projet est estimé à environ 205 millions de dollars, et le démarrage des activités commerciales est prévu au cours du premier trimestre de 2013.

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 ainsi que 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.

2010

Ajustement de la répartition de la contrepartie transférée

Au cours du quatrième trimestre de 2010, la direction a révisé la répartition préliminaire de la contrepartie transférée liée à notre acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc. («Canadian Hydro») pour mieux tenir compte de la valeur des actifs et des passifs sous-jacents acquis. Par conséquent, les actifs amortissables ont fait l'objet d'un ajustement de 114 millions de dollars, d'où une diminution de 4 millions de dollars de la charge d'amortissement. L'ajustement des actifs amortissables a été contrebalancé par des ajustements du goodwill et de l'impôt différé.

Résolution de questions fiscales

En 2010, nous avons comptabilisé et reçu un recouvrement d'impôts sur le résultat de 30 millions de dollars lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens. La charge d'intérêt a également diminué de 14 millions de dollars en raison des recouvrements d'intérêts sur les impôts connexes.

Placement d'actions privilégiées

Le 10 décembre 2010, nous avons conclu un appel public à l'épargne visant 12,0 millions d'actions privilégiées rachetables de premier rang à taux rajusté et à dividende cumulatif, série A, procurant un rendement de 4,60 %, pour un produit brut de 300 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.

Unité 2 de Kent Hills

Le 21 novembre 2010, la nouvelle installation de 54 MW du parc éolien de Kent Hills a commencé ses activités commerciales selon le budget et en avance. Le coût total du projet est d'environ 100 millions de dollars. Natural Forces Technologies Inc. («Natural Forces») a exercé son option d'achat d'une participation de 17 % dans le projet de l'unité 2 de Kent Hills après le début des activités commerciales pour un produit de 15 millions de dollars, compte tenu des frais engagés en 2010. Le profit avant impôts et taxes comptabilisé au titre de cette opération n'a pas eu d'incidence importante sur le résultat net.

Ardenville

Le 10 novembre 2010, notre parc éolien de 69 MW d'Ardenville a commencé ses activités commerciales selon le budget et en avance. Le coût total du projet est d'environ 135 millions de dollars.

Accroissement de la capacité nominale de l'unité 3 de la centrale de Sundance

Le 13 septembre 2010, nous avons obtenu du conseil d'administration l'autorisation d'accroître de 15 MW la capacité nominale de l'unité 3 de notre centrale de Sundance. Le total du coût en capital du projet est estimé à 27 millions de dollars. Le projet a été achevé au cours du quatrième trimestre de 2012. Même si l'accroissement de la capacité nominale est achevé à l'unité 3 de la centrale de Sundance, l'augmentation de la capacité découlant de cet accroissement ne se concrétisera pas tant que le stator de la génératrice ne sera pas remplacé.

Chef de la direction des finances

Le 18 juin 2010, nous avons annoncé la nomination de Brett Gellner au poste de chef de la direction des finances. Il succède à Brian Burden, qui a pris sa retraite.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

Le 29 avril 2010, conformément aux termes du RRDA en vigueur à ce moment-là, le conseil d'administration a approuvé l'émission de nouvelles actions à un escompte de 3 % du cours moyen pondéré des actions négociées à la Bourse de Toronto dans les cinq derniers jours précédant la date de paiement des dividendes. Aux termes de notre RRDA, les participants admissibles peuvent acheter des actions ordinaires additionnelles en réinvestissant des dividendes ou en faisant une contribution additionnelle allant jusqu'à 5 000 \$ par trimestre. La société se réserve le droit de modifier l'escompte ou le rendement pour acheter les actions sur le marché libre en tout temps.

Démantèlement de la centrale de Wabamun

Le 31 mars 2010, nous avons démantelé toutes les unités de la centrale de Wabamun. Au cours des exercices suivants, nous avons achevé les travaux de restauration et de remise en état de la centrale de Wabamun, travaux qui ont été autorisés par le gouvernement de l'Alberta. À la suite de notre examen du calendrier et des coûts détaillés des activités de démantèlement et de remise en état, l'obligation de la centrale de Wabamun a été réduite de 14 millions de dollars au cours du premier trimestre de 2010, et une reprise de la charge d'amortissement correspondante a été comptabilisée.

Placement de billets de premier rang

Le 12 mars 2010, nous avons conclu un placement de billets de premier rang de 300 millions de dollars américains venant à échéance en 2040 et portant intérêt au taux de 6,50 %. Le produit net du placement a servi au remboursement des emprunts au titre des facilités de crédit existantes et à des fins générales.

Summerview 2

Le 23 février 2010, notre parc éolien de 66 MW de Summerview 2 a commencé ses activités commerciales selon le budget et en avance. Le coût total du projet est d'environ 118 millions de dollars.

Modification de la durée d'utilité économique

En 2010, la direction a entrepris un examen exhaustif de la durée d'utilité estimative de la totalité des centrales alimentées au charbon et des actifs miniers de charbon compte tenu, entre autres, du programme d'entretien de TransAlta pendant le cycle de vie économique, de l'état existant des actifs, des progrès réalisés au titre des technologies de captage du carbone et d'autres technologies, ainsi que d'autres facteurs liés au marché.

La direction a effectué l'examen de ses centrales alimentées au charbon et de ses actifs miniers de charbon et a mis à jour la durée d'utilité estimative de ces actifs pour tenir compte de leur durée de vie économique actuellement prévue. Par conséquent, l'amortissement a été réduit de 26 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 par rapport à 2009.

Analyse des résultats sectoriels

Production : Ce secteur 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 le taux de rentabilité global sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau.

Pour plus de renseignements sur les partenariats stratégiques que nous avons conclus récemment avec MidAmerican, voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion. MidAmerican détient aussi une participation de 50 % dans CE Gen et Wailuku Holding Company, LLC. Nous sommes également engagés dans divers projets de coentreprises avec Stanley Power Inc. («Stanley Power»), Capital Power, ENMAX Corporation («ENMAX»), Nexen Inc. («Nexen») et Brookfield Asset Management Inc. («Brookfield»). Stanley 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 Soderghlen. Brookfield détient l'autre participation de 50 % dans notre installation hydroélectrique de Pingleton.

Notre participation dans la centrale de production de Fort Saskatchewan et la centrale électrique de Solomon est maintenant comptabilisée à titre de contrats de location-financement, et notre participation dans les coentreprises CE Gen et Wailuku River Hydroelectric L.P. («Wailuku») est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Par conséquent, les résultats opérationnels et les résultats financiers connexes de ces centrales ne sont pas inclus dans les résultats de nos régions géographiques Ouest du Canada et International. Même si ces actifs ne contribuent plus aux produits opérationnels du secteur Production aux fins comptables, la direction est d'avis que ces centrales font encore partie intégrante de notre secteur Production. Se reporter aux rubriques «Contrats de location-financement» et «Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence» de l'analyse du secteur Production 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 canadiens et américains.

Activités de production

Au 31 décembre 2012, nos activités de production affichaient une capacité de production brute¹ de 8 200 MW en activité (participation nette de 7 858 MW) et de 68 MW (participation nette) en construction et de 560 MW en remise en état pour ce qui est du grand projet des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. L'information qui suit ne tient pas compte des actifs qui sont comptabilisés à titre de contrat de location-financement ou selon la méthode de la mise en équivalence, qui sont abordés séparément dans l'analyse du secteur Production. Pour une liste complète de nos actifs de production et des régions où ils se trouvent, voir le tableau récapitulatif des centrales.

En 2012, nous avons achevé les travaux visant à accroître la capacité nominale aux unités 1 et 2 de la centrale de Keephills, qui, selon nos estimations, devraient ajouter une capacité supplémentaire de 26 MW à ces unités. Nous avons également achevé l'accroissement de la capacité nominale de l'unité 3 de la centrale de Sundance, lequel devrait augmenter la capacité de 15 MW à cette centrale. Même si les travaux visant l'accroissement de la capacité nominale sont achevés à l'unité 3 de la centrale de Sundance, l'augmentation de la capacité découlant de cet accroissement ne se concrétisera pas tant que le stator de la génératrice ne sera pas remplacé. Se reporter à la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion pour plus de détails sur ces éléments.

¹ 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.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2012			2011			2010	
	Total	Ajustements aux fins de comparaison ¹	Total aux fins de comparaison ¹	Par MWh installé	Total aux fins de comparaison	Par MWh installé	Total aux fins de comparaison	Par MWh installé
Produits des activités ordinaires	2 259	72	2 331	32,36	2 399	33,94	2 589	34,26
Combustible et achats d'électricité	809	25	834	11,58	947	13,40	1 185	15,68
Marge brute	1 450	47	1 497	20,78	1 452	20,54	1 404	18,58
Activités opérationnelles, entretien et administration	384	(3)	381	5,29	413	5,84	424	5,61
Amortissement	489	-	489	6,79	456	6,45	443	5,86
Imputation pour dépréciation d'actifs	324	(324)	-	-	-	-	-	-
Réduction de valeur des stocks	44	(25)	19	0,26	-	-	-	-
Coûts de restructuration	5	(5)	-	-	-	-	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	27	-	27	0,37	27	0,38	27	0,36
Répartition des coûts intersectoriels	13	-	13	0,18	8	0,11	5	0,07
Produits opérationnels	164	404	568	7,89	548	7,76	505	6,68
Capacité installée (GWh)	72 028		72 028		70 681		75 559	
Production (GWh)	36 700		36 700		38 911		46 416	
Disponibilité (%)	88,1		88,1		84,8		88,5	

Activités de production et marges brutes aux fins de comparaison¹

Les volumes de production, les produits des activités ordinaires aux fins de comparaison¹, les coûts du combustible et les achats d'électricité aux fins de comparaison¹ et les marges brutes aux fins de comparaison d'après les régions géographiques et les types de combustible se présentent comme suit.

Exercice clos le 31 décembre 2012	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité aux fins de comparaison	Marge brute aux fins de comparaison	Produits aux fins de comparaison par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute aux fins de comparaison par MWh installé
Gaz	2 558	3 128	116	22	94	37,08	7,03	30,05
Énergies renouvelables	3 453	11 748	226	11	215	19,24	0,94	18,30
Total - Ouest du Canada	26 276	43 044	1 327	472	855	30,83	10,97	19,86
Gaz	3 835	6 588	370	166	204	56,16	25,20	30,96
Énergies renouvelables	1 486	5 802	145	7	138	24,99	1,21	23,78
Total - Est du Canada	5 321	12 390	515	173	342	41,57	13,96	27,61
Charbon	3 736	11 780	367	150	217	31,15	12,73	18,42
Gaz	1 367	4 814	122	39	83	25,34	8,10	17,24
Total - International	5 103	16 594	489	189	300	29,47	11,39	18,08
	36 700	72 028	2 331	834	1 497	32,36	11,58	20,78

¹ 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 opérationnelles.

