

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Ces énoncés sont fondés sur certaines estimations et hypothèses et comportent des risques et des incertitudes. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces énoncés. Voir la rubrique «Énoncés prospectifs» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation pour les périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin 2013 et 2012, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel de 2012. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés ont été préparés selon les Normes internationales d'information financière («IFRS»). Les montants de tous les tableaux du rapport de gestion qui suit sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 29 juillet 2013. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RÉSULTATS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Les résultats des activités opérationnelles sont présentés sous forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons trois secteurs : Production, Opérations sur les produits énergétiques et Siège social. Dans le présent rapport de gestion, l'incidence des fluctuations des taux de change sur les opérations et les soldes libellés en devises est abordée en même temps que les éléments pertinents des comptes consolidés résumés de résultat et des états consolidés résumés de la situation financière. Tandis que les éléments des états consolidés résumés de la situation financière peuvent subir l'incidence des fluctuations des taux de change, l'incidence nette de la conversion de ces 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 consolidés résumés de la situation financière.

FAITS SAILLANTS

Faits saillants du deuxième trimestre

Résultats du secteur Production

- Les marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production, excluant les produits tirés des contrats de location-financement, sont demeurées stables par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent surtout en raison d'un accroissement des marges des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et des centrales alimentées au gaz dans l'ouest du Canada par suite des prix du marché solides et d'une baisse des réductions liées au marché. Ces résultats ont été contrebalancés par les prix contractuels moins élevés à la centrale thermique de Centralia et les prix du charbon défavorables. Les marges brutes aux fins de comparaison ont aussi diminué en raison des variations liées à l'évaluation à la valeur du marché qui ne se sont pas réalisées.
- Le total des produits tirés des contrats de location-financement s'est accru de 10 millions de dollars au cours du trimestre en raison du nouveau contrat de location-financement de Solomon.

- La disponibilité globale, y compris les contrats de location-financement et les placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, ajustée en fonction de l'acheminement économique à Centralia, a été de 81,8 % par rapport à 87,2 % il y a un an. La baisse de la disponibilité est surtout imputable à une augmentation des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») en Alberta, découlant principalement d'une interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills, compensée en partie par une diminution des interruptions planifiées à ces mêmes centrales.
- La disponibilité globale, y compris les contrats de location-financement et les placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, a été de 72,1 % par rapport à 81,6 % pour la même période de 2012.
- La production globale a diminué de 164 gigawattheures («GWh») pour s'établir à 8 110 GWh comparativement à 2012.
- Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration aux fins de comparaison ont augmenté de 5 millions de dollars pour s'établir à 110 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2012 en raison des coûts émergents et des frais d'entretien courants plus élevés et d'une hausse des coûts recouvrables en vertu des CAÉ, compensés en partie par une baisse des charges de rémunération. Cette augmentation est contrebalancée dans une certaine mesure par les économies réalisées au titre des charges opérationnelles et des frais d'entretien et d'administration dans nos autres secteurs.

Résultats du secteur Opérations sur les produits énergétiques

- Les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont augmenté de 25 millions de dollars pour s'établir à 14 millions de dollars en regard de la période correspondante de l'exercice précédent, grâce aux solides résultats des activités de négociation dans tous les marchés et à une gestion prudente des risques. L'augmentation du résultat aux fins de comparaison est surtout attribuable à une hausse des résultats dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques découlant des solides résultats enregistrés au titre des activités de négociation dans tous les marchés.

Faits saillants financiers

- Les fonds provenant des activités opérationnelles se sont accrus de 34 millions de dollars pour s'établir à 184 millions de dollars en regard de la même période de l'exercice précédent.
- Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison a augmenté de 54 millions de dollars au cours du trimestre pour s'établir à 247 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2012.
- Le résultat aux fins de comparaison s'est établi à 9 millions de dollars (0,03 \$ par action), en hausse par rapport à une perte aux fins de comparaison de 23 millions de dollars (0,10 \$ par action) en regard d'il y a un an. L'augmentation du résultat aux fins de comparaison découle surtout d'une hausse des résultats dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques attribuable aux effets favorables des prix sur les positions de négociation détenues et d'un accroissement des produits tirés des contrats de location-financement en raison du nouveau contrat de location-financement de Solomon.
- Le résultat net présenté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été de 15 millions de dollars (résultat net de 0,06 \$ par action), en hausse par rapport à une perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 798 millions de dollars (perte nette de 3,52 \$ par action) en regard de la même période de 2012. La variation découle d'une augmentation de la marge brute aux fins de comparaison de 34 millions de dollars et des montants non comparables suivants, déduction faite des impôts et taxes :
 - Diminution de l'imputation pour dépréciation d'actifs de 360 millions de dollars
 - Diminution de l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance de 184 millions de dollars
 - Baisse de la charge d'impôts sur le résultat liée à la sortie du bilan d'actifs d'impôt différé de 169 millions de dollars
 - Incidence des couvertures dont la désignation a été annulée de 49 millions de dollars

- Le 26 juin 2013, nous avons annoncé la création de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»), entité qui offrira aux investisseurs la possibilité d'investir directement dans un portefeuille d'installations de production d'énergie renouvelable assujetties en grande partie à des contrats. Avec la création de TransAlta Renewables, nous nous dotons d'un véhicule ciblé pour saisir et financer les occasions de croissance dans le secteur de la production d'énergie renouvelable.

Faits saillants depuis le début de l'exercice

Résultats du secteur Production

- Les marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production, excluant les produits tirés des contrats de location-financement, ont diminué de 5 millions de dollars pour s'établir à 712 millions de dollars par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, surtout en raison des prix contractuels moins élevés à la centrale thermique de Centralia et des prix du charbon défavorables, contrebalancés en partie par une diminution des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon en Alberta, un accroissement des marges des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et des centrales alimentées au gaz dans l'ouest du Canada par suite des prix du marché solides et d'une baisse des réductions liées au marché. Les marges brutes aux fins de comparaison ont aussi diminué en raison des variations liées à l'évaluation à la valeur du marché qui ne se sont pas réalisées.
- Le total des produits tirés des contrats de location-financement s'est accru de 19 millions de dollars par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent en raison du nouveau contrat de location-financement de Solomon.
- La disponibilité globale, y compris les contrats de location-financement et les placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, ajustée en fonction de l'acheminement économique à Centralia, a été de 86,6 % par rapport à 89,5 % il y a un an. La baisse de la disponibilité est surtout imputable à une augmentation des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, découlant principalement d'une interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills, compensée en partie par une diminution des interruptions planifiées à ces mêmes centrales.
- La disponibilité globale, y compris les contrats de location-financement et les placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, a été de 81,7 % par rapport à 86,7 % pour la même période de 2012.
- La production globale a augmenté de 1 039 GWh pour atteindre 18 754 GWh comparativement à la période correspondante de 2012.
- Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration sont comparables à ceux de la période correspondante de 2012.

Résultats du secteur Opérations sur les produits énergétiques

- Les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont augmenté de 25 millions de dollars pour s'établir à 31 millions de dollars en regard de la période correspondante de l'exercice précédent, grâce aux solides résultats des activités de négociation dans tous les marchés et à une gestion prudente des risques. L'augmentation du résultat aux fins de comparaison est surtout attribuable à une hausse des résultats dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques découlant des solides résultats enregistrés au titre des activités de négociation dans tous les marchés.

Faits saillants financiers

- Les fonds provenant des activités opérationnelles se sont accrus de 37 millions de dollars pour s'établir à 376 millions de dollars en regard de la même période de l'exercice précédent.

- Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 68 millions de dollars pour atteindre 514 millions de dollars en regard d'il y a un an.
- Le résultat aux fins de comparaison s'est établi à 41 millions de dollars (0,16 \$ par action), en hausse par rapport à 21 millions de dollars (0,09 \$ par action) en regard de la même période de 2012. L'augmentation du résultat aux fins de comparaison découle surtout d'une hausse des résultats dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques attribuable aux effets favorables des prix sur les positions de négociation détenues, à l'accroissement des produits tirés des contrats de location-financement en raison du nouveau contrat de location-financement de Solomon et aux économies réalisées au titre des charges opérationnelles et des frais d'entretien et d'administration dans le secteur Siège social.
- Le résultat net présenté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été de 4 millions de dollars (résultat net de 0,02 \$ par action), en hausse par rapport à une perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 710 millions de dollars (perte nette de 3,14 \$ par action) en regard de la même période de 2012. La variation découle d'une augmentation de la marge brute aux fins de comparaison de 40 millions de dollars et des montants non comparables suivants, déduction faite des impôts et taxes :
 - Diminution de l'imputation pour dépréciation d'actifs de 360 millions de dollars
 - Diminution de l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance de 184 millions de dollars
 - Baisse de la charge d'impôts sur le résultat liée à la sortie du bilan d'actifs d'impôt différé de 169 millions de dollars
 - Incidence des couvertures dont la désignation a été annulée de 33 millions de dollars
 - Perte à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite de 22 millions de dollars imputable à la prise en charge des activités minières à la mine de Highvale et des obligations connexes au titre des prestations de retraite des employés de la mine

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Disponibilité (%) ¹	72,1	81,6	81,7	86,7
Disponibilité ajustée (%) ^{1, 2}	81,8	87,2	86,6	89,5
Production (GWh) ¹	8 110	8 274	18 754	17 715
Produits des activités ordinaires	542	398	1 082	1 042
Marge brute ³	355	256	694	725
Marge brute aux fins de comparaison ⁴	363	329	743	703
Produits opérationnels ³	83	(396)	159	(225)
Produits opérationnels aux fins de comparaison ⁴	102	54	230	176
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	15	(798)	4	(710)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,06	(3,52)	0,02	(3,14)
Résultat net par action aux fins de comparaison ⁴	0,03	(0,10)	0,16	0,09
BAlIA aux fins de comparaison ⁴	247	193	514	446
Fonds provenant des activités opérationnelles ⁴	184	150	376	339
Fonds provenant des activités opérationnelles par action ⁴	0,70	0,66	1,45	1,50
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	92	78	348	261
Flux de trésorerie disponibles (insuffisants) ⁴	9	(34)	85	(24)
Dividendes versés par action ordinaire	0,29	0,29	0,58	0,58
Aux			30 juin 2013	31 déc. 2012
Total de l'actif			9 456	9 462
Total des passifs non courants			5 060	4 729

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité a diminué au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 par rapport aux périodes correspondantes de 2012, surtout du fait de l'augmentation des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, découlant en grande partie d'une interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills, et de la hausse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia, le tout en partie contrebalancé par une baisse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon en Alberta.

1 La disponibilité et la production comprennent tous les actifs de production (activités de production, contrats de location-financement et placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence).

2 Ajustée en fonction de l'acheminement économique à la centrale 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 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.

Au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2013, la production a diminué de 164 GWh par rapport à la période correspondante de 2012, surtout du fait de l'augmentation des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, découlant en grande partie d'une interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills, de la hausse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia et des conditions défavorables aux centrales alimentées au gaz naturel, le tout en partie contrebalancé par une baisse de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia, une hausse de la demande des clients des CAÉ, une diminution des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon en Alberta et une baisse des réductions liées au marché.

La production pour la période de six mois close le 30 juin 2013 a augmenté de 1 039 GWh en regard de la période correspondante de 2012 en raison surtout d'une diminution de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia, du nombre moins élevé d'interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon en Alberta, d'une hausse de la demande des clients des CAÉ et d'une baisse des réductions liées au marché, le tout en partie contrebalancé par un accroissement des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, découlant en grande partie d'une interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills, et une augmentation du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia.

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 périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos le 30 juin	Six mois clos le 30 juin
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 2012	(798)	(710)
Diminution des marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production	(1)	(5)
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché et annulation de désignations liées à des couvertures du secteur Production	75	(51)
Augmentation des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques	25	25
Diminution des charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration	-	13
Diminution de la dotation aux amortissements	8	10
Augmentation du profit à la vente d'actifs	10	7
Diminution de l'imputation pour dépréciation d'actifs	365	365
Diminution de la réduction de valeur des stocks de charbon	6	26
Augmentation des produits tirés de contrats de location-financement	10	19
Augmentation de la reprise des coûts de restructuration	2	2
Diminution (augmentation) de la quote-part de la perte de coentreprises	2	(2)
Augmentation de la perte à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite	-	(29)
Diminution de l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	247	247
Diminution de la charge d'impôts sur le résultat	65	84
Augmentation des dividendes sur actions privilégiées	(4)	(6)
Divers	3	9
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 2013	15	4

Les marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013, compte non tenu de l'incidence des variations liées à l'évaluation à la valeur du marché sur les annulations de désignation, ont diminué de respectivement 1 million de dollars et 5 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2012, en raison des prix contractuels moins élevés à la centrale thermique de Centralia et des prix du charbon défavorables, contrebalancés en partie par un accroissement des marges des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et des centrales alimentées au gaz dans l'ouest du Canada par suite des prix du marché solides, du nombre moins élevé d'interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon en Alberta et d'une baisse des réductions liées au marché.

Les variations liées à l'évaluation à la valeur du marché ont augmenté pour la période de trois mois close le 30 juin 2013 par rapport à la période correspondante de 2012, en raison de la comptabilisation en 2012 de profits moins élevés liés à l'évaluation à la valeur du marché découlant de certaines relations de couverture de l'électricité jugées inefficaces.

Les variations liées à l'évaluation à la valeur du marché ont diminué pour la période de six mois close le 30 juin 2013 par rapport à la période correspondante de 2012, en raison de la comptabilisation en 2012 de profits plus élevés liés à l'évaluation à la valeur du marché découlant de certaines relations de couverture de l'électricité jugées inefficaces et reclassés du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont augmenté par rapport aux périodes correspondantes de 2012 grâce aux solides résultats des activités de négociation dans tous les marchés et à une gestion prudente des risques. L'augmentation du résultat aux fins de comparaison est surtout attribuable à une hausse des résultats dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques découlant des solides résultats enregistrés au titre des activités de négociation dans tous les marchés.

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour la période de six mois close le 30 juin 2013 ont diminué comparativement à la période correspondante de 2012 en raison surtout d'une baisse des charges de rémunération par suite de la restructuration organisationnelle survenue au cours du quatrième trimestre de 2012 et de l'accent constant mis sur les coûts.

La dotation aux amortissements pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 a diminué en regard des périodes correspondantes de 2012 en raison surtout d'une baisse des actifs amortissables causée par les dépréciations d'actifs, de la variation des durées d'utilité économique des centrales alimentées au charbon en Alberta résultant des modifications apportées aux règlements fédéraux canadiens en 2012 et d'une diminution des mises hors service d'actifs, en partie compensées par une augmentation des actifs découlant de l'acquisition de nouveaux actifs et du démarrage des activités commerciales du parc éolien de New Richmond.

L'augmentation du profit à la vente d'actifs au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 en regard des périodes correspondantes de 2012 résulte de la vente d'un terrain au cours du deuxième trimestre de 2013.

Les stocks de charbon ont été ramenés à leur valeur nette de réalisation à notre centrale de Centralia. La réduction de valeur pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 est moindre que celle enregistrée aux périodes correspondantes de 2012 en raison d'une hausse des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique et d'une diminution des coûts du charbon livré.

Les produits tirés des contrats de location-financement pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 se sont accrus en regard des périodes correspondantes de 2012 en raison de l'acquisition de la centrale de Solomon. Nous avons commencé à recevoir des paiements au titre de la location au cours du quatrième trimestre de 2012.

La reprise des coûts de restructuration pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 s'est accrue en regard des périodes correspondantes de 2012 en raison d'une réduction des coûts totaux prévus.

La quote-part de la perte de coentreprises pour la période de trois mois close le 30 juin 2013 a diminué par rapport à la même période de 2012 en raison surtout des prix favorables, contrebalancés en partie par un nombre accru d'interruptions non planifiées à CE Generation, LLC («CE Gen»).

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, la quote-part de la perte de coentreprises a augmenté par rapport à la période correspondante de 2012 en raison de l'accroissement des interruptions planifiées à CE Gen et des prix défavorables.

Les obligations au titre des prestations de retraite pour la période de six mois close le 30 juin 2013 ont augmenté par rapport à la période correspondante de 2012 en raison de la prise en charge de certaines obligations au titre des prestations de retraite au cours du premier trimestre liées à la prise en charge du contrôle de l'exploitation et de la gestion de la mine de Highvale.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013, l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance a diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2012. L'incidence de la décision d'arbitrage a été comptabilisée au cours du deuxième trimestre de 2012.

La charge d'impôts sur le résultat pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 a diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2012 en raison de l'incidence de l'impôt sur le résultat sur des éléments non comparables qui ont été comptabilisés au cours du deuxième trimestre de 2012.

Les dividendes sur actions privilégiées pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 ont progressé par rapport aux périodes correspondantes de 2012, le nombre d'actions privilégiées en circulation ayant été plus élevé au cours de 2013.

FONDS PROVENANT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES ET FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES (INSUFFISANTS)

Les fonds provenant des activités opérationnelles pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 ont augmenté de respectivement 34 millions de dollars et 37 millions de dollars en regard des périodes correspondantes de 2012, pour s'établir à respectivement 184 millions de dollars et 376 millions de dollars, en raison de la hausse 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 en 2012.

Les flux de trésorerie disponibles (insuffisants) pour la période de trois mois close le 30 juin 2013 ont augmenté de 43 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2012, en raison d'une hausse du résultat net et d'une diminution des dépenses d'investissement de maintien, partiellement contrebalancées par un accroissement des dividendes en espèces versés.

Les flux de trésorerie disponibles (insuffisants) pour la période de six mois close le 30 juin 2013 ont augmenté de 109 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2012 en raison d'une hausse du résultat net, d'une baisse des dividendes en espèces versés par suite d'une participation accrue au régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié^{MC} (le «régime») et d'une diminution des dépenses d'investissement de maintien.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Période de trois mois close le 30 juin 2013

TransAlta Renewables Inc.