Exercice clos le 31 décembre 2011	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité	Marge brute aux fins de comparaison	Produits aux fins de comparaison par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute aux fins de comparaison par MWh installé
Charbon	21 475	26 846	863	379	484	32,15	14,12	18,03
Gaz	2 588	3 282	118	33	85	35,95	10,05	25,90
Énergies renouvelables	3 237	11 645	220	11	209	18,89	0,94	17,95
Total - Ouest du Canada	27 300	41 773	1 201	423	778	28,75	10,13	18,62
Gaz	3 578	6 570	410	219	191	62,40	33,33	29,07
Énergies renouvelables	1 521	5 790	147	7	140	25,39	1,21	24,18
Total - Est du Canada	5 099	12 360	557	226	331	45,06	18,28	26,78
Charbon	5 135	11 742	520	261	259	44,29	22,23	22,06
Gaz	1 377	4 806	121	37	84	25,18	7,70	17,48
Total - International	6 512	16 548	641	298	343	38,74	18,01	20,73
	38 911	70 681	2 399	947	1 452	33,94	13,40	20,54

Exercice clos le 31 décembre 2010	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité	Marge brute aux fins de comparaison	Produits aux fins de comparaison par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute aux fins de comparaison par MWh installé
Charbon	25 025	31 325	813	331	482	25,95	10,57	15,38
Gaz	3 493	4 246	222	76	146	52,28	17,90	34,38
Énergies renouvelables	2 506	11 120	142	10	132	12,77	0,90	11,87
Total - Ouest du Canada	31 024	46 691	1 177	417	760	25,21	8,93	16,28
Gaz	3 816	6 570	435	243	192	66,21	36,99	29,22
Énergies renouvelables	1 330	5 435	126	7	119	23,18	1,29	21,89
Total - Est du Canada	5 146	12 005	561	250	311	46,73	20,82	25,91
Charbon	8 594	12 057	730	469	261	60,55	38,90	21,65
Gaz	1 652	4 806	121	49	72	25,18	10,20	14,98
Total - International	10 246	16 863	851	518	333	50,47	30,72	19,75
	46 416	75 559	2 589	1 185	1 404	34,26	15,68	18,58

Ouest du Canada

Nos actifs situés dans l'ouest du Canada comprennent cinq centrales alimentées au charbon, une centrale alimentée au gaz naturel, 21 centrales hydroélectriques et 11 parcs éoliens d'une capacité de production brute totale de 4 900 MW (participation nette de 4 705 MW).

Nos centrales de Sundance, de Keephills (unités 1 et 2) et de Sheerness, ainsi que 13 centrales hydroélectriques ont une capacité de production brute de 4 109 MW (participation nette de 3 914 MW) et sont exploitées en vertu de CAÉ. Aux termes des CAÉ, nous tirons des produits mensuels fondés sur la capacité, qui visent à recouvrer les coûts fixes et à fournir un rendement du capital investi pour nos centrales et nos mines. Nous recevons également des paiements d'énergie pour le recouvrement de coûts variables prédéterminés liés à la production d'énergie, des primes (ou des pénalités) si les résultats sont supérieurs (ou inférieurs) aux objectifs de disponibilité fixés et des paiements relatifs à l'énergie excédentaire qui sont fondés sur la production dépassant la capacité convenue. La capacité supplémentaire ajoutée à ces unités, qui ne fait pas partie de la capacité visée par les CAÉ, est vendue sur le marché des produits marchands.

L'unité 3 de la centrale de Genesee, l'unité 3 de la centrale de Keephills, une partie de nos installations de Poplar Creek et de Castle River, quatre centrales hydroélectriques et dix parcs éoliens additionnels vendent leur production sur le marché des produits marchands au comptant. Pour gérer notre risque lié à la variation des prix de l'électricité au comptant et réaliser de la valeur, nous avons donné une tranche de cette production en sous-traitance afin de garantir des flux de trésorerie.

La centrale de McBride Lake, quatre installations hydroélectriques et une part importante de nos actifs des centrales de Poplar Creek et de Castle River tirent, en vertu de contrats à long terme, des produits provenant de paiements relatifs à la capacité ou à la production d'électricité et de vapeur de même que de paiements relatifs à des services accessoires. Ces contrats sont d'une durée initiale d'au moins dix ans, et les paiements ne varient pas de manière importante sous l'effet des variations des niveaux de production.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la production a fléchi de 1 024 gigawattheures («GWh») par rapport à 2011, conséquence surtout 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, la baisse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et l'augmentation des volumes des centrales hydroélectriques.

En 2011, la production a fléchi de 3 724 GWh par rapport à 2010, conséquence surtout de la fermeture des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, de la vente de la centrale de Meridian et du démantèlement de la centrale de Wabamun, partiellement compensés par le démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills, une diminution des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, un accroissement des volumes d'énergie éolienne et une hausse des volumes d'énergie hydroélectrique.

La marge brute aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a augmenté de 77 millions de dollars (1,24 \$ par MWh installé) par rapport à 2011, par suite surtout des prix favorables, de l'accroissement des marges des centrales hydroélectriques, du démarrage des activités commerciales de 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, en partie contrebalancés par la hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et les prix défavorables du charbon.

En 2011, la marge brute aux fins de comparaison a augmenté de 18 millions de dollars (2,34 \$ par MWh installé) par rapport à 2010, par suite surtout de l'accroissement des marges des centrales hydroélectriques et du démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills, en partie contrebalancés par l'abandon de la gestion de la centrale de base de Poplar Creek. La baisse des recouvrements à la centrale de base de Poplar Creek a été compensée par une diminution des charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration.

Est du Canada

Nos actifs de l'est du Canada sont composés de quatre centrales alimentées au gaz naturel, de cinq centrales hydroélectriques et de quatre parcs éoliens d'une capacité de production brute totale de 1 411 MW (participation nette de 1 264 MW). Tous nos actifs dans l'est du Canada tirent des produits en vertu de contrats à long terme qui proviennent de paiements relatifs à la capacité ou à la production d'électricité et de vapeur. Notre centrale de Windsor vend aussi une partie de sa production sur le marché des produits marchands au comptant.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la production a augmenté de 222 GWh par rapport à 2011 en raison des conditions de marché favorables aux centrales alimentées au gaz naturel, contrebalancées en partie par le recul des volumes d'énergie éolienne.

En 2011, la production a diminué de 47 GWh par rapport à 2010 en raison du nombre accru d'interruptions et des conditions de marché défavorables aux centrales alimentées au gaz naturel, contrebalancés en partie par un accroissement des volumes d'énergie éolienne.

Les marges brutes pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 ont augmenté de 11 millions de dollars (0,83 \$ par MWh installé) par rapport à 2011 du fait surtout des coûts des intrants favorables du gaz, en partie contrebalancés par le recul des volumes d'énergie éolienne.

En 2011, la marge brute a augmenté de 20 millions de dollars (0,87 \$ par MWh installé) par rapport à 2010 en raison surtout de la hausse des volumes d'énergie éolienne à prix plus élevé par MWh installé.

International

Nos actifs du secteur International regroupent des actifs des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon et des actifs des centrales hydroélectriques à divers endroits aux États-Unis d'une capacité de production de 1 589 MW, ainsi que des actifs des centrales alimentées au gaz naturel et au diesel en Australie d'une capacité de production de 300 MW.

Nos centrales thermiques et alimentées au gaz de Centralia et notre centrale de Skookumchuck sont des centrales marchandes. Pour réduire la volatilité et le risque au sein des marchés de produits marchands, nous avons recours à une gamme de couvertures prévoyant la livraison et de couvertures financières pour garantir les prix obtenus pour la production d'électricité. Nos autres centrales internationales sont exploitées en vertu de contrats à long terme.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la production a diminué de 1 409 GWh par rapport à 2011, conséquence surtout de la hausse de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia, en partie compensée par une baisse des interruptions planifiées et non planifiées à cette centrale. Les interruptions à la centrale 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.

En 2011, la production a diminué de 3 734 GWh par rapport à 2010, par suite surtout d'une augmentation des interruptions planifiées et non planifiées et de la hausse de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia. Les interruptions à la centrale de Centralia n'ont pas eu d'incidence négative sur nos marges brutes pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, 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 marge brute aux fins de comparaison a diminué de 43 millions de dollars (2,65 \$ par MWh installé) par rapport à 2011 surtout sous l'effet des prix défavorables, y compris des marges sur les achats d'électricité.

En 2011, la marge brute aux fins de comparaison a augmenté de 10 millions de dollars (0,98 \$ par MWh installé) par rapport à 2010 surtout grâce à des prix favorables, notamment une baisse des prix liés aux achats d'électricité.

Au cours de 2012, des profits latents avant impôts et taxes de 90 millions de dollars (profit de 207 millions de dollars en 2011, profit de 43 millions de dollars en 2010) liés à certaines relations de couverture de l'électricité dont la désignation a été annulée et qui sont réputées inefficaces aux fins comptables ont été retirés du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisés en résultat. Les couvertures de flux de trésorerie portaient sur la production d'électricité future attendue au cours de 2012 et de 2013. Au premier trimestre de 2011, la production était évaluée comme s'il était très probable qu'elle ne se réaliserait pas compte tenu des prix alors prévus. Ces profits latents ont été calculés d'après les prix à terme alors en vigueur, qui changeront d'ici à ce que les contrats soient réglés. Si ces couvertures n'avaient pas été jugées inefficaces aux fins comptables, les produits associés à ces contrats auraient été comptabilisés dans le résultat net de la période de règlement des contrats, soit, dans la plupart des cas, au cours de 2012. Comme ces profits ont déjà été comptabilisés dans les résultats nets 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.

Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration aux fins de comparaison ont diminué de 32 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 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 aux coûts.

En 2011, les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration aux fins de comparaison ont diminué de 11 millions de dollars par rapport à 2010 en raison de la baisse des coûts liés à l'abandon de la gestion de la centrale de base à Poplar Creek, en partie contrebalancée par les coûts liés à plusieurs initiatives en matière de productivité et le démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills.

Entretien planifié

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	2012	2011	2010
Incorporés dans le coût de l'actif	286	184	194
Passés en charges	-	2	3
	286	186	197
GWh perdus	4 186	2 872	2 739

Notre important programme d'entretien planifié est lié aux activités d'entretien d'envergure prévues au calendrier et comprend les coûts liés à l'inspection, aux réparations et à l'entretien, et au remplacement des composantes existantes. Il ne comprend 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 l'exercice clos le 31 décembre 2012, le total des coûts des travaux d'entretien planifié a augmenté de 100 millions de dollars par rapport à 2011 en raison d'une hausse des interruptions planifiées à nos centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta. En 2012, la perte de production résultant de l'entretien planifié a augmenté de 1 314 GWh par rapport à 2011, conséquence surtout des interruptions planifiées qui ont été plus fréquentes à nos centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta.

En 2011, le total des coûts des travaux d'entretien planifié a diminué de 11 millions de dollars par rapport à 2010 en raison d'une baisse des interruptions aux principales centrales alimentées au charbon liée à la fermeture des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, contrebalancée en partie par une hausse des interruptions aux centrales alimentées au gaz. En 2011, la perte de production résultant de l'entretien planifié a augmenté de 133 GWh par rapport à 2010, par suite surtout des interruptions planifiées qui ont été plus fréquentes aux centrales alimentées au gaz naturel.

Charge d'amortissement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la charge d'amortissement a grimpé de 33 millions de dollars en regard de 2011, en raison surtout 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 la mise hors service d'immobilisations, annulée en partie par une réduction de la charge d'amortissement découlant de la diminution des actifs amortissables causée par les dépréciations d'actifs et de la variation des durées d'utilité économique de certaines centrales alimentées au charbon.

En 2011, la charge d'amortissement a augmenté de 13 millions de dollars par rapport à 2010 en raison d'une augmentation des actifs, de l'incidence de la diminution en 2010 des coûts de démantèlement et de remise en état de la centrale de Wabamun, et de la réduction de la valeur des pièces de rechange amortissables, qui ont été en partie contrebalancées par les fluctuations des valeurs résiduelles estimées, la vente de la centrale de Meridian et les taux de change favorables.

Imputation pour dépréciation d'actifs

Centrale thermique de Centralia

Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé qu'un contrat d'électricité à long terme avait été conclu dans le but de fournir de l'électricité à partir de décembre 2014 jusqu'à ce que la centrale thermique de Centralia soit entièrement démantelée en 2025. Se reporter à la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion pour plus de détails. Par conséquent, nous avons achevé une évaluation visant à déterminer si la valeur comptable de la centrale était recouvrable selon une estimation de la juste valeur moins les coûts de la vente. La juste valeur a été établie à partir des

flux de trésorerie futurs devant être générés par les activités de la centrale et déterminés par les prix figurant dans le contrat et observés sur le marché. Cela a donné lieu à une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 347 millions de dollars qui a été incluse dans le secteur Production.