Le 26 juin 2013, nous avons annoncé le lancement et la création de TransAlta Renewables, entité qui offrira aux investisseurs la possibilité d'investir directement dans un portefeuille d'installations de production d'énergie renouvelable assujetties en grande partie à des contrats. Nous serons le promoteur et gestionnaire de TransAlta Renewables et lui fournirons ses premiers actifs. Un prospectus provisoire visant le premier appel public à l'épargne pour les actions ordinaires de TransAlta Renewables (le «placement») a été déposé le 26 juin 2013.

Nous avons l'intention de transférer à TransAlta Renewables, à la clôture du placement, 1 112 mégawatts («MW») nets d'actifs de production d'énergie éolienne et hydroélectrique assujettis en grande partie à des contrats. Nous serons la principale source de croissance du portefeuille d'actifs de production d'énergie renouvelable de TransAlta Renewables en donnant à TransAlta Renewables la possibilité d'acheter des installations de production d'énergie renouvelable, ou de participer à leur mise en valeur, au moyen de flux de trésorerie stables à long terme visés par des contrats. Avec la création de TransAlta Renewables, nous nous dotons d'un véhicule ciblé pour saisir et financer les occasions de croissance dans le secteur de la production d'énergie renouvelable. À la clôture du placement, nous consoliderons entièrement TransAlta Renewables et en conserverons le contrôle.

La clôture du placement est subordonnée et conditionnelle à la réception de toutes les approbations nécessaires, incluant les approbations réglementaires. La clôture du placement devrait avoir lieu en août 2013.

Mise à jour sur les installations hydroélectriques en raison des inondations dans le sud de l'Alberta

Par suite des précipitations extrêmement fortes qui se sont abattues sur le sud de l'Alberta et qui ont généré des apports d'eau considérables dans nos réservoirs, nous avons dû et devons encore gérer de manière sécuritaire et efficace le débit d'eau dans nos installations hydroélectriques. Nous continuons de surveiller et de régler le débit d'eau dans nos installations hydroélectriques en fonction des fluctuations du niveau des eaux. Plusieurs des installations hydroélectriques que nous exploitons en Alberta dans le bassin fluvial de la Bow River ont été touchées par les inondations et font actuellement l'objet d'inspections et d'essais visant à déterminer l'étendue des dommages. Nous continuons d'évaluer les incidences financières au troisième trimestre et estimons que nous avons une protection d'assurance suffisante pour ces dommages, moyennant une franchise de 5 millions de dollars.

Municipalité de Riverside

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

Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

Le 16 décembre 2010 et le 19 décembre 2010, à l'unité 1 et à l'unité 2 respectivement de la centrale de Sundance, les activités 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. Le 20 juillet 2012, le groupe d'arbitrage a conclu que les unités 1 et 2 n'étaient pas détruites sur le plan économique et qu'elles devaient être remises en service. Toutefois, le groupe a confirmé 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 chacune des unités soit remise en service. Le coût de réparation des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance a été estimé à environ 215 millions de dollars, et la production devrait reprendre respectivement aux troisième et quatrième trimestres de 2013. Le total des dépenses estimées a augmenté de 25 millions de dollars en raison du travail supplémentaire requis pour le reste des systèmes et de l'équipement de la centrale ainsi que d'un accroissement des coûts de la main-d'œuvre imputable à une hausse des taux. Ces travaux sont effectués en même temps que les réparations des chaudières afin d'éviter une autre interruption.

Selon nous, la date de remise en service de l'unité 1 de la centrale de Sundance aura lieu plus tôt, soit le 6 août 2013.

Programme Dividende Bonifié^{MC}

Le 8 mai 2013, nous avons annoncé que, compte tenu de la faiblesse actuelle du cours de l'action, nous allons suspendre la composante Dividende Bonifié^{MC} du régime après le versement du dividende trimestriel le 1^{er} juillet 2013. Notre régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires, des composantes distinctes du régime, demeure en vigueur aux conditions actuelles.

Unité 1 de la centrale de Keephills

Le 5 mars 2013, une interruption est survenue à l'unité 1 de notre centrale de Keephills par suite d'une défaillance de l'enroulement du générateur. Une fois les premières réparations effectuées, d'autres essais et analyses ont révélé une importante dégradation de l'enroulement qui a nécessité un rembobinage complet du générateur. À la suite de cet événement, nous avons émis un avis d'événement à faible probabilité et à incidence élevée, et avons demandé une dispense pour cas de force majeure aux termes du CAÉ. Dans un cas de force majeure, en vertu du CAÉ, nous avons le droit de continuer à recevoir des paiements de capacité et nous n'avons pas à verser de pénalités liées à la disponibilité. Par conséquent, nous ne prévoyons pas que l'interruption aura une incidence financière importante sur la société. Nous travaillons avec le fabricant d'équipement d'origine du générateur pour remettre l'unité en service en toute sécurité, ce qui devrait avoir lieu en octobre 2013.

Période de six mois close le 30 juin 2013

New Richmond

Le 13 mars 2013, notre parc éolien de New Richmond de 68 MW a démarré ses activités commerciales. Le coût total du projet demeure à environ 212 millions de dollars.

SunHills Mining Limited Partnership

Le 17 janvier 2013, nous avons pris en charge le contrôle de l'exploitation et la gestion de la mine de Highvale de Prairie Mines and Royalty Ltd. («PMRL») par l'entremise de notre filiale en propriété exclusive SunHills Mining Limited Partnership («SunHills»). Les employés de PMRL travaillant à la mine de Highvale se sont vu offrir un emploi par SunHills, qui a accepté d'assumer la

responsabilité de certaines obligations au titre des prestations de retraite et de la capitalisation du régime de retraite, lesquelles étaient financées au moyen de paiements effectués dans le cadre des contrats d'exploitation minière de PMRL. Par conséquent, une perte avant impôts et taxes de 29 millions de dollars a été comptabilisée au cours du premier trimestre, avec les passifs correspondants.

Nous avons aussi signé un contrat de location-financement visant certains éléments de matériel minier utilisés par PMRL ou affectés à celle-ci, dans le cadre des activités d'exploitation minière. Par conséquent, 8 millions de dollars et 29 millions de dollars en matériel minier ont été incorporés au coût des immobilisations corporelles, et les obligations au titre du contrat de location-financement connexe ont été comptabilisées au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013. À la fin du bail, nous avons le droit d'acheter les actifs pour une somme nominale.

Modification des estimations – durées d'utilité

Au cours du premier trimestre, la direction a effectué un examen détaillé des durées d'utilité estimées des actifs de nos centrales hydroélectriques, en ce qui concerne, entre autres, notre programme d'entretien du cycle de vie économique et l'état actuel des actifs. En conséquence, l'amortissement a été réduit de respectivement 1 million de dollars et 2 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013. La charge d'amortissement avant impôts et taxes devrait diminuer de 5 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et de 5 millions de dollars annuellement par la suite.

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

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013, nous avons comptabilisé une réduction de valeur avant impôts et taxes de respectivement 2 millions de dollars et 16 millions de dollars liée aux stocks de charbon à notre centrale de Centralia pour réduire la valeur des stocks à leur valeur nette de réalisation.

ÉVÉNEMENTS ULTÉRIEURS

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 a été approuvé, sous réserve du respect de certaines conditions, le 9 janvier 2013, par la Washington Utilities and Transportation Commission («WUTC»). Le 23 janvier 2013, il a été annoncé que PSE avait déposé une requête de réexamen de certaines conditions stipulées dans la décision émise par la WUTC. Le 25 juin 2013, l'approbation réglementaire a été confirmée par la WUTC et, en date du 5 juillet 2013, le contrat est entré en vigueur conformément aux modalités de la WUTC.

CONTEXTE D'AFFAIRES

Nous exerçons nos activités dans divers contextes d'affaires 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. Pour une description plus détaillée des régions où nous évoluons ainsi que de l'incidence des prix de l'électricité et du gaz naturel sur nos résultats financiers, se reporter à notre rapport de gestion annuel de 2012.

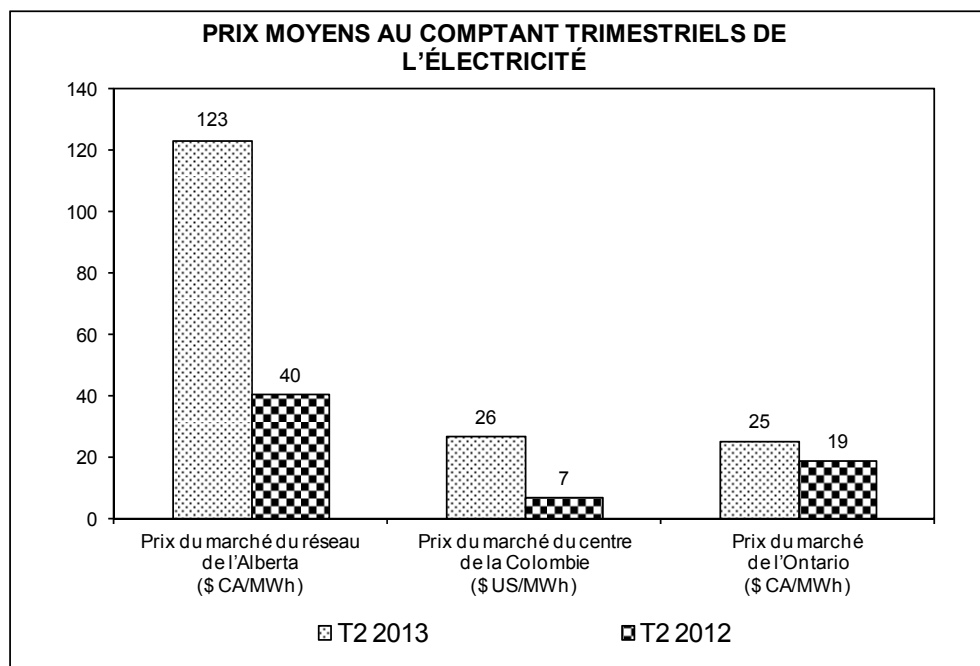
Flux de trésorerie contractuels

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

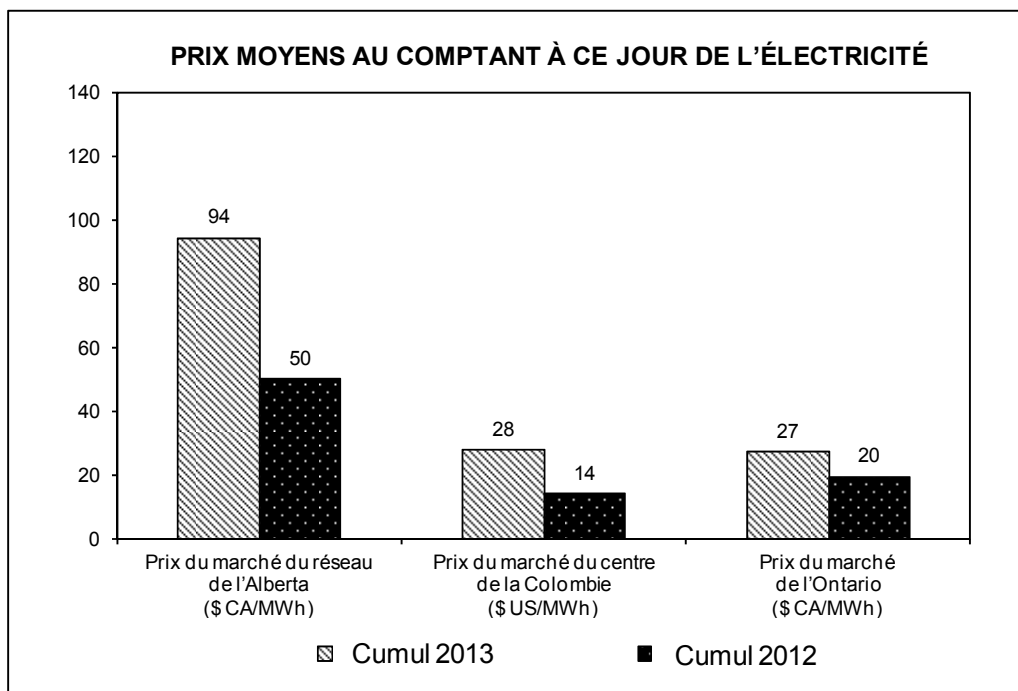
Prix de l'électricité

Veillez vous reporter à la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport de gestion annuel de 2012 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités, et de notre stratégie de couverture du risque lié aux variations de ces prix.

Les prix moyens au comptant de l'électricité pour les périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin 2013 et 2012 sur nos trois principaux marchés sont présentés dans le graphique suivant.



Pour la période de trois mois close le 30 juin 2013, les prix moyens au comptant en Alberta ont augmenté par rapport à la même période de 2012 en raison surtout d'un resserrement de l'offre. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix moyens au comptant ont augmenté en raison d'une baisse de la production hydroélectrique et d'une hausse des prix du gaz naturel. Les prix moyens au comptant en Ontario se sont accrus en regard de 2012 en raison d'une hausse des prix du gaz naturel.



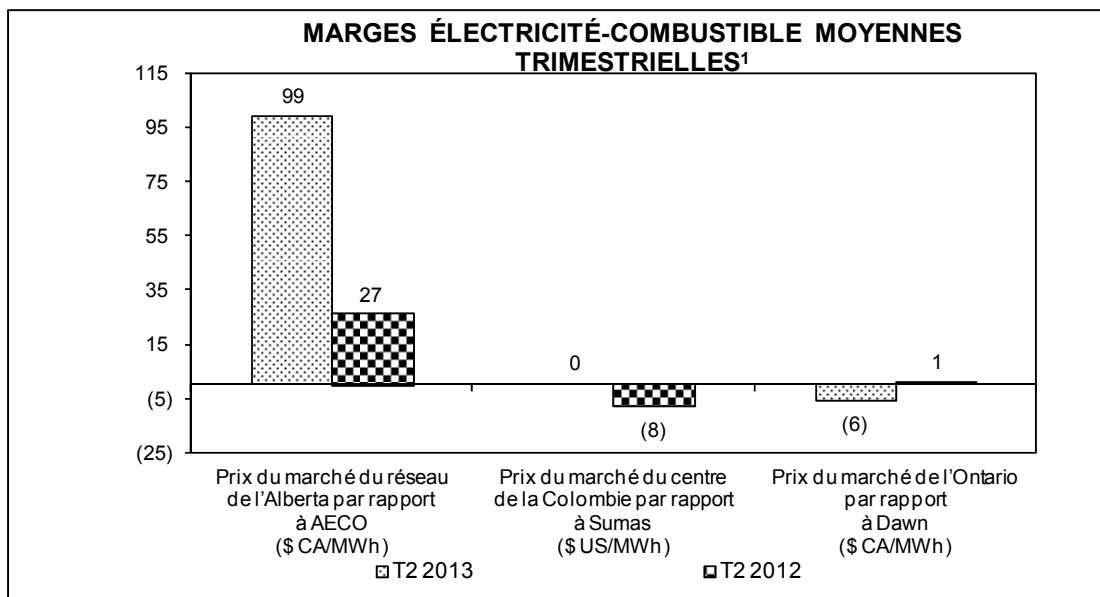
Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, les prix moyens au comptant en Alberta ont augmenté par rapport à la même période de 2012 en raison surtout d'un resserrement de l'offre. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix moyens au comptant ont augmenté en raison d'une hausse des prix du gaz naturel et d'une baisse de la production hydroélectrique. Les prix moyens au comptant en Ontario se sont accrus en regard de 2012 en raison d'une hausse des prix du gaz naturel.

Pour le reste de 2013, les prix de l'électricité en Alberta devraient être comparables à ceux de 2012 compte tenu de l'augmentation de l'offre sur le marché. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons que les prix seront légèrement plus élevés qu'en 2012; cependant, nous prévoyons que, dans l'ensemble, les prix demeureront faibles en raison des bas prix du gaz naturel et d'un ralentissement de la croissance de la charge.

Marges électricité-combustible

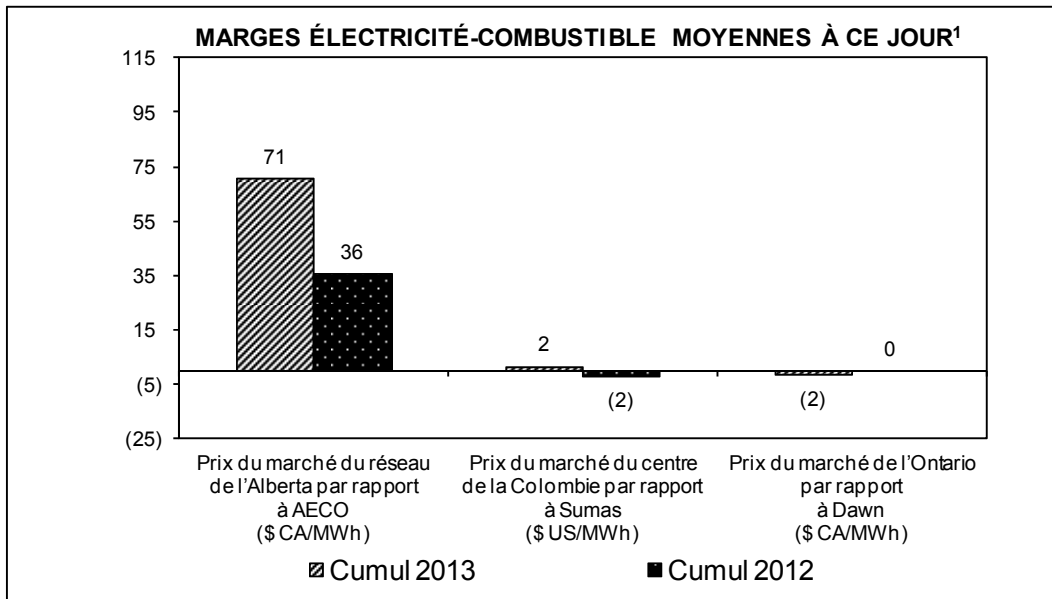
Voir la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport de gestion annuel de 2012 pour une analyse exhaustive des marges électricité-combustible et de leur incidence sur nos activités.

Les marges électricité-combustible moyennes pour les périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin 2013 et 2012 sur nos trois principaux marchés sont présentées dans le graphique suivant.