En plus de l'imputation pour dépréciation, des actifs d'impôt différé de 169 millions de dollars ont été sortis du bilan, puisqu'il n'est plus probable que nos activités aux États-Unis génèrent un résultat imposable suffisant pour nous permettre d'utiliser l'avantage associé aux actifs d'impôt différé.

Le résultat aux fins de comparaison a été ajusté pour tenir compte de l'incidence cumulative de 516 millions de dollars liée à la dépréciation de la centrale et à la sortie du bilan des actifs d'impôt différé. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

Au cours de 2012, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation nette avant impôts et taxes de 2 millions de dollars, constituée d'une imputation de 43 millions de dollars au deuxième trimestre découlant de la conclusion de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et d'une reprise de 41 millions de dollars au troisième trimestre par suite des années additionnelles d'activités marchandes qui devraient être réalisées aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance en raison des modifications apportées aux règlements fédéraux canadiens présentées à la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion.

Au cours de 2010, nous avons aussi comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs avant impôts et taxes de 21 millions de dollars liée aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance par suite de leur fermeture en décembre 2010 imputable à l'état physique des chaudières et au fait qu'à l'époque, les unités ne pouvaient être remises en état, sur le plan économique, aux termes du CAÉ.

Les pertes et la reprise ont été incluses dans le secteur Production.

Énergies renouvelables

Au cours de 2012, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 18 millions de dollars relativement à cinq actifs au sein des centrales d'énergies renouvelables. Les dépréciations sont le résultat du test de dépréciation annuel fondé sur des estimations de la juste valeur moins les coûts de la vente, découlant des prévisions à long terme et des prix observés sur les marchés. Les actifs ont été dépréciés surtout en raison des attentes quant à une baisse des prix du marché. Ces pertes de valeur ont été incluses dans le secteur Production.

Au cours de 2011, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs avant impôts et taxes de 17 millions de dollars liée à cinq actifs du secteur Production au sein des centrales d'énergies renouvelables, qui faisaient partie de l'acquisition de Canadian Hydro, afin de ramener la valeur des actifs à leur juste valeur estimative diminuée des coûts de la vente. Les estimations de juste valeur découlent de prévisions à long terme pour les actifs et les prix observés sur les marchés. Deux des actifs ont subi une perte de valeur en raison de facteurs opérationnels qui ont eu une incidence sur la durée d'utilité, entraînant une imputation pour dépréciation d'actifs de 5 millions de dollars. Les imputations pour dépréciation des deux autres actifs, totalisant 12 millions de dollars, ont entraîné une évaluation de la dépréciation globale annuelle et reflètent une baisse des prix prévus à ces centrales marchandes.

Gaz

Au cours de 2010, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 7 millions de dollars (néant après déduction du montant attribué à la participation ne donnant pas le contrôle) liée à la centrale de Meridian, par suite de la vente de notre participation de 50 % dans la centrale.

Contrats de location-financement

Solomon

La centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de 125 MW et le contrat connexe sont comptabilisés comme un contrat de location-financement. La centrale est actuellement en construction et devrait être mise en service au cours du premier semestre de 2013. Voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion.

Fort Saskatchewan

Fort Saskatchewan est une centrale alimentée au gaz naturel ayant une capacité de production brute de 118 MW, dans laquelle TA Cogen détient une participation de 60 % (participation nette de 35 MW). Les principales données sur les activités opérationnelles, ajustées pour tenir compte de notre participation dans la centrale de Fort Saskatchewan, que nous continuons d'exploiter, sont résumées ci-après :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Disponibilité (%)	92,0	98,1	97,1
Production (GWh)	470	481	488

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la disponibilité a diminué par rapport à 2011, en raison de l'augmentation des interruptions planifiées. La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 était comparable à celle de 2010.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la production a diminué de 11 GWh en regard de 2011, du fait de la hausse des interruptions planifiées, en partie compensée par l'augmentation de la demande des clients.

En 2011, la production a diminué de 7 GWh en regard de 2010, du fait notamment de la baisse de la demande des clients, en partie compensée par la diminution des interruptions planifiées.

Total des produits tirés des contrats de location-financement

Le total des produits tirés des contrats de location-financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a augmenté de 8 millions de dollars par rapport à 2011 du fait des paiements que nous avons reçus à compter d'octobre 2012 en vertu du contrat conclu avec Fortescue.

Les produits tirés des contrats de location-financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 sont demeurés stables en regard de ceux de 2010 et ont atteint 8 millions de dollars.

Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence

Notre participation dans les coentreprises CE Gen et Wailuku River, 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 839 MW (participation nette de 390 MW), est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Le tableau qui suit résume les principales données sur les activités opérationnelles, ajustées pour tenir compte de notre participation dans ces placements :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Disponibilité (%)	94,2	94,9	95,5
Production (GWh)			
Gaz	380	308	411
Énergies renouvelables	1 200	1 312	1 299
Production totale	1 580	1 620	1 710

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a diminué en regard de la période correspondante en 2011 du fait de l'augmentation des interruptions non planifiées.

En 2011, la disponibilité a diminué par rapport à 2010 en raison de l'augmentation des interruptions planifiées et non planifiées à nos installations de CE Gen.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la production a diminué par rapport à la même période de 2011 en raison d'une augmentation des interruptions non planifiées et d'une baisse de la demande des clients.

En 2011, la production a diminué en regard de 2010 en raison de conditions de marché défavorables et du nombre accru d'interruptions planifiées et non planifiées.

La quote-part de la perte de coentreprises attribuable à CE Gen et à Wailuku pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a été de 15 millions de dollars, contre un résultat de 14 millions de dollars pour 2011. La quote-part du résultat de coentreprises a diminué principalement en raison de l'augmentation des interruptions non planifiées et des prix défavorables.

En 2011, la quote-part du résultat de coentreprises attribuable à CE Gen et à Wailuku a été de 14 millions de dollars, contre 7 millions de dollars pour 2010. La quote-part du résultat de coentreprises s'est accrue surtout en raison de la conjoncture favorable du marché, en partie contrebalancée par les taux de change défavorables et une hausse des interruptions planifiées et non planifiées.

Depuis 2001, une partie importante des centrales de CE Gen est exploitée en vertu de contrats à un prix de l'énergie fixe modifié. Avec prise d'effet le 1^{er} mai 2012, les modalités des contrats sont 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^{er} mai 2012 donneront lieu à des produits équivalant à ceux qui sont réalisés selon la structure de prix de l'énergie fixe.

Opérations sur les produits énergétiques : Ce secteur tire ses produits et ses résultats du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et d'instruments dérivés liés à l'énergie. L'atteinte de marges brutes tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque 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 opérationnelles et frais d'entretien et d'administration engagés au sein du secteur Opérations sur les produits énergétiques est attribuée au secteur Production d'après une estimation des charges opérationnelles 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 opérationnelle 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 :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Produits des activités ordinaires	3	137	41
Combustible et achats d'électricité	-	-	-
Marge brute	3	137	41
Activités opérationnelles, entretien et administration	28	43	17
Amortissement	-	1	2
Répartition des coûts intersectoriels	(13)	(8)	(5)
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	(12)	101	27

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont diminué par rapport à la période correspondante de 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.

En 2011, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont progressé comparativement à 2010 grâce aux solides résultats des activités de négociation dans les régions de l'ouest et à la hausse des résultats découlant de l'acquisition de contrats d'électricité et de gaz naturel. Ces résultats positifs ont été en partie neutralisés par une baisse des marges brutes dans la région du nord-ouest du Pacifique, entraînée par la baisse des prix.

Les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 ont diminué par rapport à la période correspondante de 2011 du fait surtout de la baisse des charges de rémunération découlant de la diminution des résultats.

En 2011, les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration ont augmenté par rapport à 2010, conséquence de la hausse des charges de rémunération découlant des résultats favorables et des coûts associés à plusieurs initiatives en matière de productivité.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la répartition des coûts intersectoriels a augmenté par rapport à la période correspondante de 2011 en raison des coûts des activités de soutien additionnels imputés au secteur Production attribuables à 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 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 :

Exercices clos les 31 décembre	2012		2011	2010
	Total	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Total
Activités opérationnelles, entretien et administration	81	-	81	83
Amortissement	20	-	20	21
Coûts de restructuration	8	(8)	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	-	1	-
Pertes opérationnelles	110	(8)	102	104
				88

Les activités opérationnelles et activités d'entretien et d'administration pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 étaient comparables à celles de 2011. En 2011, les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration ont augmenté par rapport à 2010 en raison des coûts associés à plusieurs initiatives en matière de productivité et de l'accroissement de la charge de rémunération.

Charge d'intérêt nette

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

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Intérêts sur la dette	227	228	226
Produit d'intérêt	(2)	-	(18)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(4)	(31)	(48)
Inefficacité des couvertures	4	(1)	-
Charge d'intérêt	225	196	160
Désactualisation des provisions	17	19	18
Charge d'intérêt nette	242	215	178

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la charge d'intérêt nette s'est accrue par rapport à 2011, du fait surtout du recul des intérêts incorporés dans le coût de l'actif.

En 2011, la charge d'intérêt nette s'est accrue par rapport à 2010, conséquence du recul des intérêts incorporés dans le coût de l'actif, de la baisse du produit d'intérêt découlant de la résolution de certaines questions fiscales en suspens en 2010 et de la hausse des taux d'intérêt, contrebalancés en partie par les taux de change favorables et la diminution de la dette.

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 704 MW, ou qui possède une participation dans ces centrales. Stanley Power détient la participation ne donnant pas le contrôle dans TA Cogen. Natural Forces détient une participation de 17 % dans notre parc éolien de Kent Hills, dont la capacité de production est de 150 MW. Comme nous détenons une participation conférant le contrôle dans TA Cogen et Kent Hills, nous consolidons la totalité des résultats, des actifs et des passifs relativement à notre participation dans ces actifs.

Les participations ne donnant pas le contrôle dans les comptes de résultat consolidés et les états de la situation financière consolidés ont trait au résultat et à l'actif net attribuables à des participations dans TA Cogen et Kent Hills que nous ne détenons pas. Dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés, les sommes payées aux actionnaires minoritaires de TA Cogen et de Kent Hills 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 de 37 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 est comparable à celui de 38 millions de dollars en 2011.

En 2011, le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle a augmenté de 14 millions de dollars par rapport à 2010 en raison de l'accroissement du résultat de TA Cogen.

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 temporelle entre le moment de la comptabilisation d'un élément 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 temporelle 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 quasi adoptés.

Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts sur le résultat et des taux d'imposition effectifs sur le résultat à l'exclusion des éléments non comparables qui suivent :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Résultat avant impôts sur le résultat	(443)	449	304
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(37)	(38)	(24)
Quote-part du résultat de coentreprises	15	(14)	(7)
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	72	(127)	(43)
Imputation pour dépréciation d'actifs	324	17	28
Coûts de restructuration	13	-	-
Profit à la vente d'actifs	(3)	(16)	-
Incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	254	-	-
(Profit à la vente) provision à l'égard d'une garantie	(15)	18	-
Autres éléments non comparables	3	10	-
Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables assujettis à l'impôt	183	299	258
Charge d'impôts sur le résultat	103	106	24
Recouvrement (charge) d'impôts sur le résultat au titre de l'incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	25	(46)	(15)
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat lié(e) à l'imputation pour dépréciation d'actifs	(5)	4	12
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié aux coûts de restructuration	3	-	-
Charge d'impôts sur le résultat liée au profit à la vente d'actifs	(1)	(4)	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	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	(169)	-	-
Charge d'impôts sur le résultat liée aux variations des taux d'imposition des sociétés	(8)	-	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	9	-	30
Reclassement de l'impôt de la Partie V1.1	-	(2)	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à d'autres éléments non comparables	1	3	-
Charge d'impôts sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables	19	66	51
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables (%)	10	22	20

Pour l'exercice clos le 31 décembre 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.

En 2011, à l'exclusion des éléments non comparables, la charge d'impôts sur le résultat a été plus élevée qu'en 2010, en raison d'une hausse du résultat aux fins de comparaison et des variations du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, a 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.

En 2011, le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, a progressé par rapport à 2010 du fait de l'incidence de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat et des variations du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés du 31 décembre 2011 au 31 décembre 2012 :

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(22)	Calendrier des encaissements et des paiements
Créances clients	56	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients
Garanties versées	(26)	Diminution de la garantie requise en raison des fluctuations des prix à terme
Placements	(21)	Quote-part de la perte de coentreprises et taux de change défavorables
Créances à long terme	(18)	Vente d'une garantie à MF Global Inc.
Créances au titre de contrats de location-financement (courantes et non courantes)	314	Acquisition de la centrale de Solomon et contrat connexe
Immobilisations corporelles, montant net	(227)	Dépréciation d'actifs partiellement contrebalancée par des acquisitions
Actifs d'impôt différé	(119)	Sortie des actifs d'impôt différé liés à la rentabilité des activités aux États-Unis
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	(220)	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes
Créditeurs et charges à payer	32	Respect du calendrier des paiements et augmentation des charges à payer
Garanties reçues	(14)	Réduction de la garantie reçue de contreparties découlant des fluctuations des prix à terme
Impôts sur le résultat à payer	(16)	Augmentation des versements échelonnés
Dette à long terme (y compris la partie courante)	180	Augmentation des emprunts en vertu des facilités de crédit et émission de billets de premier rang, contrebalancées en partie par des remboursements
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (partie courante et non courante)	(70)	Diminution des provisions pour frais de démantèlement et activités commerciales, y compris l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance
Crédits différés et autres passifs non courants	20	Augmentation des prestations définies à payer
Passifs d'impôt différé	(54)	Résolution positive de certaines questions fiscales en suspens et incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	(77)	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(259)	Perte nette de l'exercice et dividendes sur actions, compensés en partie par l'émission d'actions ordinaires et privilégiées
Participations ne donnant pas le contrôle	(28)	Distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite de la quote-part du résultat net des 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-après. 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 : 1) ceux utilisés dans les secteurs Opérations sur les produits énergétiques et Production 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 2) 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, et est présentée de manière plus détaillée ci-après.

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 dans les comptes de résultat consolidés 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.

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-après.

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.

Un sommaire du mode de comptabilisation des couvertures de la juste valeur types dans nos états financiers est présenté ci-après :

Événement	Comptes de résultat consolidés	États du résultat global consolidés	États de la situation financière consolidés	Tableaux des flux de trésorerie consolidés
Début du contrat ¹	-	-	-	-
Date de clôture (évaluation à la valeur du marché)	✓	-	✓	-
Règlement du contrat	✓	-	✓	✓

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 le risque de change découlant de contrats prévus et d'engagements fermes libellés en devises.

Un sommaire du mode de comptabilisation des couvertures de projets types dans nos états financiers est présenté ci-après :

Événement	Comptes de résultat consolidés	États du résultat global consolidés	États de la situation financière consolidés	Tableaux des flux de trésorerie consolidés
Début du contrat ¹	-	-	-	-
Date de clôture (évaluation à la valeur du marché) ²	-	✓	✓	-
Reconduction - nouveau contrat	-	✓	✓	✓
Règlement du contrat	-	✓	✓	✓

¹ Certains contrats peuvent exiger un investissement au comptant initial.

² Toute tranche inefficace est comptabilisée dans les comptes de résultat consolidés.

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 monnaie étrangère. Les swaps de taux d'intérêt différés servent à contrebalancer la variabilité des flux de trésorerie découlant des émissions anticipées de titres d'emprunt à long terme.

Un sommaire du mode de comptabilisation des couvertures de change, de taux d'intérêt et du prix des produits de base types dans nos états financiers est présenté ci-après :

Événement	Comptes de résultat consolidés	États du résultat global consolidés	États de la situation financière consolidés	Tableaux des flux de trésorerie consolidés
Début du contrat ¹	-	-	-	-
Date de clôture (évaluation à la valeur du marché) ²	-	✓	✓	-
Règlement du contrat	✓	✓	✓	✓

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 dans les comptes de résultat consolidés 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. 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.

Un sommaire du mode de comptabilisation des couvertures de l'investissement net types dans nos états financiers est présenté ci-après :

Événement	Comptes de résultat consolidés	États du résultat global consolidés	États de la situation financière consolidés	Tableaux des flux de trésorerie consolidés
Début du contrat ¹	-	-	-	-
Date de clôture (évaluation à la valeur du marché) ²	-	✓	✓	-
Reconduction - nouveau contrat	-	✓	✓	✓
Règlement du contrat	-	✓	✓	✓
Réduction de l'investissement net dans un établissement à l'étranger	✓	✓	✓	-

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.

Un sommaire du mode de comptabilisation des éléments autres que de couverture types dans nos états financiers est présenté ci-après :

Événement	Comptes de résultat consolidés	États du résultat global consolidés	États de la situation financière consolidés	Tableaux des flux de trésorerie consolidés
Début du contrat ¹	-	-	✓	-
Date de clôture (évaluation à la valeur du marché)	✓	-	✓	-
Reconduction - nouveau contrat	✓	-	✓	✓
Règlement du contrat	✓	-	✓	✓
Dessaisissement du contrat	✓	-	✓	✓

¹ Certains contrats peuvent exiger un investissement au comptant initial.

² Toute tranche inefficace est comptabilisée dans les comptes de résultat consolidés.

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 2012, les instruments de niveau III avaient une valeur comptable de l'actif net de 31 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 2011.

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 subalterne à celui de directeur peuvent recevoir des attributions dont les droits s'acquerraient 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^e 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 2012, les montants à recevoir des employés en vertu de ce régime totalisaient 4 millions de dollars (1 million de dollars en 2011). 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. La composante à prestations définies des régimes de retraite agréés a cessé d'être offerte aux nouveaux employés canadiens le 30 juin 1998. Le régime de retraite à prestations définies a été gelé en date du 31 décembre 2010. Les dernières évaluations actuarielles aux fins comptables des régimes agréés et du régime complémentaire de retraite au Canada et aux États-Unis ont été effectuées respectivement au 31 décembre 2012 et au 1^{er} janvier 2012.

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). La dernière évaluation actuarielle de ces régimes a été effectuée au 31 décembre 2010 pour le régime au Canada et au 1^{er} janvier 2012 pour le régime aux États-Unis.

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

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 2012 et 2011 :

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 opérationnelles	520	690	Recul du résultat en trésorerie de 33 millions de dollars et variation défavorable des soldes du fonds de roulement de 137 millions de dollars, net de l'incidence de 204 millions de dollars liée à 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 (ou reçues) des contreparties.
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 contrebalancés 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 bond 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	

Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	35	53	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités opérationnelles	690	852	Variations défavorables des soldes du fonds de roulement de 166 millions de dollars imputables surtout au calendrier des paiements et des encaissements, compensées par une augmentation du résultat au comptant de 4 millions de dollars.
Activités d'investissement	(608)	(777)	Diminution des acquisitions d'immobilisations corporelles de 355 millions de dollars et produit de la vente de centrales et de projets de mise en valeur de 40 millions de dollars, contrebalancés par une baisse de 156 millions de dollars des garanties reçues de contreparties, une hausse de 54 millions de dollars des garanties versées à des contreparties, une diminution de 15 millions de dollars du produit de la vente de la participation ne donnant pas le contrôle dans Kent Hills, et un recul de 26 millions de dollars par suite de la résolution de certaines questions fiscales en suspens en 2010.
Activités de financement	(70)	(92)	Baisse des remboursements nets au titre de la dette, diminution des dividendes en espèces versés sur les actions ordinaires de 25 millions de dollars, contrebalancés par un fléchissement du produit de l'émission d'actions privilégiées de 24 millions de dollars et une augmentation des dividendes versés sur les actions privilégiées de 15 millions de dollars.
Conversion des liquidités en monnaies étrangères	2	(1)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	49	35	

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 opérationnelles, 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 opérationnelles, 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 a totalisé 4,2 milliards de dollars au 31 décembre 2012 en regard de 4,0 milliards de dollars au 31 décembre 2011. Le total de la dette à long terme a augmenté depuis le 31 décembre 2011, surtout en raison de la hausse des emprunts sur nos facilités de crédit et d'une nouvelle émission de titres d'emprunt à long terme à taux fixe, compensées en partie par les remboursements au titre de la dette arrivée à échéance au cours de l'exercice.

Facilités de crédit

Au 31 décembre 2012, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars en 2011), dont un montant de 0,8 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars en 2011) n'a pas été prélevé et est disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Au 31 décembre 2012, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,3 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars en 2011), ce qui correspondait à des emprunts réels de 1,0 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars en 2011) et à des lettres de crédit de 0,3 milliard de dollars (0,3 milliard de dollars en 2011). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, qui vient à échéance en 2016, le solde comprenant des facilités de crédit bilatérales dont un montant de 0,3 milliard de dollars vient à échéance au troisième trimestre de 2013 et un montant de 0,2 milliard de dollars, au quatrième trimestre de 2014. Nous prévoyons renouveler ces facilités, selon des modalités commerciales raisonnables, avant leur échéance.

Outre le montant de 0,8 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons de 25 millions de dollars de liquidités disponibles.

Capital social

Au 31 décembre 2012, nous avons 254,7 millions d'actions ordinaires (223,6 millions en 2011) émises et en circulation. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, 31,1 millions d'actions ordinaires (3,3 millions en 2011) ont été émises pour un produit de 456 millions de dollars (69 millions de dollars en 2011), dont une tranche de 21,2 millions d'actions ordinaires (néant au 31 décembre 2011) a été émise dans le cadre d'un appel public à l'épargne pour un produit net de 295 millions de dollars (néant au 31 décembre 2011), une tranche de 9,7 millions d'actions ordinaires (3,2 millions au 31 décembre 2011) a été émise pour un produit de 159 millions de dollars (67 millions de dollars au 31 décembre 2011) aux fins des dividendes réinvestis dans le cadre du régime et une tranche de 0,2 million d'actions ordinaires (0,1 million au 31 décembre 2011) a été émise pour un produit de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2011).

Au 31 décembre 2012, nous avons 32,0 millions d'actions privilégiées (23,0 millions en 2011) émises et en circulation. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, 9,0 millions d'actions privilégiées de série E (11,0 millions d'actions privilégiées de série C en 2011) ont été émises pour un produit de 219 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts et taxes de 6 millions de dollars (269 millions de dollars en 2011, déduction faite des frais d'émission après impôts et taxes de 6 millions de dollars).

Le 26 février 2013, nous avons 258,4 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 2012, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 336 millions de dollars (328 millions de dollars en 2011) et des garanties au comptant de 19 millions de dollars (45 millions de dollars en 2011). 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 2012, l'excédent du passif courant sur l'actif courant était de 447 millions de dollars (67 millions de dollars en 2011). L'excédent du passif courant sur l'actif courant a augmenté de 380 millions de dollars par rapport à 2011, en raison d'une hausse de la partie courante de la dette à long terme et d'une diminution des actifs de gestion du risque, contrebalancées en partie par une baisse de la partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions, un accroissement des créances clients et un recul des passifs de gestion du risque.

Structure du capital

Notre structure du capital comprenait les composantes qui suivent :

Aux 31 décembre	2012		2011	
	Montant	%	Montant	%
Dettes, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	4 192	56	4 005	52
Participations ne donnant pas le contrôle	330	4	358	5
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 010	40	3 269	43
Total du capital	7 532	100	7 632	100

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 à prix fixe, contrats de transport et autres contrats	Contrats de transport et d'achat d'électricité	Contrats de location simple	Contrat d'approvisionnement en charbon et contrats d'exploitation minière	Ententes de service à long terme	Dettes à long terme ¹	Intérêts sur la dette à long terme ²	Engagements liés à des projets de croissance, à des projets d'envergure et à des projets de mise en valeur ³	Total
2013	76	40	10	125	18	607	212	131	1 219
2014	35	10	8	102	17	209	185	-	566
2015	11	11	8	96	9	654	153	-	942
2016	10	8	7	98	3	680	138	-	944
2017	9	3	7	25	-	2	127	-	173
2018 et par la suite	106	5	28	530	-	2 055	802	-	3 526
Total	247	77	68	976	47	4 207	1 617	131	7 370

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 ou 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'énergie renouvelable 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 d'être capables d'offrir notre électricité à bas prix.