¹ Pour une centrale consommant 7 000 BTU/kWh de chaleur.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2013, les marges électricité-combustible moyennes en Alberta ont augmenté par rapport à la même période de 2012 en raison de la hausse des prix découlant d'un resserrement de l'offre. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les marges électricité-combustible moyennes ont augmenté en raison d'une baisse de la production hydroélectrique. Pour la période de trois mois close le 30 juin 2013, les marges électricité-combustible moyennes ont diminué en Ontario en regard de la période correspondante de 2012 en raison d'une augmentation de l'offre découlant de la remise en service de centrales nucléaires au cours du trimestre.



¹ Pour une centrale consommant 7 000 BTU/kWh de chaleur.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, les marges électricité-combustible moyennes en Alberta ont augmenté par rapport à la même période de 2012 en raison de la hausse des prix découlant d'un resserrement de l'offre. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les marges électricité-combustible moyennes ont augmenté en raison d'une baisse de la production hydroélectrique. Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, les marges électricité-combustible moyennes ont diminué en Ontario en regard de la période correspondante de 2012 en raison d'une augmentation de l'offre découlant de la remise en service de centrales nucléaires.

PRODUCTION : TransAlta détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon, ainsi que des activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits du secteur Production et la rentabilité globale sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, voir la rubrique « Tableau récapitulatif des centrales » dans notre rapport de gestion annuel de 2012.

Activités de production : Au cours du premier trimestre de 2013, nos activités commerciales ont démarré à New Richmond, un parc éolien de 68 MW au Québec. Au 30 juin 2013, nos actifs de production représentaient une capacité de production brute¹ de 8 268 MW en activité (participation véritable nette de 7 926 MW) et de 560 MW en restauration pour ce qui est du projet d'envergure des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. L'information suivante exclut les actifs qui sont comptabilisés à titre de contrats de location-financement ou selon la méthode de la mise en équivalence, qui sont abordés séparément dans l'analyse du secteur Production.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

Trois mois clos les 30 juin	2013			2012		
	Total	Ajustements aux fins de comparaison ²	Total aux fins de comparaison ²	Par MWh installé	Total aux fins de comparaison ²	Par MWh installé
Produits des activités ordinaires	528	8	536	29,68	492	27,43
Combustible et achats d'électricité	187	-	187	10,36	142	7,92
Marge brute	341	8	349	19,32	350	19,51
Activités opérationnelles, entretien et administration	111	(1)	110	6,09	105	5,85
Amortissement	125	-	125	6,92	134	7,47
Réduction de valeur des stocks	2	-	2	0,11	9	0,50
Reprise des coûts de restructuration	(1)	1	-	-	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	-	8	0,44	7	0,39
Répartition des coûts intersectoriels	3	-	3	0,17	4	0,22
Produits opérationnels	93	8	101	5,59	91	5,08
Capacité installée (GWh)	18 058		18 058		17 937	
Production (GWh)	7 592		7 592		7 852	
Disponibilité (%)	70,8		70,8		81,1	
Disponibilité ajustée (%) ³	80,5		80,5		86,7	

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.

2 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.

3 Ajustée en fonction de l'acheminement économique à la centrale de Centralia.

	2013				2012	
	Total	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Par MWh installé	Total aux fins de comparaison	Par MWh installé
Six mois clos les 30 juin						
Produits des activités ordinaires	1 051	49	1 100	30,63	1 034	28,89
Combustible et achats d'électricité	388	-	388	10,80	317	8,86
Marge brute	663	49	712	19,83	717	20,03
Activités opérationnelles, entretien et administration	205	(1)	204	5,68	204	5,70
Amortissement	247	-	247	6,88	258	7,21
Réduction de valeur des stocks	16	-	16	0,45	9	0,25
Reprise des coûts de restructuration	(1)	1	-	-	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	15	-	15	0,42	14	0,39
Répartition des coûts intersectoriels	7	-	7	0,19	7	0,20
Produits opérationnels	174	49	223	6,21	225	6,28
Capacité installée (GWh)	35 914		35 914		35 788	
Production (GWh)	17 704		17 704		16 765	
Disponibilité (%)	81,1		81,1		86,3	
Disponibilité ajustée (%)	86,0		86,0		89,1	

Les interruptions à la centrale thermique de Centralia n'ont pas eu d'incidence négative sur nos marges brutes pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013, car nous avons été en mesure de prolonger les interruptions planifiées afin de profiter de prix du marché plus faibles pour acheter de l'électricité et ainsi honorer nos contrats. La disponibilité de production, après l'ajustement lié à l'acheminement économique, s'est élevée à respectivement 80,5 % et 86,0 % pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2012, la disponibilité de production, après l'ajustement lié à l'acheminement économique, s'était établie à respectivement 86,7 % et 89,1 %.

Activités de production et marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production

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

Trois mois clos le 30 juin 2013	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 par MWh installé aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité par MWh installé aux fins de comparaison	Marge brute par MWh installé aux fins de comparaison
Charbon	4 509	7 003	188	96	92	26,85	13,71	13,14
Gaz	562	778	38	8	30	48,84	10,28	38,56
Énergies renouvelables	854	2 921	88	4	84	30,13	1,37	28,76
Total – Ouest du Canada	5 925	10 702	314	108	206	29,34	10,09	19,25
Gaz	794	1 638	96	47	49	58,61	28,69	29,92
Énergies renouvelables	397	1 592	40	2	38	25,13	1,26	23,87
Total – Est du Canada	1 191	3 230	136	49	87	42,11	15,17	26,94
Charbon	132	2 929	52	18	34	17,75	6,15	11,60
Gaz	344	1 197	34	12	22	28,40	10,03	18,37
Total – International	476	4 126	86	30	56	20,84	7,27	13,57
	7 592	18 058	536	187	349	29,68	10,36	19,32

Trois mois clos le 30 juin 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 par MWh installé aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité par MWh installé aux fins de comparaison	Marge brute par MWh installé aux fins de comparaison
Charbon	4 732	7 032	215	85	130	30,57	12,09	18,48
Gaz	546	778	21	4	17	26,99	5,14	21,85
Énergies renouvelables	935	2 921	47	3	44	16,09	1,03	15,06
Total – Ouest du Canada	6 213	10 731	283	92	191	26,37	8,57	17,80
Gaz	958	1 638	86	37	49	52,50	22,59	29,91
Énergies renouvelables	335	1 442	32	2	30	22,19	1,39	20,80
Total – Est du Canada	1 293	3 080	118	39	79	38,31	12,66	25,65
Charbon	-	2 929	63	5	58	21,51	1,71	19,80
Gaz	346	1 197	28	6	22	23,39	5,01	18,38
Total – International	346	4 126	91	11	80	22,06	2,67	19,39
	7 852	17 937	492	142	350	27,43	7,92	19,51

Six mois clos le 30 juin 2013	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 par MWh installé aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité par MWh installé aux fins de comparaison	Marge brute par MWh installé aux fins de comparaison
Charbon	9 784	13 929	416	190	226	29,87	13,64	16,23
Gaz	1 230	1 547	68	15	53	43,96	9,70	34,26
Énergies renouvelables	1 593	5 810	144	7	137	24,78	1,20	23,58
Total – Ouest du Canada	12 607	21 286	628	212	416	29,50	9,96	19,54
Gaz	1 795	3 257	201	98	103	61,71	30,09	31,62
Énergies renouvelables	822	3 165	82	4	78	25,91	1,26	24,65
Total – Est du Canada	2 617	6 422	283	102	181	44,07	15,88	28,19
Charbon	1 810	5 825	123	49	74	21,12	8,41	12,71
Gaz	670	2 381	66	25	41	27,72	10,50	17,22
Total – International	2 480	8 206	189	74	115	23,03	9,02	14,01
	17 704	35 914	1 100	388	712	30,63	10,80	19,83

Six mois clos le 30 juin 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 par MWh installé aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité par MWh installé aux fins de comparaison	Marge brute par MWh installé aux fins de comparaison
Charbon	9 995	13 976	425	166	259	30,41	11,88	18,53
Gaz	1 250	1 556	52	10	42	33,42	6,43	26,99
Énergies renouvelables	1 686	5 842	95	6	89	16,26	1,03	15,23
Total – Ouest du Canada	12 931	21 374	572	182	390	26,76	8,52	18,24
Gaz	1 961	3 276	185	80	105	56,47	24,42	32,05
Énergies renouvelables	795	2 886	77	4	73	26,68	1,39	25,29
Total – Est du Canada	2 756	6 162	262	84	178	42,52	13,63	28,89
Charbon	404	5 858	145	37	108	24,75	6,32	18,43
Gaz	674	2 394	55	14	41	22,97	5,85	17,12
Total – International	1 078	8 252	200	51	149	24,24	6,18	18,06
	16 765	35 788	1 034	317	717	28,89	8,86	20,03

Ouest du Canada

Nos actifs situés dans l'ouest du Canada comprennent des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2012 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'ouest du Canada.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 30 juin (GWh)	Six mois clos les 30 juin (GWh)
Production de 2012	6 213	12 931
Hausse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta découlant surtout d'une interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de Keephills	(1 046)	(1 402)
Baisse des volumes d'hydroélectricité	(49)	(53)
Diminution des volumes d'énergie éolienne	(33)	(41)
Hausse (baisse) de la production aux centrales alimentées au gaz naturel	16	(20)
Diminution des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon en Alberta	179	462
Hausse de la demande de la clientèle des CAÉ	447	339
Réductions liées au marché	193	304
Baisse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee et à l'unité 3 de la centrale de Keephills	5	80
Divers	-	7
Production de 2013	5 925	12 607

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 30 juin	Six mois clos les 30 juin
Marge brute aux fins de comparaison de 2012	191	390
Hausse des marges des centrales hydroélectriques	15	21
Baisse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon en Alberta	3	19
Réductions liées au marché	7	14
Baisse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee et à l'unité 3 de la centrale de Keephills	-	4
Prix du charbon défavorables	(12)	(15)
Prix, déduction faite des pénalités versées en vertu de CAÉ et des variations liées à l'évaluation à la valeur du marché qui ne se sont pas réalisées	4	(7)
Hausse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, découlant surtout d'une interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de Keephills	-	(5)
Divers	(2)	(5)
Marge brute aux fins de comparaison de 2013	206	416

Est du Canada

Nos actifs situés dans l'est du Canada comprennent des centrales alimentées au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2012 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'est du Canada.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 30 juin (GWh)	Six mois clos les 30 juin (GWh)
Production de 2012	1 293	2 756
Conditions de marché défavorables aux centrales alimentées au gaz naturel	(163)	(165)
Hausse (baisse) des volumes d'énergie éolienne	23	(8)
Baisse des volumes d'hydroélectricité	(7)	(7)
Démarrage des activités commerciales du parc éolien de New Richmond	43	43
Divers	2	(2)
Production de 2013	1 191	2 617

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 30 juin	Six mois clos les 30 juin
Marge brute de 2012	79	178
Démarrage des activités commerciales du parc éolien de New Richmond	5	5
Hausse des volumes d'énergie éolienne	2	-
Coûts favorables (défavorables) des intrants au titre du gaz naturel faisant l'objet de contrats	1	(1)
Divers	-	(1)
Marge brute de 2013	87	181

International

Nos actifs du secteur International comprennent des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel, et des centrales hydroélectriques à divers emplacements aux États-Unis, ainsi que des centrales alimentées au gaz naturel et au diesel en Australie. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2012 pour de plus amples renseignements sur nos activités du secteur International.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 30 juin (GWh)	Six mois clos les 30 juin (GWh)
Production de 2012	346	1 078
Baisse de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia	753	2 054
Hausse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia	(621)	(646)
Divers	(2)	(6)
Production de 2013	476	2 480

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 30 juin	Six mois clos les 30 juin
Marge brute aux fins de comparaison de 2012	80	149
Baisse des prix des contrats, y compris les marges sur les achats d'électricité	(25)	(60)
Prix du charbon ¹	(1)	22
Divers	2	4
Marge brute aux fins de comparaison de 2013	56	115

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013, nous avons comptabilisé une réduction de valeur avant impôts et taxes de respectivement 2 millions de dollars et 16 millions de dollars liée aux stocks de charbon à notre centrale de Centralia pour réduire la valeur des stocks à leur valeur nette de réalisation.

Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration aux fins de comparaison

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 30 juin 2013 ont augmenté de 5 millions de dollars en regard de la même période de 2012, en raison surtout des coûts émergents et des frais d'entretien courants plus élevés, d'une hausse des coûts recouvrables au moyen des CAÉ et des attributions de services d'autres secteurs, compensés en partie par une baisse des charges de rémunération.

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration aux fins de comparaison pour la période de six mois close le 30 juin 2013 sont comparables à ceux de la période correspondante de 2012.

¹ Le prix du charbon comprend l'incidence de la réduction de valeur des stocks qui n'est pas comprise dans la marge brute.

Dotation aux amortissements

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la dotation aux amortissements pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 30 juin	Six mois clos les 30 juin
Dotation aux amortissements de 2012	134	258
Incidence des dépréciations d'actifs	(7)	(15)
Modification de la durée d'utilité économique ¹	(4)	(9)
Diminution des mises hors service d'actifs	(7)	(7)
Modification de la durée d'utilité des actifs hydroélectriques	(1)	(2)
Augmentation des actifs	10	17
Divers	-	5
Dotation aux amortissements de 2013	125	247

Contrats de location-financement

Solomon

Le 28 septembre 2012, nous avons fait l'acquisition auprès de Fortescue Metal Groups Ltd. («Fortescue») de sa centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de Solomon de 125 MW, située en Australie-Occidentale, au coût de 318 millions de dollars américains. La centrale et le CAÉ connexe sont comptabilisés à titre de contrat de location-financement, et nous avons commencé à recevoir des paiements en vertu du contrat au quatrième trimestre de 2012. La centrale est actuellement en construction et devrait être mise en service au cours du troisième trimestre de 2013.

Fort Saskatchewan

Fort Saskatchewan est une centrale alimentée au gaz naturel ayant une capacité de production brute de 118 MW, dans laquelle TransAlta Cogeneration, L.P. détient une participation de 60 % (participation véritable 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 :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Disponibilité (%)	95,1	69,5	99,8	86,0
Production (GWh)	126	82	264	219

La disponibilité et la production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 ont augmenté par rapport aux mêmes périodes de 2012 en raison d'une diminution des interruptions planifiées.

¹ Par suite des modifications apportées à la réglementation fédérale canadienne qui exige que les centrales alimentées au charbon cessent leurs activités après un maximum de 50 ans d'exploitation, le projet de règlement précédent proposait la fermeture des installations après 45 ans. La durée d'utilité de ces actifs a été modifiée au troisième trimestre de 2012.

Total des produits tirés des contrats de location-financement

Le total des produits tirés des contrats de location-financement pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 a augmenté de respectivement 10 millions de dollars et 19 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2012, du fait des paiements que nous avons commencé à recevoir en octobre 2012 en vertu du contrat conclu avec Fortescue.

Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence

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

Nos participations dans les coentreprises CE Gen et Wailuku River Hydroelectric, L.P. comprennent 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 véritable nette de 390 MW). Le tableau qui suit résume les principales données sur les activités opérationnelles, ajustées pour tenir compte de nos participations dans ces placements :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Disponibilité (%)	91,9	93,2	89,4	93,1
Production (GWh)				
Gaz	68	44	208	135
Énergies renouvelables	324	296	578	596
Total de la production	392	340	786	731

La disponibilité pour la période de trois mois close le 30 juin 2013 a diminué par rapport à la même période de 2012 en raison d'une augmentation des interruptions non planifiées.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, la disponibilité a diminué par rapport à la même période de 2012 en raison d'une augmentation des interruptions planifiées.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2013, la production a augmenté en regard de la période correspondante de 2012, ce qui s'explique par une hausse de la demande des clients, annulée en partie par les interruptions non planifiées plus nombreuses.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, la production a augmenté en regard de la période correspondante de 2012, ce qui s'explique par une hausse de la demande des clients, annulée en partie par les interruptions planifiées plus nombreuses.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2013, la quote-part de la perte de coentreprises s'est établie à 3 millions de dollars en regard de 5 millions de dollars pour la période correspondante de 2012. Cette amélioration est surtout attribuable aux prix favorables, contrebalancés en partie par l'accroissement des interruptions non planifiées.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, la quote-part de la perte de coentreprises s'est établie à 7 millions de dollars en regard de 5 millions de dollars pour la période correspondante de 2012. Cette augmentation est surtout imputable aux interruptions planifiées plus nombreuses et aux prix défavorables au cours du premier trimestre.

Depuis 2001, une partie importante des centrales de CE Gen sont exploitées 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 ont été remplacées par une clause d'ajustement de prix selon laquelle le prix de l'électricité payé par l'acheteur d'électricité correspond au coût évité à court terme («CECT»). Le CECT est lié au prix du

gaz naturel. Rien ne garantit que les prix fondés sur le coût évité de l'énergie après le 1^{er} mai 2012 donneront lieu à des produits équivalant à ceux qui sont réalisés selon la structure de prix de l'énergie fixe.

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

OPÉRATIONS SUR LES PRODUITS ÉNERGÉTIQUES : *Ce secteur tire ses produits du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et 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» de notre rapport de gestion annuel de 2012 pour plus de détails sur la valeur à risque.*

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.

Pour une analyse plus approfondie des activités du secteur Opérations sur les produits énergétiques, se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» de notre rapport de gestion annuel de 2012.

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Produits des activités ordinaires	14	(11)	31	6
Combustible et achats d'électricité	-	-	-	-
Marge brute	14	(11)	31	6
Activités opérationnelles, entretien et administration	6	7	14	14
Amortissement	-	-	-	-
Répartition des coûts intersectoriels	(3)	(4)	(7)	(7)
Produits (pertes) opérationnel(le)s	11	(14)	24	(1)

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont augmenté par rapport aux périodes correspondantes de 2012 grâce aux solides résultats des activités de négociation dans tous les marchés et à une gestion prudente des risques. L'augmentation du résultat aux fins de comparaison est surtout attribuable à une hausse des résultats dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques découlant des solides résultats enregistrés au titre des activités de négociation dans tous les marchés.