¹ Les remboursements de la dette à long terme incluent les montants liés à nos facilités de crédit qui devraient arriver à échéance entre le troisième trimestre de 2013 et le quatrième trimestre de 2014.

² 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.

³ Comprend un engagement résiduel de 54 millions de dollars au titre d'un contrat avec Alstom Énergie & Transport Canada inc. visant la fabrication, la livraison et l'installation des écrans d'eau des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. L'engagement portant sur un prix fixe en vertu du contrat totalisait 79 millions de dollars.

Réglementation environnementale en vigueur et réglementation 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 («NOx»), de dioxyde de soufre («SO₂») et de matières particulaires 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»). Cependant, la publication des règlements fédéraux régissant les GES peuvent entraîner un certain déséquilibre entre les exigences et les calendriers de réduction des polluants atmosphériques de la CASA, et les calendriers de diminution des GES pour les anciennes centrales, qui, à elles seules, donneront lieu à des réductions importantes des émissions de NOx, de SO₂ et de particules. Nous sommes en pourparlers avec le gouvernement provincial afin d'assurer la coordination entre les règlements visant la réduction des GES et des polluants atmosphériques, et l'atteinte des objectifs en matière de réduction des émissions de la manière la plus efficace, tout en tenant compte de la fiabilité de la production et de ses coûts en Alberta.

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^{er} juillet 2015. Les règles accordent aux centrales alimentées au charbon un délai allant jusqu'à 50 ans pour respecter les normes d'émission de GES fixées à environ 420 tonnes par GWh. Il y a certaines exceptions où d'anciennes unités mises en service avant 1975 doivent atteindre la fin de leur durée d'utilité avant le 31 décembre 2019 et où d'anciennes unités mises en service entre 1975 et 1986 doivent atteindre la fin de leur durée d'utilité avant le 31 décembre 2029. Comparativement à la version provisoire initiale de ces règlements, 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

Le 27 mars 2012, l'Environmental Protection Agency («EPA») des États-Unis a proposé des normes en matière d'émissions de GES pour les futures centrales alimentées au charbon. Les normes proposées seront respectées grâce au passage à de nouveaux combustibles ou à des technologies du charbon épuré. Comme ce cadre réglementaire ne vise que les nouvelles centrales alimentées au charbon, il n'aura pas d'incidence importante sur nos unités alimentées au charbon existantes de la centrale de Centralia.

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 entièrement mises en fonction au début de 2012. Nous avons également installé une autre technologie dans le but de réduire davantage les émissions de NOx, conformément au projet de loi de l'État de Washington adopté en avril 2011, obligeant TransAlta à utiliser cette technologie d'ici le 1^{er} janvier 2013.

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 l'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 opérationnels 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 2012, selon nos estimations, 27 millions de tonnes de GES d'une intensité de 0,816 tonne par MWh (29 millions de tonnes de GES d'une intensité de 0,859 tonne par MWh en 2011) ont été émises dans le cadre des activités opérationnelles normales¹.

Nos programmes de gestion environnementale englobent les éléments suivants :

Énergie renouvelable

Nous continuons d'investir dans les sources d'énergie renouvelable et de construire des installations en vue de leur exploitation. Notre parc éolien de New Richmond de 68 MW est actuellement en construction et devrait être achevé au cours du premier trimestre de 2013. 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 poursuivons l'amélioration des procédés d'exploitation et les investissements 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. La nouvelle unité 3 de notre centrale de Keephills est entrée en service en septembre 2011. Cette unité fait appel à une technologie de combustion supercritique pour maximiser l'efficacité thermique, ainsi qu'à une technologie de combustion à faibles rejets de NOx et de captage de SO₂, qui s'apparente à la technologie actuellement utilisée à l'unité 3 de la centrale de Genesee. Les projets d'accroissement de la capacité nominale récemment achevés à nos centrales de Keephills et de Sundance devraient améliorer l'efficacité énergétique et réduire les émissions de ces unités.

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. Nous nous sommes associés à un groupe de sociétés qui participent au Réseau combiné du CO₂ afin de promouvoir l'élaboration de systèmes et d'infrastructure de captage et de stockage du carbone pour le Canada.

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.

¹ Les données de 2012 sont des estimations fondées sur les meilleures données disponibles au moment de la production du rapport. Les GES comprennent la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone («CO₂»), le méthane, l'oxyde d'azote, les hexafluorures de soufre, les hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones. La plus grande partie de nos émissions de GES estimatives sont constituées d'émissions de CO₂ provenant de sources de combustion fixe.

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. 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 aux points suivants : les attentes relatives à la date d'achèvement et à la mise en service de projets en cours, y compris les accroissements de la capacité nominale et les projets d'envergure et leurs coûts connexes; les dépenses estimatives dans des projets de croissance et d'investissement de maintien et des projets liés à la productivité; les attentes en termes de coûts opérationnels, 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 opérationnelles 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 prévue de la croissance de la charge et des coûts du gaz naturel sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité, de la capacité et de la production; le financement prévu de nos dépenses d'investissement; la réglementation et la législation gouvernementales prévues et leur incidence prévue, ainsi que le coût lié au respect de celles-ci; notre stratégie commerciale et le risque qu'elle comporte; 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 attentes au titre de l'issue des poursuites existantes ou éventuelles ou réclamations contractuelles ou réclamations juridiques; 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; la surveillance de notre exposition au risque de liquidité; les attentes quant à la conjoncture économique mondiale; nos pratiques de crédit; et l'apport estimé du secteur Opérations sur les produits énergétiques à la marge brute.

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 opérationnels liés à nos centrales, y compris 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; 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 étrangers; 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; la dépendance à l'égard du personnel clé; les questions de relations de travail; et les projets de mise en valeur et les acquisitions. 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 2013.

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 2013

Contexte d'affaires

Demande

La demande d'électricité en Alberta devrait croître à un taux moyen d'environ 2 % à 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 demande en Ontario devrait revenir à un rythme de croissance modéré d'environ 1 % par année.

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 de ses marges de réserve au cours des prochains exercices jusqu'à la mise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et à l'ajout d'une capacité de gaz naturel au cours de 2015 pour satisfaire la croissance de la charge prévue. La marge de réserve de l'Ontario demeurera relativement stable également si la centrale alimentée au charbon est démantelée comme prévu au cours de 2013. 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 le vent, l'hydroélectricité, l'énergie géothermique et l'énergie solaire. En Alberta, des installations de biomasse d'une capacité de 45 MW sont en construction, et des parcs éoliens d'une capacité d'environ 1 000 MW ont obtenu l'approbation des organismes de réglementation. D'autres parcs éoliens d'une capacité de 2 400 MW ont déposé une demande aux fins d'une interconnexion ou d'une approbation des organismes de réglementation. 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 des travaux d'élargissement du réseau de transport.

Les projets de cogénération dans le cadre des projets de mise en valeur des sables bitumineux d'envergure devraient être la nouvelle source principale de production en Alberta. Ces projets, parallèlement à la production d'électricité, fournissent de la chaleur à la centrale de sables bitumineux. De ce fait, ces centrales sont une nouvelle source de production très concurrentielle et efficace. L'Alberta compte maintenant une capacité de cogénération avoisinant les 4 000 MW, et des installations d'une capacité supplémentaire de 400 MW sont en construction.

Bien que de nombreux événements auront vraisemblablement une incidence sur l'offre future d'électricité, les faibles coûts engagés pour répondre à la charge de base indiquent que nos centrales continueront d'être soutenues par le marché.

Transport

Par le passé, les réseaux de transport étaient conçus pour alimenter seulement leur territoire, et les interconnexions entre les territoires qui ont été construites pour améliorer la fiabilité ne desservaient qu'une petite fraction de la capacité de production ou de la charge locale. Nous croyons que les lignes de transport futures devront s'étendre au-delà des limites territoriales des provinces et des États, car il y a une volonté d'améliorer l'efficacité en transportant de grandes quantités d'électricité d'une région à une autre. Ces lignes de transport interrégionales seront des lignes haute tension à courant alternatif ou à courant continu.

Le réseau de transport existant de l'Alberta est engorgé et vieillissant, ce qui se traduit par des pertes d'énergie excessives et des contraintes sur nos activités de production étant donné que les flux d'électricité prévus dépassent les limites actuelles du réseau. Le renforcement du réseau de transport, par suite de la construction des nouvelles lignes de transport annoncée en 2012, réduira ces contraintes et ces pertes et permettra de produire davantage.

Prix de l'électricité

En 2013, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus bas qu'en 2012 en raison du nombre moins élevé de révisions générales prévues et d'une augmentation de la capacité découlant de la remise en service d'installations existantes supplémentaires, contrebalancés en partie par la croissance de la charge. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons des prix légèrement plus élevés qu'en 2012; cependant, l'ensemble des prix demeureront faibles en raison des bas prix du gaz naturel et d'un ralentissement de la croissance de la charge.

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 répondre

aux 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.

Aux États-Unis, la manière dont la législation sur les changements climatiques pour la production à partir de combustibles fossiles sera adoptée n'est pas encore claire. En outre, de nouveaux règlements sur les polluants atmosphériques pour le secteur de l'électricité sont prévus, mais ne toucheront pas directement nos centrales alimentées au charbon de l'État de Washington. L'entente que TransAlta a conclue avec l'État de Washington en avril 2011 clarifie la réglementation de l'État concernant un régime de réduction des émissions pour la centrale alimentée au charbon de Centralia jusqu'en 2025.

Dès 2013, la livraison directe d'électricité au California Independent System Operator devra satisfaire à des exigences de conformité établies dans le cadre du programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES du California Air Resources Board. Pendant que le California Air Resource Board finalise sa réglementation, nous resterons à l'affût de tout changement afin de nous assurer que nous répondons aux exigences du programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES.

Nous continuons de surveiller étroitement la progression des modifications à la législation environnementale ainsi que les risques connexes 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 faisons le suivi de ces réclamations afin d'évaluer le risque lié à ces activités.

Environnement économique

L'environnement économique a montré des signes de faiblesse au cours de 2012 et de 2013, et nous prévoyons une croissance lente à modérée en Alberta et en Australie et une faible croissance sur 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.

Nous n'avons constaté aucune perte importante liée à une contrepartie en 2012, et nous continuons de gérer le risque de contrepartie et d'agir conformément aux politiques de gestion du risque que nous avons mises en œuvre. 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 opérationnelles

Capacité, production et disponibilité

La capacité de production est censée augmenter en 2013 en raison de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et de l'achèvement du parc de New Richmond. Avant l'incidence de la répartition économique, la production globale devrait augmenter pour 2013 en raison d'une réduction des interruptions planifiées. La disponibilité globale devrait être de 89 % à 90 % en 2013 en raison de la diminution des interruptions planifiées dans l'ensemble des centrales.

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 77 % 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'exercice qui vient. À la fin de 2012, environ 85 % de notre capacité de 2013 était assujettie à des contrats. Pour 2013, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme se situe dans une fourchette de 60 \$ à 65 \$ le MWh en Alberta, et de 40 \$ US à 45 \$ 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. En janvier 2013, nous avons annoncé à Prairie Mines and Royalty Ltd. que nous allons prendre en charge, par l'intermédiaire de notre filiale entièrement détenue SunHills Mining Limited Partnership, l'exploitation et la gestion de la mine de Highvale. Nous évaluons actuellement l'incidence comptable de ce changement. Les coûts du charbon pour 2013, selon la méthode du coût standard, devraient être comparables à ceux de 2012 en présumant que le contrôle des activités et de la gestion contrebalancera toute hausse des coûts mentionnée auparavant.

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 2013 devrait subir une baisse variant de 9 % à 11 %.

La valeur des stocks de charbon est évaluée afin de déterminer si elle a subi une dépréciation à chaque date de clôture. Si les stocks ont perdu de la valeur, des charges additionnelles seront comptabilisées dans le résultat net. Pour plus de renseignements sur les imputations pour dépréciation des stocks et reprises comptabilisées en 2012, 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 annuelle des prix dans un avenir proche.

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.

Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration

Les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration pour 2013 devraient être semblables à ceux de 2012 en raison de l'économie de coûts découlant de la restructuration au cours du quatrième trimestre, contrebalancée par les coûts supplémentaires liés à la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et au démarrage du parc éolien de New Richmond.

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 à la législation. 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 des opérations sur les produits énergétiques dégage une marge brute variant de 40 millions de dollars à 60 millions de dollars pour 2013.

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 contrebalançant les actifs libellés en devises avec des passifs libellés en devises et en concluant des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en devises, y compris une charge d'intérêt, qui contrebalancent dans une large mesure nos produits nets libellés en devises.

Charge d'intérêt nette

La charge d'intérêt nette de 2013 ne devrait pas varier de manière importante comparativement à celle présentée en 2012. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait se répercuter sur le montant de la charge d'intérêt nette engagée.

Situation de trésorerie et sources de financement

En raison de l'accroissement éventuel de la volatilité sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel, ou de l'augmentation des activités de négociation sur le marché, nous pourrions avoir besoin de liquidités supplémentaires. Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates en vertu de 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 et 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, à l'exclusion des éléments non comparables pour 2013, devrait se situer entre 22 % et 27 % environ, ce qui est comparable au taux prévu par la loi de 25 %.

Dépenses d'investissement

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

Dépenses liées à des projets de croissance et à des projets d'envergure

En 2012, nous avons affecté un total de 246 millions de dollars aux dépenses liées à des projets de croissance et à des projets d'envergure, déduction faite des apports de coentreprises reçus. Nous avons achevé avec succès l'accroissement de la capacité nominale aux unités 1 et 2 de la centrale de Keepphills et à l'unité 3 de la centrale de Sundance. Même si l'accroissement de la capacité nominale est achevé à l'unité 3 de la centrale de Sundance, l'augmentation de la capacité découlant de cet accroissement ne se concrétisera pas tant que le stator de la génératrice ne sera pas remplacé. De ces 246 millions de dollars, un montant de 203 millions de dollars se rapporte à deux grands projets, soit un projet de croissance et un projet d'envergure, qui seront terminés en 2013.

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

	Total - Projet		2012 ¹	2013	Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ²	Dépenses réelles	Dépenses estimées		
Projets de croissance						
New Richmond ³	212	188	159	15-25	T1 2013	Parc éolien de 68 MW au Québec
Projets d'envergure						
Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	190	44	44	130-145	T4 2013	Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance totalisant une capacité de 560 MW
Total des projets de croissance et des projets d'envergure	402	232	203	145-170		

Le total des dépenses estimées devant être affecté au parc de New Richmond a augmenté de 7 millions de dollars en raison des taux de change défavorables et de la hausse des dépenses engagées par suite des retards dans la construction.

En 2012, nous avons conclu un accord avec Alstom Énergie & Transport Canada inc. pour la fabrication, la livraison et la construction d'écrans d'eau aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. L'engagement portant sur un prix fixe en vertu du contrat totalise 79 millions de dollars dont une tranche de 25 millions de dollars a été engagée en 2012 et une tranche de 54 millions de dollars devrait être engagée en 2013. Les paiements seront effectués au moment de l'atteinte des différents jalons fixés. Les frais additionnels à payer en vertu du contrat comprennent les éléments remboursables comme les incitatifs à la main-d'œuvre directe, aux sous traitants et à la main-d'œuvre.

Transport

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, un total de 4 millions de dollars a été investi dans des projets de transport. Les dépenses estimées de 2013 pour les projets de transport s'élèvent à 7 millions de dollars. Les projets de transport comprennent des travaux importants d'entretien et de reconfiguration des réseaux de transport de l'Alberta afin d'accroître la capacité du débit dans les lignes.

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

Une part importante de nos dépenses d'investissement de maintien et de nos dépenses 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 comme une partie des immobilisations corporelles et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'aux prochains travaux d'entretien planifié d'envergure.

Pour 2013, nos dépenses d'investissement de maintien et nos dépenses liées à la productivité estimatives, déduction faite des apports reçus, sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Dépenses en 2012	Dépenses prévues en 2013
Dépenses d'investissement courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	115	90-100
Matériel minier et achats de terrains	Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains	38	40-50
Entretien planifié d'envergure	Travaux d'entretien planifié d'envergure	286	165-185
Total des dépenses de maintien		439	295-335
Dépenses liées à la productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production	57	30-50
Total des dépenses de maintien et des dépenses liées à la productivité		496	325-385

En raison de la prise en charge du contrôle de l'exploitation et de la gestion de la mine de Highvale, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité pour 2013 seront ajustées au cours de l'exercice à mesure que des dépenses supplémentaires seront engagées. Nous évaluons actuellement l'incidence de ces facteurs sur nos dépenses d'investissement de maintien et dépenses liées à la productivité pour 2013.

¹ En 2012, nous avons aussi affecté un montant total combiné de 40 millions de dollars aux centrales qui étaient déjà en service. Au cours du deuxième trimestre de 2012, nous avons transféré un montant de 1 million de dollars des projets de croissance et des projets d'envergure aux dépenses d'investissement de maintien et dépenses liées à la productivité, que nous avons affecté aux pièces de rechange amortissables.

² Représentent les montants engagés au 31 décembre 2012.

³ Le coût total du projet de New Richmond à ce jour comprend des dépenses de 5 millions de dollars qui ont été incluses dans les frais de mise en valeur liés au projet en 2011.

Notre important programme d'entretien planifié est lié aux travaux d'entretien d'envergure prévus au calendrier et comprend les coûts liés à l'inspection, aux réparations et à l'entretien, et le remplacement des composantes existantes. Il ne comprend pas les montants des travaux d'entretien courants, des activités d'entretien non planifié et des inspections et révisions mineures, qui sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Les détails du programme d'entretien planifié de 2013 sont présentés ci-après :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Dépenses prévues en 2013
Incorporés dans le coût de l'actif	90-105	75-80	165-185
Passés en charges	-	0-5	0-5
	90-105	75-85	165-190

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total
GWh perdus	1 660-1 670	420-430	2 080-2 100

Financement

Le financement de ces dépenses d'investissement devrait provenir des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, de la capacité d'emprunt existante, des dividendes réinvestis en vertu du régime et des marchés financiers. Les fonds requis aux fins des projets de croissance et d'investissement de maintien et des projets 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 des résultats 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 à l'environnement 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-après :

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 se compose de la vice-présidente à la direction, Expansion de l'entreprise, du vice-président et du trésorier, du directeur général, Négociation, du vice-président à la direction, Exploitation, du vice-président, Risques, du vice-président, Conformité, et de l'ingénieur en chef. Le comité de gestion du risque agit en tant qu'organe de surveillance des risques opérationnels 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 de l'équipe de direction et du conseil d'administration.

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 ou autres parties prenantes peuvent faire connaître de façon anonyme leurs préoccupations éventuelles en matière d'éthique de manière anonyme, 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 tests de tension sont effectués 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 2012 liée à nos activités de négociation sur les produits énergétiques pour compte propre a été de 2 millions de dollars (5 millions de dollars en 2011). 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 2012. 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.

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 des groupes Production et 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 sites 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-après :

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

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

Le risque de panne du matériel imputable à l'usure normale, à un vice caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'opérateur, entre autres, pourrait avoir une incidence négative importante sur la société. Bien que nos centrales soient en général exploitées conformément aux attentes, rien ne garantit qu'elles continueront de l'être. Nos centrales sont exposées à des risques opérationnels, 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 opérationnels 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 qu'ils 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 Electrical 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 d'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 de production selon des normes opérationnelles 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 de couverture d'assurance dans l'éventualité d'une interruption prolongée;
- en incluant des clauses de force majeure pour 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 installations de production 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 de production existantes et sur les programmes d'entretien connexes;
- en négociant des ententes d'approvisionnement stratégiques avec des fournisseurs choisis afin de nous assurer que des composantes clés seront disponibles dans l'éventualité d'une interruption importante;
- en concluant des ententes à long terme avec nos partenaires stratégiques en matière d'approvisionnement afin d'assurer la disponibilité des pièces de rechange importantes;
- en élaborant une stratégie de gestion des actifs à long terme afin de prolonger le plus possible la durée de vie 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 2012, environ 90 % de notre production (93 % en 2011) 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 2012, 69 % (69 % en 2011) 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 2011) 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-après :

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur le résultat net
Prix de l'électricité	1,00 \$/MWh	6
Prix du gaz naturel	0,10 \$/GJ	2
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, de façon à limiter notre risque lié aux fluctuations de l'approvisionnement en charbon par des tiers. Au 31 décembre 2012, environ 71 % (79 % en 2011) du charbon utilisé dans nos activités de production provenait des réserves autorisées grâce aux droits relatifs aux mines de charbon que nous avons acquis;
- 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 SO₂ et aux oxydes d'azote, qui seront ajustées lorsque les règlements seront au point;
- en achetant des crédits compensatoires aux fins de réduction des émissions;
- en investissant dans des projets d'énergie renouvelable, 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.

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.

En 2012, nous avons investi environ 63 millions de dollars (47 millions de dollars en 2011) au titre des activités, des systèmes et des processus de gestion du risque environnemental.

Nous sommes l'une des sociétés fondatrices de la Canadian Clean Power Coalition et du Réseau combiné du CO₂, regroupements de sociétés du secteur voués 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 2011. En 2012, 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 connexes au 31 décembre 2012 est présenté ci-après :

Note de crédit de contrepartie	Montant de l'exposition nette
Note de première qualité	154
Note de qualité inférieure	-
Pas de note externe, note interne de première qualité	77
Pas de note externe, note interne de qualité inférieure	19

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 25 millions de dollars (38 millions de dollars en 2011).

Risque de change

Nous sommes exposés au risque de change en raison de nos placements et de nos activités opérationnelles 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 2012, environ 94 % (92 % en 2011) 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-après :

Facteur	Augmentation ou diminution	Incidence approximative sur le résultat net
Taux de change	0,05 \$	3

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 du conseil d'administration 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 et 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 2012, environ 24 % (23 % en 2011) 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-après :

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Taux d'intérêt	1	8

Risque lié à la gestion de projets

Étant donné que nous réalisons actuellement deux 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 la conformité aux processus et aux politiques fait l'objet d'un suivi, 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 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 2012, 43 % (44 % en 2011) de notre main-d'œuvre est visée par onze conventions collectives (onze en 2011). En 2012, deux conventions collectives (trois en 2011) ont été renégociées. Nous prévoyons négocier sept conventions en 2013. 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 réglementation et de conformité, 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. Nous suivons de près les règles et l'évolution du marché et participons 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 suffisante de ces lignes sont essentiels pour nous permettre d'offrir à nos clients l'électricité produite dans nos centrales. Cependant, compte tenu de la croissance soutenue de la demande d'électricité conjuguée à la faible capacité de transport ajoutée, à la fiabilité et à la capacité disponible réduites des installations de transport existantes, le risque lié aux infrastructures vieillissantes de transport en Alberta, en Ontario et dans la région du nord-ouest du Pacifique continue d'augmenter. L'approbation des lignes de transport de l'ouest et de l'est de l'Alberta constitue une étape importante pour améliorer l'infrastructure de transport de l'Alberta.