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour la période de trois mois close le 30 juin 2013 ont diminué de 1 million de dollars en regard de la période correspondante de 2012 en raison d'une baisse des charges de rémunération par suite de la restructuration survenue au cours du quatrième trimestre de 2012.

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour la période de six mois close le 30 juin 2013 sont comparables à ceux de la période correspondante de 2012.

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 liés aux 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 :

	Trois mois clos les 30 juin			2012	2013	Six mois clos les 30 juin			2012
	2013	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison			Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison		
Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration	16	-	16	20	29	-	29	42	
Amortissement	6	-	6	5	11	-	11	10	
Reprise des coûts de restructuration	(1)	1	-	-	(1)	1	-	-	
Perte opérationnelle	21	1	22	25	39	1	40	52	

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 ont diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2012 en raison surtout d'une baisse des charges de rémunération par suite de la restructuration survenue au quatrième trimestre de 2012 et de l'accent constant mis sur les coûts.

CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Intérêts sur la dette	58	58	118	114
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	-	(1)	(2)	(1)
Inefficacité des couvertures	-	2	-	2
Charge d'intérêt	58	59	116	115
Désactualisation des provisions	5	5	9	9
Charge d'intérêt nette	63	64	125	124

La variation de la charge d'intérêt nette pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 par rapport aux périodes correspondantes de 2012 est illustrée ci-dessous :

	Trois mois clos les 30 juin	Six mois clos les 30 juin
Charge d'intérêt nette de 2012	64	124
Baisse (hausse) des intérêts incorporés dans le coût de l'actif	1	(1)
Baisse des taux d'intérêt	(1)	(1)
Incidence des taux de change défavorables	-	1
Baisse de l'inefficacité des couvertures	(2)	(2)
Hausse des coûts de financement	-	1
Augmentation de la dette	1	3
Charge d'intérêt nette de 2013	63	125

IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Résultat avant impôts sur le résultat	44	(712)	35	(602)
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(9)	(5)	(19)	(18)
Quote-part de la perte de coentreprises	3	5	7	5
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	8	83	49	(2)
Imputation pour dépréciation d'actifs	-	365	-	365
Réduction de valeur des stocks	-	(1)	-	33
Reprise des coûts de restructuration	(2)	-	(2)	-
Profit à la vente d'actifs	(10)	-	(10)	(3)
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	247	-	247
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	29	-
Autres éléments non comparables	1	1	1	1
Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, compte non tenu des éléments non comparables, assujettis à l'impôt	35	(17)	90	26
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	10	75	(7)	77
Recouvrement (charge) d'impôts sur le résultat au titre des incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	3	29	17	(1)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'imputation pour dépréciation d'actifs	-	5	-	5
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la réduction de valeur des stocks	-	-	-	12
Charge d'impôts sur le résultat liée au profit à la vente d'actifs	(1)	-	(1)	(1)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de Sundance	-	63	-	63
Charge d'impôts sur le résultat liée à la sortie du bilan d'actifs d'impôt différé	-	(169)	-	(169)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'ajustement du taux d'impôt différé	1	-	7	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	-	-	9
Charge d'impôts sur le résultat liée à des fluctuations des taux d'imposition des sociétés	-	(8)	-	(8)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	7	-
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables	13	(5)	23	(13)
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, compte non tenu des éléments non comparables (%)	37	29	26	(50)

La charge d'impôts sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables, pour la période de trois mois close le 30 juin 2013 a augmenté par rapport à la période correspondante de 2012 en raison d'une hausse du résultat aux fins de comparaison.

La charge d'impôts sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables, pour la période de six mois close le 30 juin 2013 s'est accrue par rapport à la période correspondante de 2012 en raison de la hausse du résultat aux fins de comparaison et de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens à l'exercice précédent.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, compte non tenu des éléments non comparables, pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 a augmenté en regard des périodes correspondantes de 2012, en raison d'une variation du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé, de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat et de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens au cours de la période précédente.

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 30 juin 2013 a augmenté en regard de la période correspondante de 2012, en raison surtout de la hausse du résultat de TransAlta Cogeneration, L.P.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de six mois close le 30 juin 2013 est comparable à celui de la période correspondante de 2012.

SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états consolidés résumés de la situation financière du 31 décembre 2012 au 30 juin 2013 :

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	40	Calendrier des encaissements et des paiements
Créances clients	(148)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients
Charges payées d'avance	33	Paiement anticipé des primes d'assurance annuelles, des redevances et des ententes de service
Stocks	29	Hausse des activités d'enlèvement de morts-terrains et des coûts du charbon moyens, en partie contrebalancée par la réduction de valeur des stocks
Placements	13	Acquisition de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence et taux de change favorables
Créances au titre de contrats de location-financement (courantes et non courantes)	16	Taux de change favorables
Immobilisations corporelles, montant net	72	Acquisitions en partie contrebalancées par l'amortissement
Actifs d'impôt différé	30	Avantages fiscaux au titre des pertes liées aux activités aux États-Unis
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	(100)	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes et des règlements
Autres actifs	10	Augmentation des charges payées d'avance à long terme
Créditeurs et charges à payer	(121)	Calendrier des paiements et baisse des charges à payer au titre du capital
Dividendes à verser	(18)	Hausse du dividende en raison du nombre total accru des actions en circulation
Dette à long terme (y compris la partie courante)	243	Augmentation des emprunts en vertu des facilités de crédit et taux de change défavorables
Obligation au titre du contrat de location-financement (y compris la partie courante)	25	Contrat de location-financement pour du matériel minier utilisé à la mine de Highvale
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (parties courante et non courante)	14	Hausse des provisions pour frais de démantèlement
Passifs d'impôt différé	(21)	Hausse des provisions pour impôts sur le résultat
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	(77)	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes et des règlements
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(46)	Résultat net de la période, dividendes sur actions et émission d'actions ordinaires

INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la *note 16* des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2012 et à la *note 13* des états financiers consolidés résumés intermédiaires au 30 juin 2013 et pour les périodes de trois mois et de six mois closes à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers. Se reporter à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport annuel de 2012 et à la *note 14* des états financiers consolidés résumés intermédiaires pour plus de précisions sur nos risques et sur la manière dont nous les gérons. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2012.

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques peut conclure des transactions sur des produits de base comportant des caractéristiques non standards pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Ces instruments sont définis comme des instruments financiers de niveau III selon les IFRS. Les instruments financiers de niveau III ne sont pas négociés sur un marché actif, et la juste valeur est donc établie à l'aide de modèles d'évaluation fondés sur des hypothèses ou des données établies en interne. Nos justes valeurs de niveau III sont fixées au moyen de données comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport ou le profil de la demande. Les justes valeurs sont validées chaque trimestre à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données de techniques d'évaluation, et tout écart important est communiqué dans les notes des états financiers.

Nous avons aussi divers contrats ayant une durée s'étirant sur plus de cinq ans. Comme les prévisions de prix à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur doit être 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. Ils sont conclus à un prix donné avec des contreparties que nous estimons solvables.

Au 30 juin 2013, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 11 millions de dollars (valeur comptable de l'actif net de 31 millions de dollars au 31 décembre 2012).

La désignation de certaines de nos relations de couverture a été annulée et celles-ci ont été jugées inefficaces aux fins comptables. Les couvertures avaient trait à la production d'électricité, et les profits connexes sont classés dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'à ce que la production sous-jacente ait lieu ou que la réalisation de celle-ci ait été jugée comme étant très improbable. Aucun profit lié à ces couvertures dont la désignation a été annulée n'a été reclassé dans le résultat au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 (profit avant impôts et taxes de respectivement néant et 75 millions de dollars au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2012).

Au 30 juin 2013, les profits cumulés de 4 millions de dollars liés aux couvertures de flux de trésorerie et à d'autres couvertures de flux de trésorerie dont la désignation a été annulée et qui ne répondent plus aux critères d'application de la comptabilité de couverture ont continué d'être différés dans les autres éléments du résultat global et seront reclassés dans le résultat net à mesure que les transactions prévues auront lieu ou s'il est jugé très probable qu'elles ne se réaliseront pas.

TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE

Les tableaux suivants présentent les variations importantes dans les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 comparativement aux périodes correspondantes en 2012 :

Trois mois clos les 30 juin	2013	2012	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	50	31	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités opérationnelles	92	78	Hausse du résultat en trésorerie de 35 millions de dollars, en partie contrebalancée par une variation défavorable du fonds de roulement de 21 millions de dollars, déduction faite de l'incidence de 204 millions de dollars liée à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance en 2012
Activités d'investissement	(160)	(175)	Diminution des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 24 millions de dollars et hausse des profits réalisés sur les instruments financiers de 22 millions de dollars, en partie contrebalancées par une incidence négative nette de 14 millions de dollars liée à la modification de la garantie reçue de contreparties ou versée à celles-ci, une variation défavorable des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement de 12 millions de dollars et une augmentation des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence de 10 millions de dollars
Activités de financement	86	127	Diminution des emprunts en vertu de facilités de crédit de 11 millions de dollars, augmentation des dividendes en espèces sur actions ordinaires de 20 millions de dollars, hausse des dividendes en espèces sur actions privilégiées de 4 millions de dollars et diminution de l'obligation au titre du contrat de location-financement de 4 millions de dollars
Conversion des liquidités en devises	(1)	-	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	67	61	

Six mois clos les 30 juin	2013	2012	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	27	49	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités opérationnelles	348	261	Hausse du résultat en trésorerie de 25 millions de dollars et variation favorable du fonds de roulement de 62 millions de dollars, déduction faite de l'incidence de 204 millions de dollars liée à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance en 2012
Activités d'investissement	(310)	(339)	Diminution des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 35 millions de dollars et hausse des profits réalisés sur les instruments financiers de 22 millions de dollars, en partie contrebalancées par une incidence négative nette de 6 millions de dollars liée à la modification de la garantie reçue de contreparties ou versée à celles-ci, une variation défavorable des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement de 19 millions de dollars et une augmentation des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence de 10 millions de dollars
Activités de financement	2	90	Diminution des emprunts en vertu de facilités de crédit de 84 millions de dollars, augmentation des dividendes en espèces sur actions privilégiées de 5 millions de dollars et diminution de l'obligation au titre du contrat de location-financement de 4 millions de dollars, en partie contrebalancées par un recul des dividendes en espèces sur actions ordinaires de 5 millions de dollars découlant des dividendes réinvestis dans le cadre du régime de réinvestissement de dividendes
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	67	61	

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 s'établissait à 4,5 milliards de dollars au 30 juin 2013 comparativement à 4,2 milliards de dollars au 31 décembre 2012. La dette à long terme a augmenté depuis le 31 décembre 2012, surtout en raison de la hausse des emprunts sur notre facilité de crédit consortiale et des fluctuations défavorables des taux de change.

Facilités de crédit

Au 30 juin 2013, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,1 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2012), dont un montant de 0,7 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars au 31 décembre 2012) n'avait pas été prélevé et était disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Au 30 juin 2013, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,4 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2012), ce qui correspondait à des retraits réels de 1,1 milliard de dollars (1,0 milliard de dollars au 31 décembre 2012) et à des lettres de crédit de 0,3 milliard de dollars (0,3 milliard de dollars au 31 décembre 2012). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, qui vient à échéance en 2017, le solde comprenant des facilités de crédit bilatérales dont un montant de 0,3 milliard de dollars vient à échéance en 2017 et un montant de 0,2 milliard de dollars, au quatrième trimestre de 2014. Nous prévoyons renouveler ces facilités, selon des modalités commerciales raisonnables, avant leur échéance.

Outre le montant de 0,7 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons de 60 millions de dollars de liquidités disponibles.

Capital social

Le 29 juillet 2013, nous avons 266,3 millions d'actions ordinaires en circulation, 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. Au 30 juin 2013, nous avons 262,1 millions d'actions ordinaires (254,7 millions au 31 décembre 2012) émises et en circulation. Au 30 juin 2013, nous avons également 32,0 millions d'actions privilégiées (32,0 millions au 31 décembre 2012) émises et en circulation.

Nous émettons des actions ordinaires pour un produit au comptant à l'exercice d'options sur actions et dans le cadre d'autres régimes de paiements fondés sur des actions ou du réinvestissement de dividendes. En février 2012, nous avons ajouté au régime une composante Dividende Bonifié^{MC}. Se reporter à la *note 28* des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2012 pour plus de renseignements sur les modifications. Le 8 mai 2013, nous avons annoncé que, compte tenu de la faiblesse actuelle du cours de l'action, nous suspendions la composante Dividende Bonifié^{MC} du régime après le versement du dividende trimestriel le 1^{er} juillet 2013. Notre régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires, des composantes distinctes du régime, demeure en vigueur aux conditions actuelles.

Au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2013, 3,7 millions d'actions ordinaires (2,4 millions d'actions ordinaires au 30 juin 2012) avaient été émises pour 53 millions de dollars (43 millions de dollars au 30 juin 2012), ce qui comprenait essentiellement les dividendes réinvestis en vertu du régime. Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2013, 7,4 millions d'actions ordinaires (3,4 millions d'actions ordinaires au 30 juin 2012) avaient été émises pour 106 millions de dollars (64 millions de dollars au 30 juin 2012), ce qui comprenait essentiellement les dividendes réinvestis en vertu du régime.

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 30 juin 2013, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 341 millions de dollars (336 millions de dollars au 31 décembre 2012) et fourni des garanties au comptant de 18 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2012). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états consolidés résumés de la situation financière aux postes Passifs de gestion du risque et Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions.

Engagements

Au cours du mois de mars 2013, le parc éolien de New Richmond a commencé ses activités. Par conséquent, l'entente de service à long terme de 15 ans relative aux réparations et à l'entretien est entrée en vigueur. Les paiements futurs sur la durée de l'entente s'élèvent à environ 42 millions de dollars.

CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT

En vertu des exigences en vigueur en Alberta, les centrales alimentées au charbon doivent mettre en œuvre 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») de l'Alberta. Cependant, la publication des règlements fédéraux régissant les gaz à effet de serre («GES») peut entraîner un certain déséquilibre entre les exigences et les calendriers de réduction des polluants atmosphériques de la CASA, et les calendriers de réduction des GES pour les anciennes centrales alimentées au charbon, qui, à elles seules, donneront lieu à des 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.

Aux États-Unis, le 25 juin 2013, le Président Obama a annoncé son projet d'action sur le climat (*Climate Action Plan*), lequel propose des plans en vue de l'élaboration de normes en matière d'émissions de GES qui devront être fixées par l'Agence américaine de protection de l'environnement («EPA») pour les centrales électriques nouvelles et existantes. Les normes applicables aux nouvelles centrales sont en cours d'élaboration et celles qui s'appliquent aux centrales existantes devraient être terminées en juin 2015. Les plans de mise en œuvre par l'État devraient être achevés un an plus tard. Il restera certains points à régler comme les critères que devront respecter les centrales alimentées au charbon (et même peut-être au gaz naturel) existantes en attendant que l'EPA présente une ébauche de règlement.

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

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. L'unité 3 de notre centrale de Keephills est entrée en service en septembre 2011. Cette unité fait appel à une technologie de combustion supercritique pour maximiser l'efficacité thermique, ainsi qu'à une technologie de combustion à faibles rejets de NOx et de captage de SO₂, qui s'apparente à la technologie actuellement utilisée à l'unité 3 de la centrale de Genesee. Les projets d'accroissement de la capacité nominale achevés à nos centrales de Keephills et de Sundance devraient améliorer l'efficacité énergétique et réduire les émissions de ces unités.

PERSPECTIVES POUR 2013

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

Pour le reste de 2013, les prix de l'électricité en Alberta devraient être légèrement plus faibles qu'en 2012. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons des prix légèrement plus élevés qu'en 2012; cependant, les 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» de notre rapport de gestion annuel de 2012.

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

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

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

À compter de 2013, la livraison directe d'électricité au California Independent System Operator doit 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 Resources Board finalise sa réglementation, nous resterons à l'affût de tout changement qui nous permettra de répondre aux exigences du programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES.

En Australie, la taxe sur le carbone mise en œuvre en juillet 2012 demeure en vigueur. En date du 1^{er} juillet 2013, la taxe a augmenté pour passer à 24,15 \$ AU la tonne. Par la suite, le gouvernement australien a annoncé qu'il accélérerait la transition vers un marché de plafond et d'échange en vue d'une entrée en vigueur en juillet 2014. Pour le moment, on prévoit que le prix du carbone chutera. Les centrales alimentées au gaz de TransAlta sont assujetties à l'impôt, mais tous les frais connexes sont transférés aux clients qui sont sous contrat.

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

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

Environnement économique

En 2013, nous prévoyons une croissance lente à modérée en Alberta et en Australie et une croissance faible dans 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 enregistré aucune perte importante liée à une contrepartie au deuxième trimestre de 2013. Nous continuons de surveiller le risque de crédit lié à la contrepartie et avons établi des politiques de gestion du risque afin de réduire ce risque. Nous ne prévoyons pas apporter de modification importante à nos pratiques existantes en matière de crédit et continuerons de faire affaire principalement avec des contreparties ayant une note de première qualité.

Activités opérationnelles

Capacité, production et disponibilité

La capacité de production devrait augmenter pendant le reste de 2013 en raison de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Avant l'incidence de l'acheminement économique, l'ensemble de la production devrait s'accroître pour le reste de 2013 en raison du nombre moins élevé d'interruptions planifiées, de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et de l'achèvement de la construction du parc éolien de New Richmond. La disponibilité ajustée, compte non tenu des interruptions prolongées à la centrale thermique de Centralia, devrait être de 87 % à 89 % en 2013 en raison du nombre moins élevé d'interruptions planifiées dans l'ensemble des centrales.