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 traduiraient 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 s'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 opérationnels 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 opérationnelles, 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-après :

Facteur	Augmentation ou diminution (%)	Incidence approximative sur le résultat net
Taux d'imposition	1	5

Le taux d'imposition effectif sur le résultat aux fins de comparaison avant impôts sur le résultat, quote-part du résultat de coentreprises et autres éléments pour 2012 s'est établi à 10 %. 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 en 2012. Les garanties d'assurance de la société ne seront peut-être pas offertes à l'avenir à des conditions raisonnables sur le plan commercial. Rien ne garantit que nos garanties d'assurance seront totalement suffisantes pour compenser les pertes subies. Dans l'éventualité d'un événement économique majeur, il se pourrait que les assureurs ne puissent pas payer la totalité des réclamations.

Méthodes et estimations comptables critiques

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

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

Nos principales méthodes comptables sont décrites à la note 2 des états financiers consolidés. 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 opérationnels.

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

Ces estimations comptables critiques sont décrites comme suit :

Comptabilisation des produits des activités ordinaires

Nos produits sont essentiellement tirés de la vente d'énergie livrée, de la location de centrales et des activités de 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 de ces instruments en cours à la date de l'état de la situation financière consolidé représentent les profits ou les pertes latents et sont présentées dans cet état 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 que nous utilisons sont définis comme suit :

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 et les écarts liés à l'emplacement. Nous incluons des instruments dérivés négociés hors Bourse dont les valeurs sont fondées sur les courbes observables des contrats à terme standardisés sur produits de base ainsi que des instruments dérivés dont les données d'entrée sont validées par des cours des courtiers ou par d'autres fournisseurs de données du 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 crédit.

Niveau III

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

Nous pouvons conclure des transactions sur des produits de base comportant des caractéristiques non standard 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 avec des 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. Lorsque des opérations sur des produits de base se déroulent au cours de périodes où il n'y a pas de données de marché observables disponibles, des modèles de prévisions de prix fondamentaux mis au point en interne sont utilisés dans l'évaluation.

Nous avons aussi divers contrats ayant une durée supérieure à celle normalement établie pour la négociation de ces contrats. Comme les prévisions de prix 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 et sont conclus à un prix donné avec des contreparties solvables.

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.

On estime que l'incidence de l'utilisation d'autres hypothèses possibles raisonnables comme données d'entrée pour les techniques d'évaluation à partir desquelles les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques de niveau III sont déterminées au 31 décembre 2012 est de +/- 26 millions de dollars (33 millions de dollars au 31 décembre 2011). 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 2012, les immobilisations corporelles représentaient 75 % 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 opérationnels 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 de temps 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 sur les prix de vente, les coûts de la vente, la production, la consommation de combustible, les coûts liés au démantèlement et les autres entrées ou sorties de trésorerie sur la durée de vie 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 2012 et d'autres événements précis, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs avant impôts et taxes de 367 millions de dollars (17 millions de dollars en 2011) à l'égard de certaines centrales. Se reporter à la rubrique «Imputation 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 opérationnelles 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 2012, la dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés s'est élevée à 564 millions de dollars (532 millions de dollars en 2011), dont 41 millions de dollars (40 millions de dollars en 2011) 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.

Un goodwill a été constaté sur les acquisitions de Canadian Hydro, de Merchant Energy Group of the Americas, Inc. et de Vision Quest Windelectric Inc. Au 31 décembre 2012, la valeur comptable totale de ce goodwill s'élevait à 447 millions de dollars (447 millions de dollars en 2011). 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, 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 opérationnels. 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 en regard de la façon dont nous classons 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 et, par conséquent, la valeur de certains éléments de produits et de charges dépend de ces classifications.

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 temporelles 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 50 millions de dollars (169 millions de dollars en 2011) ont été comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés au 31 décembre 2012. Ces actifs se rapportent principalement à des reports prospectifs de pertes opérationnelles et de pertes en capital nettes. Nous sommes d'avis que le résultat imposable et les profits en capital seront suffisants pour utiliser ces reports prospectifs, selon ce qui est permis par les différentes administrations fiscales.

Des passifs d'impôt différé de 430 millions de dollars (484 millions de dollars en 2011) ont été comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés au 31 décembre 2012. 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.

L'obligation 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 les rendements prévus des actifs des régimes et les taux d'actualisation utilisés pour établir l'obligation au titre des prestations projetées et les coûts.

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

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.

Le taux de rendement prévu à long terme des actifs des régimes repose sur le rendement passé et les prévisions économiques pour les types de placements détenus par les régimes. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les actifs des régimes ont eu un rendement positif de 23 millions de dollars comparativement à 11 millions de dollars en 2011. Le taux de rendement des actifs des régimes utilisé pour l'évaluation actuarielle de 2012 a été de 6 %.

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 2012, les provisions pour frais de démantèlement et de remise en état comptabilisées dans les états de la situation financière consolidés s'établissaient à 262 millions de dollars (301 millions de dollars en 2011). 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. Le taux d'actualisation moyen utilisé pour calculer la valeur comptable des provisions pour frais de démantèlement et de remise en état est de 7 %.

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

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	6	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 futures

États financiers consolidés

En mai 2011, l'International Accounting Standards Board («IASB») a publié l'IFRS 10, *États financiers consolidés* («IFRS 10»), qui remplace l'International Accounting Standard 27, *États financiers consolidés et individuels* («IAS 27»), et la Standing Interpretations Committee Interpretation 12, *Consolidation – Entités ad hoc* («SIC-12»). L'IFRS 10 fournit une définition révisée du contrôle afin qu'un modèle unique de contrôle soit appliqué à toutes les entités aux fins de consolidation.

Partenariats

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 11, *Partenariats*, qui 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 ses partenariats. En vertu de l'IFRS 11, il y a deux types de partenariats : l'entreprise commune et la coentreprise. Selon l'IFRS 11, il faut utiliser la méthode de la mise en équivalence pour la comptabilisation des participations dans les coentreprises et, dans le cas des entreprises communes, chaque partie comptabilise la quote-part de ses actifs, passifs, produits et charges.

Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 12, *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*, qui vise à accroître les informations à fournir à l'égard des intérêts que détient une entité dans d'autres entités consolidées et non consolidées, comme les filiales, les partenariats, les entreprises associées et les entités structurées non consolidées (entités *ad hoc*).

Participations dans des entreprises associées et des coentreprises et états financiers individuels

En mai 2011, deux normes existantes, l'IAS 28, *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*, et l'IAS 27, *États financiers individuels*, ont été modifiées. Les modifications sont mineures et ont donné lieu à la publication de l'IFRS 10, de l'IFRS 11 et de l'IFRS 12.

Modifications à l'IFRS 10, l'IFRS 11 et l'IFRS 12

En juin 2012, l'IASB a publié *États financiers consolidés, Partenariats, et Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités : dispositions transitoires* (modifications à l'IFRS 10, l'IFRS 11 et l'IFRS 12). Ces modifications apportent des clarifications au titre des dispositions transitoires de l'IFRS 10 et fournissent des allègements à l'égard des informations comparatives à présenter en limitant les ajustements à la période précédente pour les trois normes.

Les exigences liées aux nouvelles normes et aux normes existantes modifiées mentionnées ci-dessus prennent effet pour TransAlta le 1^{er} janvier 2013. L'adoption ne devrait pas avoir d'incidence financière importante sur la situation financière ou les résultats opérationnels consolidés; toutefois, des informations additionnelles ou plus détaillées devront être fournies pour notre période intermédiaire se terminant le 31 mars 2013 en raison de l'adoption de l'IFRS 12.

Évaluation de la juste valeur

En juin 2011, l'IASB a publié l'IFRS 13, *Évaluation de la juste valeur*, qui 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 communiquer de l'information à cet égard, mais ne précise pas quand elle doit évaluer un actif, un passif ou ses propres instruments de capitaux propres à la juste valeur. L'IFRS 13 prend effet pour TransAlta le 1^{er} janvier 2013. L'adoption ne devrait pas avoir d'incidence financière importante sur la situation financière ou les résultats opérationnels consolidés; toutefois, des informations additionnelles ou plus détaillées devront être fournies pour notre période intermédiaire se terminant le 31 mars 2013, surtout à l'égard des justes valeurs du niveau III.

Présentation des états financiers

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, afin d'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, à un moment donné, en résultat net. Les modifications apportées à l'IAS 1 prennent effet pour TransAlta le 1^{er} janvier 2013. Par la suite, les éléments présentés dans les états du résultat global consolidés seront remaniés afin de répondre aux exigences en matière de regroupement.

Avantages du personnel

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications apportées à l'IAS 19, *Avantages du personnel*, qui visent à améliorer la comptabilisation et la présentation des régimes à prestations définies, et la communication d'informations à leur sujet. Selon les modifications, la nouvelle présentation améliore la visibilité des différents types de profits et pertes découlant des régimes de retraite à prestations définies comme suit : le coût des services et le coût financier net sont présentés dans le résultat net et la réévaluation de l'actif net ou du passif net des régimes à prestations définies est comptabilisée immédiatement 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. Les modifications suppriment l'option de différer la comptabilisation des écarts actuariels, aussi connue sous le nom de la «méthode du corridor». Les informations à fournir sont accrues afin de présenter des informations plus détaillées au sujet des caractéristiques des régimes à prestations définies et des risques auxquels sont exposées les entités qui participent à ces régimes. Les modifications apportées à l'IAS 19 prennent effet pour TransAlta le 1^{er} janvier 2013 et doivent être appliquées rétrospectivement par celle-ci à compter du 1^{er} janvier 2010. Au moment de l'adoption, nous prévoyons reclasser une charge après impôts et taxes d'environ 12 millions de dollars des autres éléments du résultat global aux résultats non distribués, soit la charge additionnelle des périodes précédentes au titre des régimes de retraite entraînée par l'application des exigences liées à la notion du coût financier net. L'élimination de la méthode du corridor ne devrait pas avoir d'incidence étant donné que, depuis l'adoption des IFRS, nous avons comptabilisé les écarts actuariels dans la période au cours de laquelle ils sont survenus dans les autres éléments du résultat global.

Instruments financiers

En novembre 2009, l'IASB a publié l'IFRS 9, *Instruments financiers*, qui remplace 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 décembre 2011, l'IASB a modifié la date de prise d'effet de ces exigences, lesquelles entrent maintenant en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2015 et doivent être appliquées selon la méthode rétrospective modifiée. L'adoption anticipée est autorisée. Les modifications annoncées en décembre dispensent également de l'obligation de retraiter les résultats des périodes de comparaison et l'information financière connexe exigées par l'IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir*.

De 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.

Frais de découverte engagés pendant la phase d'exploitation d'une mine à ciel ouvert

En octobre 2011, l'International Financial Reporting Standards Interpretations Committee a publié l'interprétation 20, *Frais de découverte engagés pendant la phase d'exploitation d'une mine à ciel ouvert* («IFRIC 20»), qui 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. L'interprétation prend effet pour TransAlta le 1^{er} janvier 2013 et doit être appliquée rétrospectivement par celle-ci aux frais de découverte engagés pour la production depuis le 1^{er} janvier 2011. Au moment de l'adoption, nous prévoyons comptabiliser des frais d'environ 9 millions de dollars au titre d'un actif lié aux activités de découverte.

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. L'IASB modifie également l'IFRS 7, afin d'obtenir de l'information 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 modifications apportées à l'IAS 32 sont en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2014. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de l'IAS 32 sur les états financiers consolidés. Les nouvelles informations à fournir sur la compensation sont en vigueur pour les exercices ou les périodes intermédiaires ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013 et devraient être comprises dans les résultats de la période intermédiaire de la société se terminant le 31 mars 2013. Les modifications doivent être appliquées rétrospectivement pour toutes les périodes de comparaison.

Améliorations annuelles 2009-2011

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. Les modifications prennent effet pour l'exercice 2013 de la société. La portée très étroite des modifications ne devrait avoir aucune incidence importante sur la situation financière ou les résultats opérationnels consolidés.

Entités d'investissement (modifications à l'IFRS 10, l'IFRS 11 et l'IAS 27)

En octobre 2012, l'IASB a publié *Entités d'investissement* (modifications à l'IFRS 10, l'IFRS 11 et l'IAS 27). Les modifications prévoient une exception à la consolidation dans l'IFRS 12 et exigent que les entités d'investissement évaluent certaines filiales selon la juste valeur par le biais du résultat net plutôt que de procéder à leur consolidation. Une entité d'investissement est une entité qui a pour objet d'investir des fonds dans le seul but de réaliser des rendements sous forme de plus-values en capital et/ou de revenus de placement. Les modifications entrent en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2014 et ne devraient pas avoir d'incidence financière importante sur la situation financière ou les résultats opérationnels consolidés. L'adoption anticipée est permise.

Mesures conformes aux IFRS additionnelles

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un sous-total qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui ne constitue pas un poste minimum selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui n'est pas présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés «Marge brute» et «Produits opérationnels» à nos comptes de résultat consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2012, 2011 et 2010. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure de la performance opérationnelle 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 opérationnels selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-après, 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 opérationnelles 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 opérationnels, mesurés selon la marge brute et les produits opérationnels. Les produits opérationnels et la marge brute fournissent à la direction et aux investisseurs une mesure de la performance opérationnelle qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

Rapprochement avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

Le rapprochement de la marge brute et des produits opérationnels et du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est présenté comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Produits des activités ordinaires	2 262	2 663	2 673
Combustible et achats d'électricité	809	947	1 185
Marge brute	1 453	1 716	1 488
Activités opérationnelles, entretien et administration	493	545	510
Amortissement	509	482	464
Imputation pour dépréciation d'actifs	324	17	28
Réduction de valeur des stocks	44	-	-
Coûts de restructuration	13	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	28	27	27
Produits opérationnels	42	645	459
Produits tirés des contrats de location-financement	16	8	8
Quote-part du résultat de coentreprises	(15)	14	7
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(254)	-	-
Profit à la vente d'actifs	3	16	-
Autres produits	1	2	-
Profit (perte) de change	(9)	(3)	8
Profit à la vente (provision à l'égard) d'une garantie	15	(18)	-
Charge d'intérêt nette	(242)	(215)	(178)
Résultat avant impôts sur le résultat	(443)	449	304
Charge d'impôts sur le résultat	103	106	24
Résultat net	(546)	343	280
Participations ne donnant pas le contrôle	37	38	24
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(583)	305	256
Dividendes sur actions privilégiées	31	15	1
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(614)	290	255

Résultat aux fins de comparaison

La présentation du résultat aux fins de comparaison, de la marge brute aux fins de comparaison, des produits opérationnels 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 (pertes) ont déjà été comptabilisé(e)s 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, le cas échéant, la réduction de valeur des stocks, 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.

Nous avons également exclu l'incidence des imputations pour dépréciation d'actifs à l'égard de la centrale thermique de Centralia, qui a été établie à partir des flux de trésorerie futurs devant être générés par les activités de la centrale, la sortie du bilan des actifs d'impôt différé, l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et l'incidence de l'imputation pour dépréciation comptabilisée au titre des actifs des centrales d'énergies renouvelables.

D'autres ajustements ponctuels aux résultats, comme la charge d'impôts sur le résultat liée à des fluctuations des taux d'imposition des sociétés, l'incidence sur les produits associés aux unités 1 et 2 de Sundance, le recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens, le profit à la vente d'actifs, la sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer, le profit à la vente (la provision à l'égard) d'une garantie, les coûts de restructuration, la sortie du bilan des coûts de mise en valeur d'un parc éolien et la réduction de valeur de certaines pièces de rechange amortissables ont été exclus, car la direction estime que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités. 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.

Les produits opérationnels, le BAIIA et le rendement du capital investi («RCI»)¹ aux fins de comparaison comprennent également le résultat des centrales que nous exploitons comme des contrats de location-financement. La présentation du résultat des contrats de location-financement fournit une indication au titre des produits opérationnels, du BAIIA et du RCI de ces centrales.

Le rapprochement du résultat net aux fins de comparaison et du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est présenté ci-après :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(614)	290	255
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces, déduction faite des impôts et taxes	47	(81)	(28)
Imputation pour dépréciation d'actifs, déduction faite des impôts et taxes	329	13	16
Coûts de restructuration, déduction faite des impôts et taxes	10	-	-
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, déduction faite des impôts et taxes	189	-	-
Charge d'impôts sur le résultat liée à la sortie du bilan des actifs d'impôt différé	169	-	-
Charge d'impôts sur le résultat liée à des fluctuations des taux d'imposition des sociétés	8	-	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	(9)	-	(30)
Profit à la vente d'actifs, déduction faite des impôts et taxes	(2)	(12)	-
Sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer, déduction faite des impôts et taxes	2	-	-
(Profit à la vente) provision à l'égard d'une garantie, déduction faite des impôts et taxes	(11)	13	-
Sortie du bilan des coûts de mise en valeur d'un parc éolien, déduction faite des impôts et taxes	-	4	-
Réduction de valeur des pièces de rechange amortissables, déduction faite des impôts et taxes	-	3	-
Résultat net aux fins de comparaison	118	230	213
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice	235	222	219
Résultat net par action aux fins de comparaison	0,50	1,04	0,97

Marge brute aux fins de comparaison

La marge brute aux fins de comparaison est calculée comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Marge brute	1 453	1 716	1 488
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	72	(127)	(43)
Incidence sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance¹	(20)	(40)	-
Réduction de valeur des stocks	(25)	-	-
Marge brute aux fins de comparaison	1 480	1 549	1 445

Produits opérationnels aux fins de comparaison

Le tableau ci-après présente un rapprochement des produits opérationnels aux fins de comparaison :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Produits opérationnels	42	645	459
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	72	(127)	(43)
Imputation pour dépréciation d'actifs	324	17	28
Coûts de restructuration	13	-	-
Produits tirés des contrats de location-financement	16	8	8
Sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer	3	-	-
Sortie du bilan des coûts de mise en valeur d'un parc éolien	-	6	-
Réduction de valeur des pièces de rechange amortissables	-	4	-
Produits opérationnels aux fins de comparaison	470	553	452

1 Cet élément aux fins de comparaison n'est pas défini selon les IFRS. La présentation de cet élément 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 cet élément, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures calculées selon les IFRS.

2 Les résultats ont été ajustés rétroactivement pour tenir compte de l'incidence des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Les chiffres comparatifs ont aussi été ajustés dans ce tableau uniquement à des fins de comparaison d'une période à l'autre.

BAlIA aux fins de comparaison

La présentation du BAlIA 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 opérationnelles 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.

Le tableau ci-après présente un rapprochement du BAlIA aux fins de comparaison :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Produits opérationnels	42	645	459
Imputation pour dépréciation d'actifs	324	17	28
Produits tirés des contrats de location-financement	16	8	8
Coûts de restructuration	13	-	-
Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés ¹	564	532	511
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	72	(127)	(43)
Incidence sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(20)	(40)	-
Sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer	3	-	-
Sortie du bilan des coûts de mise en valeur d'un parc éolien	-	6	-
Réduction de valeur des pièces de rechange amortissables	-	4	-
BAlIA aux fins de comparaison	1 014	1 045	963

Fonds provenant des activités opérationnelles et fonds provenant des activités opérationnelles par action

La présentation des fonds provenant des activités opérationnelles et des fonds provenant des activités opérationnelles par action 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 opérationnelles, avant les variations du fonds de roulement, et facilite l'évaluation des tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Les fonds provenant des activités opérationnelles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	520	690	852
Incidence sur le fonds de roulement liée à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	204	-	-
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	52	119	(47)
Fonds provenant des activités opérationnelles	776	809	805
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice	235	222	219
Fonds provenant des activités opérationnelles par action	3,30	3,64	3,68

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles représentent les liquidités générées par notre entreprise, avant les variations du fonds de roulement, et dont nous disposons pour investir dans des projets de croissance, effectuer les remboursements de capital prévus des emprunts, verser des dividendes sur actions ordinaires additionnels ou racheter des actions ordinaires. Les variations du fonds de roulement sont exclues de manière à ne pas fausser les flux de trésorerie disponibles en ce qui a trait aux variations qui sont considérées comme temporaires, reflétant, entre autres, l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des projets d'investissement.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles d'après les tableaux des flux de trésorerie consolidés, moins un montant de 246 millions de dollars que nous avons investi dans des projets d'envergure et des projets de croissance. En 2011, nous avons investi 126 millions de dollars (124 millions de dollars, déduction faite des apports des coentreprises).

¹ Dans le calcul du BAlIA aux fins de comparaison, nous utilisons l'amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour tenir compte de l'amortissement lié aux actifs miniers, qui est inclus au poste Combustible et achats d'électricité dans les comptes de résultat consolidés.

Le rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et des flux de trésorerie disponibles est présenté ci-après :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	520	690	852
Ajouter (déduire) :			
Incidence sur le fonds de roulement liée à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	204	-	-
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	52	119	(47)
Dépenses d'investissement de maintien et dépenses liées à la productivité	(496)	(357)	(355)
Dividendes versés sur actions ordinaires ¹	(104)	(191)	(216)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(32)	(15)	-
Distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(59)	(61)	(62)
Flux de trésorerie disponibles	85	185	172

Nous visons à maintenir des soldes de trésorerie et des facilités de crédit consenties suffisants pour financer les sorties de fonds nettes périodiques liées à nos affaires.

RCI aux fins de comparaison

Le RCI aux fins de comparaison est une mesure de l'efficacité et de la rentabilité des investissements et est calculé en divisant le résultat aux fins de comparaison avant la charge d'intérêt nette, les participations ne donnant pas le contrôle et les impôts sur le résultat par la moyenne du capital investi, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global. La présentation de ce calcul à l'aide du résultat aux fins de comparaison avant impôts et taxes permet à la direction et aux investisseurs d'évaluer les tendances à l'égard du rendement généré en comparaison avec d'autres périodes.

Le calcul du RCI aux fins de comparaison est présenté ci-dessous :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires avant impôts sur le résultat selon les comptes de résultat consolidés	(443)	449	304
Charge d'intérêt nette	242	215	178
Participations ne donnant pas le contrôle	(37)	(38)	(24)
Éléments non comparables			
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	72	(127)	(43)
Imputation pour dépréciation d'actifs	324	17	28
Coûts de restructuration	13	-	-
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	254	-	-
Profit à la vente d'actifs	(3)	(16)	-
Sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer	3	-	-
(Profit à la vente) provision à l'égard d'une garantie	(15)	18	-
Sortie du bilan des coûts de mise en valeur d'un parc éolien	-	6	-
Réduction de valeur des pièces de rechange amortissables	-	4	-
Résultat aux fins de comparaison avant charge d'intérêt nette, participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat	410	528	443
Moyenne du capital investi, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global	7 708	7 568	7 362
RCI aux fins de comparaison	5,3	7,0	6,0

¹ Déduction faite des dividendes réinvestis dans le cadre du régime.

Principales informations trimestrielles

	T1 2012	T2 2012	T3 2012	T4 2012
Produits des activités ordinaires	656	407	538	661
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	89	(797)	56	38
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,40	(3,51)	0,24	0,15
Résultat par action aux fins de comparaison	0,20	(0,10)	0,18	0,21

	T1 2011	T2 2011	T3 2011	T4 2011
Produits des activités ordinaires	818	515	629	701
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	204	12	50	24
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,92	0,05	0,22	0,11
Résultat par action aux fins de comparaison	0,34	0,29	0,27	0,13

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

Contrôles et procédures

Comme l'exige la Règle 13a-15 de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934* (l'«Exchange Act»), 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 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 l'assurance raisonnable d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle. En outre, la direction était 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 2012, 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.