Le 16 décembre 2010 et le 19 décembre 2010, à l'unité 1 et à l'unité 2 respectivement de la centrale de Sundance, les activités 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. Le 20 juillet 2012, le groupe d'arbitrage a conclu que les unités 1 et 2 n'étaient pas détruites sur le plan économique et qu'elles devaient être remises en service. Toutefois, le groupe a confirmé 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 chacune des unités soit remise en service. Le coût de réparation des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance a été estimé à environ 215 millions de dollars, et la production devrait reprendre respectivement aux troisième et quatrième trimestres de 2013. Le total des dépenses estimées a augmenté de 25 millions de dollars en raison du travail supplémentaire requis pour le reste des systèmes et de l'équipement de la centrale ainsi que d'un accroissement des coûts de la main-d'œuvre imputable à une hausse des taux. Ces travaux sont effectués en même temps que les réparations des chaudières afin d'éviter une autre interruption.

Selon nous, la date de remise en service de l'unité 1 de la centrale de Sundance aura lieu plus tôt, soit le 6 août 2013.

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 75 % de notre capacité en moyenne est visée par des contrats pour les sept prochains exercices. En ce qui a trait à l'ensemble du portefeuille, selon la conjoncture du marché, nous visons à ce que 90 % de notre capacité fasse l'objet de contrats pour l'année civile qui vient. À la fin du deuxième trimestre de 2013, environ 89 % de notre capacité de 2013 était assujettie à des contrats. Pour le reste de 2013, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme s'établit à environ 60 \$ le MWh en Alberta et à environ 40 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Coûts du combustible

L'extraction du charbon en Alberta est soumise à des hausses de coûts imputables à l'enlèvement accru de morts-terrains, à l'inflation, aux investissements et aux prix des produits de base. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières des coûts du charbon de nos activités minières de l'Alberta. En janvier 2013, nous avons pris en charge, par l'intermédiaire de SunHills, le contrôle de l'exploitation et la gestion de la mine de Highvale de PMRL. Les coûts du charbon pour 2013, selon la méthode du coût standard par tonne, devraient être de 5 % à 7 % plus élevés qu'en 2012 en raison d'une baisse des tonnes livrées.

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 diminuer de 6 % à 8 %.

La valeur des stocks de charbon est évaluée à chaque date de clôture afin de déterminer s'ils ont subi une dépréciation. Si les stocks ont perdu de la valeur, des imputations additionnelles seront comptabilisées dans le résultat net. Pour plus de renseignements sur l'imputation pour dépréciation des stocks comptabilisée en 2013, voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion.

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

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

Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration devraient être environ au même niveau ou jusqu'à 2 % plus élevés que ceux de 2012 en raison des travaux d'entretien émergents potentiels dans les centrales et d'une baisse des recouvrements au titre de la location. Au début de 2013, nous avons prévu que les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration seraient semblables à ceux de 2012, en raison des économies de coûts découlant de la restructuration organisationnelle, contrebalancées 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 aux lois. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Nous visons à ce que la contribution du secteur Opérations sur les produits énergétiques dégage une marge brute variant entre 40 millions de dollars et 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 compensant les actifs libellés en devises au moyen de passifs libellés en devises et en concluant des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en devises, y compris une charge d'intérêt, qui compensent dans une grande mesure nos produits nets libellés en devises.

Charge d'intérêt nette

La charge d'intérêt nette de 2013 devrait augmenter par rapport à 2012 en raison de l'augmentation de la dette et de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait se répercuter sur le montant de la charge d'intérêt nette engagée.

Situation de trésorerie et sources de financement

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

Estimations comptables

Un certain nombre de nos estimations comptables, y compris celles présentées à la rubrique «Méthodes et estimations comptables critiques» de notre rapport de gestion annuel de 2012, sont fondées sur la conjoncture et les perspectives économiques actuelles. En raison de la conjoncture économique, les fluctuations du marché pourraient avoir une incidence, entre autres, sur les prix des produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt futurs, qui pourraient, à leur tour, influencer sur le résultat futur et les profits ou pertes latents liés à nos actifs et passifs de gestion du risque et sur l'évaluation de l'actif pour nos calculs de la dépréciation d'actifs.

Impôts sur le résultat

Le taux d'imposition effectif sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables pour 2013, devrait se situer entre 17 % et 22 %, ce qui est inférieur au taux d'imposition prévu par la loi de 25 %, en raison des variations du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé et de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat.

Dépenses d'investissement

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

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

Nous avons un projet d'envergure dont la date d'achèvement est prévue au quatrième trimestre de 2013. Voici un résumé :

	Total – projet		2013		Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹		
Croissance						
New Richmond	212	217	15 - 25	29	Démarrage des activités commerciales au T1 2013	Parc éolien de 68 MW au Québec
Projets d'envergure						
Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	215	149	155 - 170	105	T3 et T4 2013	Capacité de production combinée de 560 MW des unités 1 et 2 de notre centrale de Sundance
Total de la croissance et des projets d'envergure	427	366	170 - 195	134		

Le total des dépenses estimées pour les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance a augmenté de 25 millions de dollars en raison du travail supplémentaire requis pour le reste des systèmes et de l'équipement de la centrale ainsi que d'une augmentation des coûts de la main-d'œuvre imputable à une hausse des taux. Ces travaux sont effectués en même temps que les réparations des chaudières afin d'éviter une autre interruption.

Le total des dépenses estimées pour le parc éolien de New Richmond est inférieur au montant engagé à ce jour en raison des recouvrements estimatifs à recevoir en 2013.

Transport

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013, un total de respectivement 2 millions de dollars et 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 d'importants travaux d'entretien et de reconfiguration des réseaux de transport de l'Alberta afin d'accroître la capacité énergétique sur les lignes électriques.

¹ Représentent les montants engagés au 30 juin 2013. En 2013, aussi une réduction de coûts de 1 million de dollars au titre des centrales qui étaient déjà en service.

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

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

Catégorie	Description	Coût prévu	Dépenses à ce jour ¹
Dépenses d'investissement courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	90 - 100	33
Matériel minier et achats de terrains	Dépenses liées au matériel minier et aux achats de terrains	40 - 50	20
Contrats de location-financement	Paiements liés à du matériel minier en vertu de contrats de location-financement	0 - 10	4
Entretien planifié d'envergure	Travaux périodiques d'entretien planifié d'envergure	165 - 185	95
Total des dépenses d'investissement de maintien		295 - 345	152
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité	30 - 50	10
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		325 - 395	162

Au cours de la période de six mois, nous avons acquis du matériel minier d'une valeur totalisant 29 millions de dollars en vertu de contrats de location-financement et nous avons effectué des remboursements de capital d'un montant de 4 millions de dollars.

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 au remplacement de composantes existantes. Il ne comprend pas les montants des travaux d'entretien courants, des travaux d'entretien non planifiés et des inspections et révisions mineures, qui sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Les détails du programme d'entretien planifié d'envergure de 2013 sont présentés ci-après :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Dépenses prévues en 2013	Dépenses à ce jour ¹
Incorporées dans le coût de l'actif	90 - 105	75 - 80	165 - 185	95
Passées en charges	-	0 - 5	0 - 5	-
	90 - 105	75 - 85	165 - 190	95

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total prévu	Perdus à ce jour
GWh perdus	1 660 - 1 670	420 - 430	2 080 - 2 100	1 264

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 aux termes du régime et des marchés financiers. Les fonds requis aux fins des projets de croissance et d'investissement de maintien et des projets d'investissement liés à la productivité ne devraient pas être touchés de manière importante par la conjoncture économique en raison de nos flux de trésorerie qui reposent en grande partie sur des contrats, de notre situation financière et du montant en capital dont nous disposons en vertu de nos facilités de crédit consenties existantes.

¹ Représentent les montants engagés au 30 juin 2013.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Adoption de nouvelles normes IFRS ou de normes IFRS modifiées

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

IFRS 10, États financiers consolidés

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

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

IFRS 11, Partenariats

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

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

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

L'IFRS 12 vise à accroître les informations à fournir à l'égard des intérêts que détient une entité dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et des entités structurées consolidées et non consolidées (entités ad hoc). L'IFRS 12 vise à ce que l'entité fournisse des informations qui aideront les utilisateurs des états financiers à évaluer la nature de ses intérêts dans d'autres entités et les risques qui y sont associés ainsi que l'incidence de ces intérêts sur ses états financiers. Les informations à fournir par suite de l'adoption de l'IFRS 12 figurent aux notes 9, 12 et 20 de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires.

IFRS 13, Évaluation de la juste valeur

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

IAS 1, Présentation des états financiers

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

IAS 19, Avantages du personnel

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

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

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

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2012, les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration ont augmenté de respectivement 2 millions de dollars et 3 millions de dollars en raison de la hausse de la charge au titre des régimes de retraite. Les pertes actuarielles nettes après impôts et taxes sur les régimes à prestations définies présentées dans les autres éléments du résultat global ont diminué de respectivement 1 million de dollars et 2 millions de dollars, et le résultat par action de base et dilué attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a baissé de respectivement 0,01 \$ et 0,01 \$.

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

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

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

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

La modification de la méthode comptable n'a pas eu d'incidence significative pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2012.

IFRS 7, Instruments financiers : Informations à fournir

Les modifications apportées à l'IFRS 7 comprennent la présentation d'informations sur tous les instruments financiers comptabilisés qui sont compensés selon l'IAS 32. Les modifications exigent également la présentation d'informations sur les instruments financiers comptabilisés faisant l'objet d'accords de compensation globale exécutoires et d'autres accords semblables même s'ils ne sont pas compensés selon l'IAS 32. Les informations à fournir qui en découlent figurent à la note 14 de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires.

Améliorations annuelles de 2009 à 2011

En mai 2012, l'IASB a publié un recueil de modifications non urgentes, mais nécessaires qui ont été apportées à plusieurs IFRS dans le cadre de son processus d'améliorations annuelles. Nous avons appliqué les modifications, le cas échéant, le 1^{er} janvier 2013. Les modifications, généralement de nature technique et ayant une portée étroite, n'ont eu aucune incidence importante sur la situation financière consolidée ou les résultats opérationnels consolidés de la société.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Les nouvelles normes comptables ou les normes comptables modifiées qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et qui n'ont pas encore été appliquées, sont les suivantes : IFRS 9, *Instruments financiers*, IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*, et *Entités d'investissement* (modifications à l'IFRS 10, l'IFRS 11 et l'IAS 27). Veuillez vous reporter à la rubrique «Modifications comptables futures» de notre rapport de gestion annuel de 2012 pour plus de renseignements.

MESURES CONFORMES AUX IFRS ADDITIONNELLES

Une mesure conforme aux IFRS additionnelles 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 (pertes opérationnelles)» à nos comptes consolidés résumés du résultat pour les périodes de trois mois closes les 30 juin 2013 et 2012. 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 non conformes aux IFRS ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés.

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(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 la réduction de valeur des stocks de charbon de 2012, puisque la comptabilisation de la réduction de valeur a trait aux couvertures dont la désignation a été annulée ou qui ont été jugées inefficaces pendant les trimestres précédents.

Les autres ajustements apportés au résultat, comme le recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'ajustement du taux d'impôt différé, le recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens, la perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite, le profit à la vente d'actifs, la reprise des coûts de restructuration, les frais de recouvrement liés aux inondations, l'imputation pour dépréciation d'actifs, l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, la charge d'impôts sur le résultat liée à la sortie du bilan d'actifs d'impôt différé, la charge d'impôts sur le résultat liée à des fluctuations des taux d'imposition des sociétés et la sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer, ont également été exclus étant donné que la direction croit que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités commerciales. Pour calculer le résultat par action aux fins de comparaison, on utilise le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

Les produits opérationnels et le BAIIA aux fins de comparaison incluent 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 et du BAIIA de ces centrales.

Résultat net aux fins de comparaison

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	15	(798)	4	(710)
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui sont inefficaces, déduction faite des impôts et taxes	5	54	32	(1)
Imputation pour dépréciation d'actifs, déduction faite des impôts et taxes	-	360	-	360
Réduction de valeur des stocks, déduction faite des impôts et taxes	-	(1)	-	21
Reprise de coûts de restructuration, déduction faite des impôts et taxes	(2)	-	(2)	-
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, déduction faite des impôts et taxes	-	184	-	184
Charge d'impôts sur le résultat liée à la sortie du bilan d'actifs d'impôt différé	-	169	-	169
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'ajustement du taux d'impôt différé	(1)	-	(7)	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	-	-	(9)
Charge d'impôts sur le résultat liée à des fluctuations des taux d'imposition des sociétés	-	8	-	8
Profit à la vente d'actifs, déduction faite des impôts et taxes	(9)	-	(9)	(2)
Sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer, déduction faite des impôts et taxes	-	1	-	1
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite, déduction faite des impôts et taxes	-	-	22	-
Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite des impôts et taxes	1	-	1	-
Résultat net aux fins de comparaison	9	(23)	41	21
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	262	227	260	226
Résultat net par action aux fins de comparaison	0,03	(0,10)	0,16	0,09

Marge brute aux fins de comparaison

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

	Trois mois les clos 30 juin		Six mois les clos 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Marge brute	355	256	694	725
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui sont inefficaces	8	83	49	(2)
Incidences sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance ¹	-	(10)	-	(20)
Marge brute aux fins de comparaison	363	329	743	703

¹ 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.

Produits opérationnels aux fins de comparaison

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	83	(396)	159	(225)
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui sont inefficaces	8	83	49	(2)
Imputation pour dépréciation d'actifs	-	365	-	365
Réduction de valeur des stocks	-	(1)	-	33
Reprise des coûts de restructuration	(2)	-	(2)	-
Produits des contrats de location-financement	12	2	23	4
Frais d'entretien liés aux inondations	1	-	1	-
Sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer	-	1	-	1
Produits opérationnels aux fins de comparaison	102	54	230	176

BAIIA aux fins de comparaison

La présentation du BAIIA aux fins de comparaison d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités 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 BAIIA et des produits opérationnels aux fins de comparaison :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	83	(396)	159	(225)
Imputation pour dépréciation d'actifs	-	365	-	365
Réduction de valeur des stocks	-	(1)	-	33
Reprise des coûts de restructuration	(2)	-	(2)	-
Produits des contrats de location-financement	12	2	23	4
Amortissement selon les tableaux consolidés des flux de trésorerie ¹	145	149	284	290
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui sont inefficaces	8	83	49	(2)
Incidences sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	(10)	-	(20)
Frais d'entretien liés aux inondations	1	-	1	-
Sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer	-	1	-	1
BAIIA aux fins de comparaison	247	193	514	446

¹ Dans le calcul du BAIIA aux fins de comparaison, nous utilisons l'amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés 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 résumés.

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 comme suit en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	92	78	348	261
Incidence sur le fonds de roulement liée à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	204	-	204
Règlement des coûts de restructuration	-	-	4	-
Calendrier des paiements liés à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	(2)	-	7	-
Frais d'entretien liés aux inondations	1	-	1	-
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	93	(132)	16	(126)
Fonds provenant des activités opérationnelles	184	150	376	339
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	262	227	260	226
Fonds provenant des activités opérationnelles par action	0,70	0,66	1,45	1,50

Flux de trésorerie disponibles (insuffisants)

Les flux de trésorerie disponibles (insuffisants) représentent les liquidités provenant des activités opérationnelles 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 d'investissement liées à la productivité pour la période de trois mois close le 30 juin 2013 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles d'après les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie, moins un montant de 60 millions de dollars que nous avons investi dans des projets et dans la croissance. Pour la période correspondante de 2012, nous avons investi 45 millions de dollars dans des projets et dans la croissance. Pour les périodes de six mois closes les 30 juin 2013 et 2012, nous avons investi respectivement 137 millions de dollars et 82 millions de dollars dans des projets et dans la croissance.

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	92	78	348	261
Ajouter (déduire) :				
Incidence sur le fonds de roulement liée à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	204	-	204
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	93	(132)	16	(126)
Dépenses d'investissement de maintien et dépenses d'investissement liées à la productivité	(107)	(141)	(162)	(248)
Dividendes versés sur actions ordinaires ¹	(43)	(23)	(63)	(68)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(6)	(19)	(14)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(16)	(14)	(35)	(33)
Flux de trésorerie disponibles (insuffisants)	9	(34)	85	(24)

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

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T3 2012	T4 2012	T1 2013	T2 2013
Produits des activités ordinaires	522	646	540	542
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	56	39	(11)	15
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,24	0,15	(0,04)	0,06
Résultat par action aux fins de comparaison	0,18	0,22	0,12	0,03

	T3 2011	T4 2011	T1 2012	T2 2012
Produits des activités ordinaires	613	688	644	398
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	50	24	88	(798)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,22	0,11	0,39	(3,52)
Résultat par action aux fins de comparaison	0,27	0,13	0,20	(0,10)

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.

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

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

La direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef de la direction des finances, l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information à la fin de la période visée par le présent rapport. Les contrôles et procédures de communication de l'information désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934* (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 est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles.

Pour la période couverte par ce rapport, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 30 juin 2013, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces à un niveau d'assurance raisonnable.

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 et à la clôture du placement, au calendrier et à la date d'achèvement et de 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 estimées engagées dans le cadre des inondations récentes en Alberta, les dépenses engagées dans la croissance et des projets d'investissement de maintien et de 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 du nombre moins élevé de révisions générales, de la croissance de la charge, de la capacité accrue, et des coûts du gaz naturel sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité du secteur Production, de la capacité et de la production; le financement prévu de nos

dépenses d'investissement; la réglementation et la législation gouvernementales prévues et leur incidence prévue sur la société, 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 taux de croissance prévus sur nos marchés; les attentes au titre de l'issue des réclamations contractuelles ou réclamations juridiques existantes ou éventuelles; 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; l'apport estimé du secteur Opérations sur les produits énergétiques à la marge brute; et les attentes relatives à l'établissement de TransAlta Renewables et à la réalisation de la clôture du placement.

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 à l'étranger; le besoin de financement supplémentaire; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; la garantie d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; les instances judiciaires et contractuelles impliquant la société; la dépendance à l'égard du personnel clé; les questions de relations de travail; les projets de mise en valeur et les acquisitions; et la réception des approbations réglementaires applicables à l'égard du placement et la promotion fructueuse du placement. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport de gestion annuel de 2012 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.

TRANSALTA CORPORATION
COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012 (Retraité)*	2013	2012 (Retraité)*
Non audité				
Produits des activités ordinaires (note 6)	542	398	1 082	1 042
Combustible et achats d'électricité (note 7)	187	142	388	317
Marge brute	355	256	694	725
Activités opérationnelles, entretien et administration (note 7)	133	133	248	261
Amortissement	131	139	258	268
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 8)	-	365	-	365
Réduction de valeur des stocks (note 16)	2	8	16	42
Reprise des charges de restructuration (note 19)	(2)	-	(2)	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	7	15	14
Produits opérationnels	83	(396)	159	(225)
Produits tirés des contrats de location-financement	12	2	23	4
Quote-part de la perte de coentreprises (note 9)	(3)	(5)	(7)	(5)
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance (note 4)	-	(247)	-	(247)
Profit à la vente d'actifs (note 5)	10	-	10	3
Autres produits	-	1	-	1
Profit (perte) de change	5	(3)	4	(9)
Perte à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite (note 3)	-	-	(29)	-
Charge d'intérêt nette (notes 10 et 14)	(63)	(64)	(125)	(124)
Résultat avant impôts sur le résultat	44	(712)	35	(602)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 11)	10	75	(7)	77
Résultat net	34	(787)	42	(679)
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	25	(792)	23	(697)
Participations ne donnant pas le contrôle	9	5	19	18
	34	(787)	42	(679)
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	25	(792)	23	(697)
Dividendes sur actions privilégiées (note 23)	10	6	19	13
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	15	(798)	4	(710)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	262	227	260	226
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,06	(3,52)	0,02	(3,14)

* Voir la note 2 pour les retraitements touchant les périodes antérieures.
Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Non audité		(Retraité)*		(Retraité)*
Résultat net	34	(787)	42	(679)
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ¹	4	(13)	11	(22)
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ²	-	(2)	-	(2)
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes ³	-	-	1	1
Total des éléments qui ne seront pas reclassés dans le résultat net	4	(15)	12	(23)
Profits à la conversion d'actifs nets d'établissements à l'étranger	7	45	32	13
Pertes sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ⁴	(8)	(32)	(29)	(11)
Profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ⁵	13	20	27	11
Reclassement des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes ⁶	(20)	(39)	(39)	(48)
Autres éléments du résultat global des entités émettrices, déduction faite des impôts et taxes ⁷	2	-	-	-
Total des éléments qui pourraient être reclassés dans le résultat net	(6)	(6)	(9)	(35)
Autres éléments du résultat global	(2)	(21)	3	(58)
Total du résultat global	32	(808)	45	(737)
Total du résultat global attribuable aux :				
Porteurs d'actions ordinaires	22	(813)	18	(748)
Participations ne donnant pas le contrôle	10	5	27	11
	32	(808)	45	(737)

* Voir la note 2 pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

1 Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 2 et de 4 pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 (recouvrement de 4 et de 7 en 2012), respectivement.

2 Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 (néant en 2012), respectivement.

3 Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 (néant en 2012), respectivement.

4 Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 et de 4 pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 (recouvrement de 5 et de 2 en 2012), respectivement.

5 Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 2 et de 4 pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 (charge de 1 et de 2 en 2012), respectivement.

6 Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 2 et de 5 pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 (charge de 6 et de 23 en 2012), respectivement.

7 Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 1 et de néant pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 (néant en 2012), respectivement.

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE
(en millions de dollars canadiens)

	30 juin 2013	31 déc. 2012	1 ^{er} janvier 2012
		(Retraité)*	(Retraité)*
Non audité			
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 15)	67	27	49
Créances clients	449	597	541
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	3	2	3
Garanties versées (note 14)	18	19	45
Charges payées d'avance	40	7	8
Actifs de gestion du risque (notes 13 et 14)	116	201	391
Stocks (note 16)	122	93	92
Impôts sur le résultat à recevoir	6	3	2
	821	949	1 131
Placements (note 9)	185	172	193
Créances à long terme	-	-	18
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	372	357	42
Immobilisations corporelles (note 17)			
Coût	11 770	11 481	11 386
Amortissement cumulé	(4 654)	(4 437)	(4 115)
	7 116	7 044	7 271
Goodwill	447	447	447
Immobilisations incorporelles	281	284	276
Actifs d'impôt différé	80	50	169
Actifs de gestion du risque (notes 13 et 14)	54	69	99
Autres actifs (note 18)	100	90	90
Total de l'actif	9 456	9 462	9 736
Dettes fournisseurs et charges à payer	374	495	463
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (note 19)	24	33	99
Garanties reçues (note 14)	-	2	16
Passifs de gestion du risque (notes 13 et 14)	103	167	208
Impôts sur le résultat à payer	12	6	22
Dividendes à payer (notes 22 et 23)	57	75	67
Partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement (note 3)	8	-	-
Partie courante de la dette à long terme (notes 13, 14 et 20)	524	607	316
	1 102	1 385	1 191
Dettes à long terme (notes 13, 14 et 20)	3 936	3 610	3 721
Obligations au titre des contrats de location-financement (note 3)	17	-	-
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (note 19)	302	279	283
Passifs d'impôt différé	412	433	486
Passifs de gestion du risque (notes 13 et 14)	93	106	142
Crédits différés et autres passifs non courants (note 21)	300	301	281
Capitaux propres			
Actions ordinaires (note 22)	2 832	2 726	2 273
Actions privilégiées (note 23)	781	781	562
Surplus d'apport	9	9	9
Résultats non distribués (déficit)	(509)	(362)	524
Cumul des autres éléments du résultat global (note 24)	(141)	(136)	(94)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 972	3 018	3 274
Participations ne donnant pas le contrôle (note 12)	322	330	358
Total des capitaux propres	3 294	3 348	3 632
Total du passif et des capitaux propres	9 456	9 462	9 736

* Voir la note 2 pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

Éventualités (note 25)

Engagements (note 26)

Événements ultérieurs (note 30)

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES
(en millions de dollars canadiens)

Six mois clos le 30 juin 2013

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit non distribué	Cumul des autres éléments du résultat global ¹	Attribuables aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2012	2 726	781	9	(362)	(136)	3 018	330	3 348
Résultat net	-	-	-	23	-	23	19	42
Autres éléments du résultat global :								
Profits nets à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	-	-	3	3	-	3
Profits nets (pertes nettes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(19)	(19)	8	(11)
Profits actuariels nets sur régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	11	11	-	11
Autres éléments du résultat global des entités émettrices, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	-	-	-	-
Total du résultat global						18	27	45
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(151)	-	(151)	-	(151)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(19)	-	(19)	-	(19)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(35)	(35)
Émission d'actions ordinaires	106	-	-	-	-	106	-	106
Solde au 30 juin 2013	2 832	781	9	(509)	(141)	2 972	322	3 294

Six mois clos le 30 juin 2012

(Retraité)*

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit non distribué	Cumul des autres éléments du résultat global ¹	Attribuables aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2011	2 273	562	9	524	(94)	3 274	358	3 632
Résultat net	-	-	-	(697)	-	(697)	18	(679)
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	-	-	-	-	-	-
Pertes nettes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(29)	(29)	(7)	(36)
Pertes actuarielles nettes sur régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(22)	(22)	-	(22)
Total du résultat global						(748)	11	(737)
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(131)	-	(131)	-	(131)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(13)	-	(13)	-	(13)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(33)	(33)
Émission d'actions ordinaires	62	-	-	-	-	62	-	62
Solde au 30 juin 2012	2 335	562	9	(317)	(145)	2 444	336	2 780

* Voir la note 2 pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

¹ Voir la note 24 pour plus de précisions sur les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global.

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Non audité		(Retraité)*		(Retraité)*
Activités opérationnelles				
Résultat net	34	(787)	42	(679)
Amortissement (note 27)	145	149	284	290
Profit à la vente d'actifs (note 5)	-	-	-	(3)
Désactualisation des provisions (note 19)	5	5	9	9
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 19)	(8)	(7)	(13)	(13)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 11)	(8)	78	(33)	81
Perte latente sur les activités de gestion du risque	18	94	59	25
(Profit) perte de change latent(e)	(3)	2	1	11
Provisions	7	(2)	-	(2)
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 8)	-	365	-	365
Imputation pour dépréciation des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance (notes 4 et 8)	-	43	-	43
Quote-part de la perte de contreparties, déduction faite des distributions reçues (note 9)	3	5	7	5
Autres éléments sans effet de trésorerie	(8)	1	8	3
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, avant variation du fonds de roulement	185	(54)	364	135
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles (note 28)	(93)	132	(16)	126
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	92	78	348	261
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 17)	(157)	(175)	(282)	(312)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(6)	(12)	(13)	(18)
Acquisition de placements en titres de capitaux propres	(10)	-	(10)	-
Produit de la vente d'immobilisations corporelles (note 17)	1	-	1	-
Produit de la vente d'actifs (note 5)	-	-	-	3
Profits (pertes) réalisés(e)s sur les instruments financiers	14	(8)	12	(10)
Diminution nette des garanties reçues de contreparties	(1)	(3)	(2)	(3)
(Augmentation) diminution nette des garanties versées aux contreparties	(1)	15	2	9
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	-	-	1	1
Divers	2	(2)	2	(7)
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(2)	10	(21)	(2)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(160)	(175)	(310)	(339)
Activités de financement				
Augmentation nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 20)	162	173	129	213
Remboursement de la dette à long terme (note 20)	(3)	(3)	(5)	(5)
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 22)	(43)	(23)	(63)	(68)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 23)	(10)	(6)	(19)	(14)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires	-	1	-	1
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 12)	(16)	(14)	(35)	(33)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement	(4)	-	(4)	-
Divers	-	(1)	(1)	(4)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	86	127	2	90
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, d'investissement et de financement	18	30	40	12
Incidence de la conversion sur les liquidités en devises	(1)	-	-	-
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	17	30	40	12
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	50	31	27	49
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	67	61	67	61
Impôts sur le résultat au comptant payés	12	11	25	27
Intérêts au comptant payés	91	68	120	114

* Voir la note 2 pour les retraitements touchant les périodes antérieures.
Voir les notes jointes.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS (NON AUDITÉ)

(Les montants des tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

1. MÉTHODES COMPTABLES

A. Base d'établissement

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été dressés conformément à la norme comptable internationale («IAS») 34, *Information financière intermédiaire*, en utilisant les mêmes méthodes comptables que celles utilisées dans les plus récents états financiers consolidés annuels de TransAlta Corporation («TransAlta» ou la «société»), exception faite de ce qui est décrit à la note 2 A). Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ne comprennent pas toutes les informations incluses dans les états financiers consolidés annuels de la société. Par conséquent, ils doivent être lus avec les états financiers consolidés annuels les plus récents de la société.

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités comprennent les comptes de la société et des filiales sur lesquelles elle exerce un contrôle. Se reporter à l'analyse de l'adoption de la Norme internationale d'information financière («IFRS») 10, *États financiers consolidés*, figurant à la note 2 A) pour des renseignements sur les incidences de l'application de la nouvelle définition du contrôle selon les IFRS.

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été préparés sur la base du coût historique, sauf pour certains actifs et passifs financiers, qui sont présentés à la juste valeur.

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités reflètent tous les ajustements qui consistent en ajustements et charges récurrents réguliers qui sont, de l'avis de la direction, nécessaires pour une présentation fidèle des résultats. Les résultats de TransAlta sont en partie à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes. Les coûts d'entretien sont habituellement 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 généralement durant les mois d'hiver sur le marché canadien.

L'autorisation de publication des présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités a été reçue du conseil d'administration le 29 juillet 2013.

B. Utilisation d'estimations

La préparation des présents états financiers consolidés résumés selon les IFRS exige de la direction qu'elle fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs et des passifs et les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels à la date des états financiers consolidés résumés ainsi que sur les montants comptabilisés des produits et des charges de la période. Ces estimations sont assujetties à une part d'incertitude. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique et les modifications apportées aux lois et aux règlements. Se reporter à la note 2 W) des états financiers consolidés annuels de 2012 pour une analyse plus détaillée des jugements comptables critiques et des principales sources d'incertitude de mesure.

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

A. Adoption de nouvelles normes IFRS ou de normes IFRS modifiées

Le 1^{er} janvier 2013, la société a adopté les nouvelles normes comptables suivantes qui ont été publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB») :

I. IFRS 10, États financiers consolidés

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

L'IFRS 10 a été appliquée rétrospectivement par la société, qui a réévalué si, au 1^{er} janvier 2013, elle détenait le contrôle de toutes les entités qu'elle consolidait précédemment. Aucun changement relatif aux entités contrôlées et consolidées par la société n'est survenu à la suite de l'adoption de l'IFRS 10.

II. IFRS 11, Partenariats

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

L'IFRS 11 a été appliquée rétrospectivement par la société, qui a réévalué les types de partenariat et a comptabilisé chaque partenariat existant au 1^{er} janvier 2013. Cette application n'a pas eu d'incidence importante.

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

L'IFRS 12 vise à accroître les informations à fournir à l'égard des intérêts que détient une entité dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et des entités structurées consolidées et non consolidées (entités ad hoc). L'IFRS 12 vise à ce que l'entité fournisse des informations qui aideront les utilisateurs des états financiers à évaluer la nature de ses intérêts dans d'autres entités et les risques qui y sont associés ainsi que l'incidence de ces intérêts sur ses états financiers. Les informations à fournir découlant de l'adoption de l'IFRS 12 sont présentées aux notes 9, 12 et 20.

IV. IFRS 13, Évaluation de la juste valeur

L'IFRS 13 établit des lignes directrices uniques pour toutes les évaluations de la juste valeur exigées par d'autres normes IFRS, clarifie la définition de la juste valeur et accroît les informations à fournir sur les évaluations de la juste valeur. L'IFRS 13 s'applique lorsque d'autres IFRS imposent ou permettent des évaluations de la juste valeur ou la communication d'informations à leur sujet. L'IFRS 13 précise comment une entité doit évaluer la juste valeur et présenter de l'information à cet égard. Elle ne précise pas quand une entité doit évaluer un actif, un passif ou ses propres instruments de capitaux propres à la juste valeur. L'adoption prospective de l'IFRS 13 par la société le 1^{er} janvier 2013 n'a pas eu d'incidence financière importante sur sa situation financière ou ses résultats opérationnels consolidés; toutefois, certaines informations additionnelles ou plus détaillées doivent être fournies et sont présentées à la note 13.

V. IAS 1, Présentation des états financiers

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

VI. IAS 19, Avantages du personnel

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

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

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

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2012, les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration ont augmenté de respectivement 2 millions de dollars et 3 millions de dollars en raison de la hausse de la charge au titre des régimes de retraite. Les pertes actuarielles nettes après impôts et taxes sur les régimes à prestations définies présentées dans les autres éléments du résultat global ont diminué de respectivement 1 million de dollars et 2 millions de dollars, et le résultat par action de base et dilué attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a baissé de respectivement 0,01 \$ et 0,01 \$.

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

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

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

Conformément aux dispositions transitoires de l'IFRIC 20, l'interprétation a été appliquée par la société aux frais de découverte engagés dans le cadre de la production depuis le 1^{er} janvier 2011, soit la première période de comparaison qui sera présentée dans les états financiers annuels de la société pour l'exercice qui prendra fin le 31 décembre 2013. L'incidence de cette application sur les états consolidés résumés de la situation financière au 31 décembre 2012 a été la comptabilisation de frais de 9 millions de dollars au titre d'un actif lié aux activités de découverte et l'augmentation de 2 millions de dollars des stocks de charbon, qui ont été classés à titre de stocks, ainsi que l'accroissement de 3 millions de dollars des passifs d'impôt différé et la diminution de 8 millions de dollars du déficit non distribué. L'incidence de cette application sur les états financiers consolidés résumés de la situation financière au 1^{er} janvier 2012 a été la comptabilisation de frais de 9 millions de dollars au titre d'un actif lié aux activités de découverte et la diminution de 2 millions de dollars des stocks de charbon, qui ont été classés à titre de stocks, ainsi que l'accroissement de 2 millions de dollars des passifs d'impôt différé et l'augmentation de 5 millions de dollars des résultats non distribués.

La modification de la méthode comptable n'a pas eu d'incidence significative pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2012.

VIII. IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir*

Les modifications apportées à l'IFRS 7 comprennent la présentation d'informations sur tous les instruments financiers comptabilisés qui sont compensés selon l'IAS 32. Les modifications exigent également la présentation d'informations sur les instruments financiers comptabilisés faisant l'objet d'accords de compensation globale exécutoires et d'autres accords semblables même s'ils ne sont pas compensés selon l'IAS 32. Les informations à fournir découlant de ces modifications sont présentées à la note 14.

IX. Améliorations annuelles de 2009 à 2011

En mai 2012, l'IASB a publié un recueil de modifications non urgentes, mais nécessaires qui ont été apportées à plusieurs IFRS dans le cadre de son processus d'améliorations annuelles. Les modifications, le cas échéant, ont été appliquées par la société le 1^{er} janvier 2013. Les modifications, généralement de nature technique et ayant une portée étroite, n'ont eu aucune incidence importante sur la situation financière consolidée ou les résultats opérationnels consolidés de la société.

B. Changements comptables de l'exercice

I. Modification des estimations – durée d'utilité

Au cours du premier trimestre, la direction a effectué un examen détaillé des durées d'utilité prévues des actifs des centrales hydroélectriques, en ce qui concerne, entre autres, le programme d'entretien du cycle de vie économique et l'état actuel des actifs. En conséquence, l'amortissement a été réduit de respectivement 1 million de dollars et 2 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013. La charge d'amortissement avant impôts et taxes devrait diminuer de 5 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et de 5 millions de dollars annuellement par la suite.

II. Contrats de location

Les contrats de location sont classés à titre de contrats de location-financement lorsque, en vertu des modalités du contrat, essentiellement tous les risques et avantages inhérents à la propriété sont transférés au preneur. Les immobilisations corporelles visées par des contrats de location-financement sont initialement comptabilisées à leur juste valeur au commencement du contrat ou, si ce montant est inférieur, à la valeur actuelle des paiements minimaux au titre de la location. Le passif correspondant est inclus dans les états consolidés résumés de la situation financière comme obligation au titre du contrat de location-financement. Les paiements au titre de la location sont ventilés entre la charge d'intérêt et la réduction de l'obligation au titre du contrat de location afin d'obtenir un taux d'intérêt constant sur le solde restant du passif.

C. Modifications comptables futures

Les nouvelles normes comptables ou les normes comptables modifiées qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que la société n'a pas encore appliquées, sont les suivantes : IFRS 9, *Instruments financiers*, IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*, et *Entités d'investissement* (modifications à l'IFRS 10, l'IFRS 11 et l'IAS 27). Se reporter à la note 3 D) des états financiers consolidés annuels de 2012 de la société pour plus de renseignements.

3. SUNHILLS MINING LIMITED PARTNERSHIP

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

La société a aussi signé des contrats de location-financement visant certains éléments de matériel minier utilisés par PMRL ou affectés à celle-ci dans le cadre des activités d'exploitation minière. Par conséquent, 8 millions de dollars et 29 millions de dollars en matériel minier ont été incorporés au coût des immobilisations corporelles, et les obligations au titre des contrats de location-financement connexes ont été comptabilisées au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013. À la fin des contrats, la société a le droit d'acheter les actifs pour une somme nominale. Les montants à payer en vertu des contrats de location-financement se présentent comme suit :

Au	30 juin 2013	
	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actuelle des paiements minimaux au titre de la location
Moins de un an	9	8
De deux ans à cinq ans inclusivement	18	17
	27	25
Déduire : charge d'intérêt	2	-
Total de l'obligation au titre des contrats de location-financement	25	25

Inclus dans les états consolidés résumés de la situation financière à titre de :

Partie courante de l'obligation au titre des contrats de location-financement	8
Partie non courante de l'obligation au titre des contrats de location-financement	17
	25

4. ARBITRAGE RELATIF AUX UNITÉS 1 ET 2 DE LA CENTRALE DE SUNDANCE

Le 16 décembre 2010 et le 19 décembre 2010, les activités ont été interrompues à l'unité 1 et à l'unité 2, respectivement, de la centrale de Sundance de la société en raison de conditions observées dans les chaudières des deux unités. Le 8 février 2011, la société a publié un avis de cessation des activités aux fins de destruction après avoir déterminé que les unités ne pouvaient être remises en service, sur le plan économique, aux termes du contrat d'achat d'électricité («CAÉ»). En raison de l'incertitude des résultats de la décision d'arbitrage, la société avait continué de comptabiliser les paiements liés à la capacité, nets 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 détruites sur le plan économique et que la société devait remettre la centrale en service. Le groupe a confirmé que l'événement répondait aux critères permettant d'invoquer un cas de force majeure à partir du 20 novembre 2011 jusqu'à ce que les unités soient remises en service.

L'incidence sur l'état du résultat avant impôts et taxes de la décision qui a été comptabilisée au poste «Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance» dans les comptes consolidés résumés de résultat pour la période considérée est comme suit :

Pénalités pour indisponibilité	260
Reprise de la provision pour les paiements de capacité	(64)
Dépréciation des unités (note 8)	43
Intérêts	8
Total de l'incidence avant impôts et taxes¹	247

1 L'incidence fiscale connexe est un recouvrement de 63 millions de dollars.

5. CESSIONS

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013, la société a réalisé un profit avant impôts et taxes de 10 millions de dollars lié à la vente de terrain.

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2012, la société a réalisé un profit avant impôts et taxes de respectivement néant et 3 millions de dollars lié à la vente de son installation de biomasse en 2011. Le profit est attribuable à la libération de la contrepartie restante au titre de l'atteinte de conditions portant sur des éléments environnementaux par l'acquéreur.

6. CONTRATS DE LOCATION SIMPLE

Plusieurs CAÉ et autres contrats à long terme respectent les critères des contrats de location simple. Les produits locatifs, y compris le loyer conditionnel, relatifs à ces contrats présentés dans les produits des activités ordinaires dans les comptes consolidés résumés de résultat pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 ont totalisé respectivement 54 millions de dollars (40 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 juin 2012) et 103 millions de dollars (82 millions de dollars pour la période de six mois close le 30 juin 2012).

7. CHARGES SELON LEUR NATURE

Les charges sont classées selon leur nature comme suit :

	Trois mois clos le 30 juin 2013		Trois mois clos le 30 juin 2012 (Retraité)*	
	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration
Combustible	149	-	125	-
Achats d'électricité	22	-	6	-
Salaires et avantages sociaux	2	66	1	69
Amortissement	14	-	10	-
Autres charges opérationnelles	-	67	-	64
Total	187	133	142	133

	Six mois clos le 30 juin 2013		Six mois clos le 30 juin 2012 (Retraité)*	
	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration
Combustible	320	-	264	-
Achats d'électricité	39	-	31	-
Salaires et avantages sociaux	3	127	2	135
Amortissement	26	-	20	-
Autres charges opérationnelles	-	121	-	126
Total	388	248	317	261

* Voir la note 2 pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

8. IMPUTATION POUR DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

A. Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2012, la société a comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 43 millions de dollars par suite de la conclusion de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Le test de dépréciation était basé sur une estimation de la juste valeur, moins les coûts de la vente, tenant compte des flux de trésorerie devant découler des activités selon les dispositions du CAÉ, et sur les coûts estimés pour remettre les unités en service (voir la note 4).

B. Centrale thermique de Centralia

Le 25 juillet 2012, la société a conclu un contrat d'électricité à long terme dans le but de fournir de l'électricité à partir de décembre 2014 jusqu'à ce que la centrale soit entièrement démantelée en 2025. En conséquence, la société a comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 347 millions de dollars dans le secteur Production au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2012. L'évaluation de la dépréciation était basée sur la recouvrabilité ou la non-recouvrabilité de la valeur comptable de la centrale thermique de Centralia selon une estimation de la juste valeur moins les coûts de la vente.

En plus de l'imputation pour dépréciation, la société a sorti du bilan des actifs d'impôt différé de 169 millions de dollars, puisqu'il n'est plus probable que les activités de la société aux États-Unis, qui ont subi l'incidence de la dépréciation de la centrale thermique de Centralia, génèrent un revenu imposable suffisant pour permettre à la société d'utiliser l'avantage lié aux actifs d'impôt différé.

C. Énergies renouvelables

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2012, la société a comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 18 millions de dollars relativement à cinq actifs au sein des centrales d'énergie renouvelable. 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 dépréciations ont été incluses dans le secteur Production.

D. Reprises

Les imputations pour dépréciation et la diminution de l'actif d'impôt différé peuvent être reprises dans des périodes futures si, respectivement, les flux de trésorerie devant être générés par les centrales touchées et le revenu imposable qui devrait être généré par la centrale thermique de Centralia s'améliorent.

9. PARTICIPATIONS

Les placements de la société dans des coentreprises comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence comprennent les placements dans CE Generation, LLC («CE Gen»), Wailuku River Hydroelectric, L.P. («Wailuku»), TAMA Transmission et CalEnergy, LLC («CalEnergy»).

Voici un sommaire des résultats des activités opérationnelles et de la situation financière se rapportant à la quote-part de la société dans CE Gen, Wailuku, TAMA Transmission et CalEnergy :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Résultats des activités opérationnelles				
Produits des activités ordinaires	26	24	46	50
Charges	(29)	(29)	(53)	(55)
Quote-part de la perte nette	(3)	(5)	(7)	(5)

Voici un sommaire des informations financières relatives à CE Gen (100 %), y compris les ajustements au titre de l'application de méthodes comptables uniformes et les ajustements au titre du prix d'achat de la société :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Produits des activités ordinaires	52	48	90	98
Amortissement	20	22	43	43
Charges d'intérêt	5	6	10	12
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(4)	(6)	(19)	(16)
Perte nette liée aux activités poursuivies	(5)	(9)	(13)	(12)
Autre profit global (perte globale)	4	(1)	-	(1)
Total de la perte globale	(1)	(10)	(13)	(13)
Distributions reçues	-	-	-	-

Aux	30 juin 2013	31 déc. 2012
Actifs courants	102	93
Actifs non courants	677	675
Passifs courants	(69)	(62)
Passifs non courants	(392)	(409)
Actif net	318	297
Éléments supplémentaires compris ci-dessus		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	27
Passifs financiers courants ¹	(41)	(35)
Passifs financiers non courants ¹	(221)	(233)

1 Excluent les dettes fournisseurs et autres créiteurs et les provisions.

Le rapprochement de la valeur comptable de la participation de 50 % de la société dans la coentreprise de CE Gen est présenté ci-après :

Aux	30 juin 2013	31 déc. 2012
Actif net	318	297
Déduire : participation ne donnant pas le contrôle dans CE Gen	(14)	(14)
Déduire : 50 % de l'actif net de CE Gen, non détenu par la société	(124)	(116)
Investissement net	180	167

La capacité de CE Gen à verser des distributions à ses propriétaires, notamment la société, est assujettie à des clauses et des conditions, y compris les exigences au titre du dépôt de garantie à l'égard du capital et des intérêts, prévues par certaines conventions de prêt liées au projet.

Au 30 juin 2013, la valeur comptable de l'investissement net de la société dans CalEnergy, TAMA Transmission et Wailuku s'élevait à 5 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2012).

10. CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Intérêt sur la dette	58	58	118	114
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	-	(1)	(2)	(1)
Inefficacité pour les couvertures	-	2	-	2
Charge d'intérêt	58	59	116	115
Désactualisation des provisions (note 19)	5	5	9	9
Charge d'intérêt nette	63	64	125	124

La société incorpore l'intérêt dans le coût de l'actif au cours de la construction des projets d'immobilisations de croissance. L'intérêt incorporé dans le coût de l'actif en 2013 et 2012 a trait au parc éolien de New Richmond.

11. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Charge (recouvrement) d'impôt exigible	18	(5)	26	8
Ajustements au titre de l'impôt exigible des exercices précédents	-	2	-	2
Recouvrement d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporelles	(7)	(98)	(26)	(85)
Charge (recouvrement) d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'impôt ou aux lois fiscales ¹	(1)	7	(7)	7
Avantage découlant de pertes fiscales, de crédits d'impôt ou de différences temporelles d'une période antérieure non comptabilisés utilisés pour réduire la charge d'impôt exigible	-	-	-	(14)
Avantage découlant de pertes fiscales, de crédits d'impôt ou de différences temporelles d'une période antérieure non comptabilisés utilisés pour réduire la charge d'impôt différé	-	-	-	(10)
Charge d'impôt différé découlant de la réduction de valeur des actifs d'impôt différé	-	169	-	169
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	10	75	(7)	77

1 A trait à l'incidence de l'ajustement du taux d'impôt différé afin d'intégrer le crédit d'impôt pour la fabrication et la transformation de l'Ontario. Auparavant, la société utilisait le taux d'imposition général des sociétés de l'Ontario de 11,5 %.

La charge (le recouvrement) d'impôts sur le résultat figure dans les comptes consolidés résumés de résultat comme suit :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Charge (recouvrement) d'impôt exigible	18	(3)	26	(4)
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(8)	78	(33)	81
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	10	75	(7)	77

12. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Les filiales et les établissements de la société ayant des participations ne donnant pas le contrôle sont présentés dans le tableau qui suit :

Filiale/établissement	Participation ne donnant pas le contrôle
TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen»)	49,99 % – Stanley Power Inc.
Parc éolien de Kent Hills	17 % – Natural Forces Technologies Inc.

Voici un sommaire des informations financières relatives à TA Cogen, filiale ayant une importante participation ne donnant pas le contrôle :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Produits des activités ordinaires	76	63	157	147
Résultat net	16	8	35	33
Total du résultat global	19	10	47	20
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :				
Résultat net	8	4	17	16
Total du résultat global	9	5	24	10
Distributions versées à Stanley Power Inc.	15	12	33	31

Aux	30 juin 2013	31 déc. 2012
Actifs courants	51	70
Actifs non courants	653	678
Passifs courants	(63)	(75)
Passifs non courants	(71)	(87)
Total des capitaux propres	(570)	(588)
Capitaux propres attribuables à la participation ne donnant pas le contrôle	(283)	(290)

13. INSTRUMENTS FINANCIERS

A. Actifs financiers et passifs financiers – Classement et évaluation

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement au coût, à la juste valeur ou au coût amorti.

B. Juste valeur des instruments financiers

I. Opérations sur les produits énergétiques

Les opérations sur les produits énergétiques comprennent les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans les secteurs Opérations sur les produits énergétiques et Production dans le cadre des activités de négociation et de certaines activités d'impartition. Dans la mesure du possible, les variations des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans le résultat des secteurs Opérations sur les produits énergétiques et Production.

Les tableaux suivants résument les facteurs clés influant sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque par niveau de classement pour les opérations sur les produits énergétiques au cours des périodes de six mois closes respectivement les 30 juin 2013 et 2012 :

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2012	-	(63)	3	(1)	79	28	(1)	16	31
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	(30)	(3)	-	7	6	-	(23)	3
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(1)	-	-	(19)	(15)	-	(20)	(15)
Contrats réglés	-	3	-	1	(36)	(7)	1	(33)	(7)
Transferts hors du niveau III	-	-	-	-	1	(1)	-	1	(1)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 juin 2013	-	(91)	-	-	32	11	-	(59)	11
Information additionnelle sur le profit (la perte) relatif au niveau III :									
Pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global			(3)			-			(3)
Total des pertes incluses dans le résultat avant impôts sur le résultat			-			(9)			(9)
Pertes latentes incluses dans le résultat avant impôts sur le résultat liées aux actifs nets détenus au 30 juin 2013			-			(16)			(16)

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2011	-	(90)	(14)	-	287	7	-	197	(7)
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	10	10	1	20	9	1	30	19
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(1)	-	1	(14)	2	1	(15)	2
Contrats réglés	-	8	5	2	(123)	(13)	2	(115)	(8)
Abandon de la comptabilité de couverture pour certains contrats	-	(28)	-	-	22	6	-	(6)	6
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 juin 2012	-	(101)	1	4	192	11	4	91	12
Information additionnelle sur le profit (la perte) relatif au niveau III :									
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			10			-			10
Total des profits (pertes) inclus(es) dans le résultat avant impôts sur le résultat			(5)			11			6
Pertes latentes incluses dans le résultat avant impôts sur le résultat liées aux actifs nets détenus au 30 juin 2012			-			(2)			(2)

a. Évaluations de la juste valeur de niveaux I, II et III et transfert entre niveaux de juste valeur

i. Niveau I

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché (non rajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la société a accès. Pour calculer les justes valeurs de niveau I, la société utilise les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus auprès des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange.

ii. Niveau II

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

Les justes valeurs de niveau II sont déterminées par l'utilisation des cours sur des marchés actifs, qui sont dans certains cas ajustés pour tenir compte des facteurs propres aux actifs ou aux passifs, comme les écarts de base, l'évaluation du crédit et les écarts liés à l'emplacement. Le secteur Opérations sur les produits énergétiques classe, dans le niveau II, les instruments dérivés négociés hors Bourse dont les valeurs sont fondées sur les courbes observables des contrats à terme normalisés sur produits de base ainsi que les instruments dérivés dont les données d'entrée sont validées par les cours des courtiers ou par d'autres fournisseurs de données de marché accessibles au public. Les justes valeurs de niveau II sont également déterminées en utilisant des techniques d'évaluation, comme les modèles d'évaluation des options et les formules de régression ou d'extrapolation, où les données d'entrée sont déjà observables, y compris les prix des produits de base pour des actifs ou passifs semblables dans des marchés actifs, et les volatilités implicites des options.

iii. Niveau III

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

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques peut conclure des opérations sur des produits de base pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Dans ces cas-là, les justes valeurs de niveau III sont établies en utilisant des techniques d'évaluation, comme le modèle de Black et Scholes, le modèle d'évaluation axé sur les prévisions et le modèle d'évaluation fondé sur les statistiques historiques, à l'aide de données d'entrée reposant sur les données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport, les profils de la demande pour des contrats non standardisés distincts et des produits structurés, et/ou les volatilités ainsi que les corrélations entre les produits provenant des prix historiques.

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques détient aussi divers contrats dont la durée s'étend au-delà d'une période de négociation liquide. 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.

Les politiques et procédures au titre de l'évaluation de la juste valeur de niveau III des opérations sur les produits énergétiques sont établies par le Service de gestion du risque de la société, selon la politique de gestion du risque lié aux produits de base (la «politique») de la société, qui régit les opérations sur les produits de base effectuées dans le cadre de ses activités de négociation pour compte propre et celles effectuées afin de gérer le risque lié au prix des produits de base de son entreprise de production.

La politique définit et précise les responsabilités en matière de contrôle et de gestion associées aux opérations liées aux produits de base, ainsi que la nature et la fréquence des rapports exigés au titre de ces activités. Les justes valeurs de niveau III sont calculées au moyen du système de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques de la société selon les données contractuelles sous-jacentes et les données d'entrée observables et non observables. L'établissement de données d'entrée non observables repose sur le jugement. Pour assurer la vraisemblance, les évaluations de la juste valeur de niveau III des opérations sur les produits énergétiques produites par le système sont passées en revue et validées par le personnel en gestion du risque. L'examen s'effectue officiellement chaque trimestre, ou plus souvent si l'examen et les procédures de surveillance quotidiens permettent d'identifier des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

Selon les estimations, l'incidence de l'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données d'entrée pour les techniques d'évaluation à partir desquelles les justes valeurs de niveau III des opérations sur les produits énergétiques sont déterminées au 30 juin 2013 est de +/- 26 millions de dollars (26 millions de dollars au 31 décembre 2012). 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 au moyen 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.

Les renseignements à l'égard des données d'entrée non observables utilisées pour déterminer les justes valeurs de niveau III sont comme suit :

Description	Juste valeur au 30 juin 2013	Technique d'évaluation	Donnée d'entrée non observable	Fourchette
Achats d'énergie conditionnels – unité	8	Méthode «bootstrap» fondée sur les statistiques historiques	Escompte – prix Escompte – volume ¹	de 1 % à 2 % de 1 % à 8 %
Vente d'énergie à long terme	(12)	Méthode «bootstrap» fondée sur les statistiques historiques	Prix futurs – illiquidité	De 39,80 \$ à 84,51 \$ de 18 % à 24 % de capacité
Partage des produits – approvisionnement en charbon	(8)	Méthode Black et Scholes	Volatilités implicites futures – centre de la Colombie – illiquidité Escompte – volume	29 % 0 %
Ventes d'énergie conditionnelles – unité	25	Méthode Black et Scholes	Volatilités implicites futures – centre de la Colombie – illiquidité	40 %

1 Une modification de l'escompte au titre des volumes pourrait, selon les autres dynamiques du marché, donner lieu à une modification directionnelle similaire de l'escompte au titre des prix.

iv. Transferts entre niveaux de juste valeur

Les transferts entre niveaux de juste valeur peuvent survenir lorsque la disponibilité des données d'entrée qui sont utilisées pour déterminer les justes valeurs a changé. Un transfert du niveau III au niveau II a lieu lorsque les données d'entrée qui n'étaient pas facilement observables sont devenues observables au cours de la période. La politique de la société s'applique aux transferts de niveaux ayant lieu à la fin de chaque période. Au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2013, une juste valeur de 1 million de dollars a été transférée des actifs nets de gestion du risque de niveau III aux actifs nets de gestion du risque de niveau II. La durée de ces contrats dépassait initialement la période de négociation liquide où les prévisions au titre des prix à terme n'étaient pas disponibles pour la durée entière du contrat. Au cours de la période, la durée a été établie comme se situant dans une période de négociation liquide où les prix observables sont disponibles.

II. Autres actifs et passifs de gestion du risque

Les autres actifs et passifs de gestion du risque incluent principalement les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans le cadre de la couverture d'opérations sur les produits non énergétiques, comme les taux d'intérêt, l'investissement net dans des établissements à l'étranger et d'autres risques de change.

Les tableaux suivants résument les facteurs clés influant sur la juste valeur des autres actifs et passifs de gestion du risque par niveau de classement au cours des périodes de six mois closes respectivement les 30 juin 2013 et 2012 :

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2012	-	(50)	-	-	1	-	-	(49)	-
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	68	-	-	1	-	-	69	-
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(1)	-	-	3	-	-	2	-
Contrats réglés	-	1	-	-	(1)	-	-	-	-
Actifs nets de gestion du risque au 30 juin 2013	-	18	-	-	4	-	-	22	-

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Passifs nets de gestion du risque au 31 décembre 2011	-	(50)	-	-	-	-	-	(50)	-
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	24	-	-	-	-	-	24	-
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(38)	-	-	-	-	-	(38)	-
Contrats réglés	-	34	-	-	-	-	-	34	-
Abandon de la comptabilité de couverture pour certains contrats	-	1	-	-	(1)	-	-	-	-
Passifs nets de gestion du risque au 30 juin 2012	-	(29)	-	-	(1)	-	-	(30)	-

a. Évaluations de la juste valeur de 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 des autres actifs et passifs de gestion du risque sont établies en utilisant des techniques d'évaluation, par exemple au moyen des flux de trésorerie actualisés. La société utilise des données d'entrée observables autres que les cours du marché non ajustés qui sont observables pour l'actif ou le passif, comme les courbes de rendement du taux d'intérêt, les ajustements de l'évaluation du crédit et les taux de change. Pour certains instruments financiers au titre desquels le volume des transactions est insuffisant ou les transactions ne sont pas récentes, la société se fie aux données d'entrée sur les taux d'intérêt et les taux de change similaires et à d'autres informations de tiers comme les écarts de crédit.

III. Autres actifs et passifs financiers

La juste valeur des actifs et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur est présentée comme suit :

	Juste valeur				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Dette à long terme ¹ au 30 juin 2013	-	4 557	-	4 557	4 460
Dette à long terme ¹ au 31 décembre 2012	-	4 426	-	4 426	4 217

¹ Inclut la partie courante.

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

La valeur comptable des autres actifs et passifs financiers à court terme (trésorerie et équivalents de trésorerie, créances clients, garanties versées, dettes fournisseurs et charges à payer, garanties reçues et dividendes à verser) se rapproche de leur juste valeur compte tenu de la nature liquide de l'actif ou du passif.

C. Profits et pertes initiaux

Un profit initial ou une perte initiale peut surgir en raison des différences entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le prix de transaction) et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Le profit latent (la perte latente) se rapportant aux instruments financiers de niveau III est différé(e) dans les actifs ou passifs de gestion du risque et est comptabilisé(e) en résultat net sur la durée du contrat correspondant. Au 30 juin 2013, le profit non amorti s'élevait à 5 millions de dollars (profit de 5 millions de dollars au 31 décembre 2012).

14. ACTIVITÉS DE GESTION DU RISQUE

A. Actifs et passifs de gestion du risque

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

Aux	30 juin 2013				31 déc. 2012	
	Couvertures de l'investissement net	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total	Total
Actifs de gestion du risque –						
Opérations sur les produits énergétiques						
Courants	-	-	-	99	99	198
Non courants	-	1	-	42	43	59
Total des actifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	-	1	-	141	142	257
Autres						
Courants	-	13	-	4	17	3
Non courants	-	3	8	-	11	10
Total des autres actifs de gestion du risque	-	16	8	4	28	13
Passifs de gestion du risque –						
Opérations sur les produits énergétiques						
Courants	-	32	-	69	101	141
Non courants	-	60	-	29	89	70
Total des passifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	-	92	-	98	190	211
Autres						
Courants	1	1	-	-	2	26
Non courants	-	4	-	-	4	36
Total des autres passifs de gestion du risque	1	5	-	-	6	62
Actifs (passifs) nets de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques						
	-	(91)	-	43	(48)	46
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque						
	(1)	11	8	4	22	(49)
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque						
	(1)	(80)	8	47	(26)	(3)

Des informations additionnelles sur les instruments dérivés sont présentées à leur montant net ci-après.

I. Accords de compensation

Le tableau ci-après présente les renseignements à l'égard des actifs et passifs financiers de gestion de la société faisant l'objet d'accords de compensation globale exécutoires ou d'autres accords semblables :

Aux	30 juin 2013				31 déc. 2012			
	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants	Passifs financiers courants	Passifs financiers non courants	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants	Passifs financiers courants	Passifs financiers non courants
Montants bruts comptabilisés	474	73	(488)	(99)	522	331	(452)	(317)
Montants bruts compensés	(194)	(7)	194	7	(252)	(186)	252	186
Montants nets comme présentés dans les états consolidés résumés de la situation financière ¹	280	66	(294)	(92)	270	145	(200)	(131)

¹ Excluent les réserves de crédit.

II. Couvertures

a. Couvertures de flux de trésorerie

i. Gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques

Certaines des relations de couverture de TransAlta ont vu auparavant leur désignation annulée et sont jugées inefficaces aux fins comptables. Les couvertures avaient trait à la production d'électricité et les profits connexes demeurent dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'à ce que la production sous-jacente survienne ou qu'il soit jugé très probable qu'elle ne se réalisera pas. Aucun profit lié à ces couvertures dont la désignation a été annulée n'a été reclassé dans le résultat au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013 (profit avant impôts et taxes de respectivement néant et 75 millions de dollars au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2012).

Au 30 juin 2013, des profits cumulés de 4 millions de dollars liés aux couvertures de flux de trésorerie et à d'autres couvertures de flux de trésorerie dont la désignation a été annulée et qui ne répondent plus aux critères d'application de la comptabilité de couverture ont continué d'être différés dans le cumul des autres éléments du résultat global et seront reclassés dans le résultat net à mesure que les transactions prévues auront lieu ou s'il est jugé très probable qu'elles ne se réaliseront pas.

ii. Incidences de la couverture des flux de trésorerie

Au cours des 12 prochains mois, qui prendront fin le 30 juin 2014, la société estime que 35 millions de dollars de pertes après impôts et taxes seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net. Ces estimations supposent le maintien des prix du gaz naturel et de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change au fil du temps; cependant, les montants réels qui seront reclassés dépendront des fluctuations de ces facteurs.

B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

L'analyse qui suit se limite à la nature et à l'étendue de certains risques découlant des instruments financiers, qui sont également analysées plus en détail à la note 17 B) des états financiers consolidés annuels les plus récents.

I. Risque lié au prix des produits de base

La valeur à risque («VaR») est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux produits de base et autres instruments dérivés. La VaR sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation pour compte propre de la société, sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 %, résultant des fluctuations normales du marché. La VaR est estimée au moyen de l'approche de la variance/covariance historique.

a. Risque lié au prix des produits de base – Négociation pour compte propre

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques de la société mène les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché.

La VaR au 30 juin 2013 liée aux activités de négociation pour compte propre de la société a été de 3 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2012).

b. Risque lié au prix des produits de base – Production

Le secteur Production utilise divers contrats sur produits de base et d'autres instruments financiers afin de gérer le risque lié au prix des produits de base découlant de la production d'électricité, des achats de combustible, des émissions et des sous-produits qu'il juge appropriés. Au 30 juin 2013, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 7 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2012). La VaR au 30 juin 2013 associée aux positions et aux couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture s'établissait à 12 millions de dollars (9 millions de dollars au 31 décembre 2012).

II. Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque que les clients ou les contreparties occasionnent une perte financière à la société en ne s'acquittant pas de leurs obligations, ainsi que le risque lié aux variations de la solvabilité des entités lorsque celles-ci exposent la société à un risque commercial.

La société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes dans les situations où des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit la distribution, par note de solvabilité, de certains actifs financiers au 30 juin 2013 :

<i>(en pourcentage)</i>	Notation de première qualité	Notation de qualité inférieure	Total
Créances clients	90	10	100
Actifs de gestion du risque	98	2	100

L'exposition maximale au risque de crédit de la société au 30 juin 2013, compte non tenu de la garantie détenue ou du droit de compensation, est représentée par les valeurs comptables des créances clients et des actifs de gestion du risque figurant dans les états consolidés résumés de la situation financière. Les lettres de crédit et les liquidités sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants. L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'une seule contrepartie sur le plan des opérations et des couvertures liées aux produits de base, à l'exception des créances sur le marché de la Californie (se reporter à la note 36 des états financiers consolidés annuels de 2012) et compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 20 millions de dollars au 30 juin 2013 (25 millions de dollars au 31 décembre 2012).

Au 30 juin 2013, TransAlta avait un contrat avec deux contreparties dont la position de règlement nette représentait plus de 10 % du total des créances clients impayées. La société a évalué le risque de défaut lié à ces contreparties comme étant minime.

III. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la société d'avoir accès au capital requis pour ses activités de négociation pour compte propre, ses opérations de couverture du prix des produits de base, ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette et les activités générales du siège social.

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

	2013	2014	2015	2016	2017	2018 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	374	-	-	-	-	-	374
Dette ¹	320	209	681	29	1 097	2 119	4 455
(Actifs) passifs de gestion du risque –							
Opérations sur les produits énergétiques	29	(26)	10	16	8	11	48
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(15)	1	1	(1)	-	(8)	(22)
Intérêt sur la dette à long terme ²	112	197	164	158	144	830	1 605
Dividendes à verser	57	-	-	-	-	-	57
Total	877	381	856	202	1 249	2 952	6 517

1 Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture et inclut les facilités de crédit utilisées qui devraient venir à échéance en 2014 et 2017.

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

C. Garanties et modalités conditionnelles d'instruments dérivés

Des garanties sont fournies dans le cours normal des affaires d'après la note de crédit des titres de premier rang non garantis de la société comme le déterminent certaines grandes agences d'évaluation du crédit. Certains instruments dérivés de la société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent qu'une garantie soit fournie seulement si un événement défavorable important lié au crédit survient. Si, en raison de ce type d'événement, les titres d'emprunt de premier rang non garantis de la société ne sont plus considérés comme des titres de première qualité, les contreparties à ces instruments dérivés pourraient exiger des garanties complètes de façon continue.

Au 30 juin 2013, la société avait fourni une garantie de 85 millions de dollars (85 millions de dollars au 31 décembre 2012) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses liées au risque de crédit, y compris une révision à la baisse de la note de crédit. Si cette révision a lieu, la société serait tenue de fournir une garantie additionnelle de 51 millions de dollars à ses contreparties, selon la valeur des dérivés au 30 juin 2013.

15. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Au 30 juin 2013, la société détenait 7 millions de dollars de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (2 millions de dollars au 31 décembre 2012) ne pouvant être utilisés à des fins générales, dont la totalité se rapporte au projet Pioneer.

16. STOCKS

Les stocks détenus dans le cours normal des affaires comprennent du charbon, des crédits d'émission et du gaz naturel, et sont évalués au coût ou à leur valeur de réalisation nette, si elle est inférieure. Les stocks détenus à des fins de transaction, qui comprennent aussi le gaz naturel et les crédits d'émission achetés, sont évalués à la juste valeur moins les coûts de la vente.

Le classement est présenté dans le tableau qui suit :

Aux	30 juin 2013	31 déc. 2012 (Retraité)*
Charbon	87	78
Frais de découverte différés	24	9
Gaz naturel	4	2
Crédits d'émission achetés	7	4
Total	122	93

* Voir la note 2 pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013, les stocks de charbon de la centrale de Centralia ont été réduits de respectivement 2 millions de dollars (8 millions de dollars au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2012) et 16 millions de dollars (42 millions de dollars au cours de la période de six mois close le 30 juin 2012), soit à leur valeur de réalisation nette.

17. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

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

	Terrains	Production thermique	Production gazière	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres ¹	Total
Au 31 décembre 2012	75	2 874	996	2 004	517	342	236	7 044
Acquisitions	-	-	-	-	-	282	-	282
Acquisitions – contrats de location-financement (note 3)	-	-	-	-	29	-	-	29
Amortissement	-	(129)	(50)	(45)	(28)	-	(6)	(258)
Révisions et ajouts – coûts de démantèlement et de remise en état	-	6	(4)	5	5	-	-	12
Démantèlement d'actifs	-	(4)	(1)	(2)	(1)	-	-	(8)
Variation des taux de change	1	18	(9)	-	2	1	2	15
Transferts	-	55	23	220	17	(333)	18	-
Au 30 juin 2013	76	2 820	955	2 182	541	292	250	7 116

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

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2013, la société a incorporé des intérêts de néant et de 2 millions de dollars (1 million de dollars au 30 juin 2012) à un taux moyen pondéré de néant et de 5,46 % (5,32 % et 5,34 % au 30 juin 2012) dans le coût des immobilisations corporelles.

18. AUTRES ACTIFS

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux	30 juin 2013	31 déc. 2012
Frais de permis différés	19	21
Frais de mise en valeur de projets	35	35
Frais de service différés	19	19
Charges payées d'avance à long terme	19	5
Dépôt au titre du transport vers l'unité 3 de la centrale de Keephills	6	7
Divers	2	3
Total des autres actifs	100	90

19. PROVISIONS POUR FRAIS DE DÉMANTÈLEMENT ET AUTRES PROVISIONS

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

	Démantèlement et remise en état	Restructuration	Autres	Total
Solde au 31 décembre 2012	262	8	42	312
Passifs contractés au cours de la période	2	-	16	18
Passifs réglés au cours de la période	(13)	(4)	-	(17)
Désactualisation (note 10)	9	-	-	9
Révisions des flux de trésorerie estimés (note 17)	4	-	1	5
Révisions des taux d'actualisation (note 17)	7	-	-	7
Reprises	-	(2)	(11)	(13)
Variation des taux de change	4	-	1	5
	275	2	49	326
Moins : partie courante	18	2	4	24
Solde au 30 juin 2013	257	-	45	302

La provision de restructuration est liée à la restructuration effectuée en 2012 par la société de ses ressources dans le cadre de sa stratégie en cours pour améliorer continuellement l'excellence opérationnelle et accélérer sa croissance.

Les autres provisions comprennent un montant lié à la tranche des engagements en matière de prix fixe de la société en vertu de plusieurs contrats de transport garantis de gaz naturel se rapportant à du transport qui ne devrait pas être utilisé. Par conséquent, les coûts inévitables pour satisfaire à ces obligations sont supérieurs aux avantages économiques attendus des contrats. Les contrats viennent à échéance en 2018.

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

20. DETTE À LONG TERME

A. Dette et lettres de crédit

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 juin 2013			31 déc. 2012		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	1 096	1 096	2,4 %	950	950	2,4 %
Déventures	841	851	6,6 %	839	851	6,6 %
Billets de premier rang ³	2 116	2 096	5,6 %	2 017	1 990	5,6 %
Dette sans recours ⁴	375	380	5,9 %	375	380	5,9 %
Divers	32	32	6,4 %	36	36	6,5 %
	4 460	4 455		4 217	4 207	
Moins : partie courante de la dette avec recours	(523)	(523)		(606)	(606)	
Moins : partie courante de la dette sans recours	(1)	(1)		(1)	(1)	
Total de la dette à long terme	3 936	3 931		3 610	3 600	

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

2 Composées d'acceptations bancaires et d'autres emprunts commerciaux en vertu de facilités de crédit consenties à long terme. Comprennent 300 millions de dollars américains au 30 juin 2013 (300 millions de dollars américains au 31 décembre 2012).

3 Valeur nominale de 2,0 milliards de dollars américains au 30 juin 2013 (2,0 milliards de dollars américains au 31 décembre 2012).

4 Inclut 20 millions de dollars américains au 30 juin 2013 (20 millions de dollars américains au 31 décembre 2012).

TransAlta a des facilités de crédit consenties totalisant 2,1 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2012), dont un montant non prélevé de 0,7 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars au 31 décembre 2012) était disponible au 30 juin 2013, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. En mai 2013, la société a renouvelé une facilité de crédit consortiale consentie renouvelable de quatre ans s'élevant à 1,5 milliard de dollars et en a reporté l'échéance de un an jusqu'en 2017. En juin 2013, la facilité de crédit bilatérale de 300 millions de dollars américains a été renouvelée pour une durée de quatre ans jusqu'en 2017. La société a aussi des facilités de crédit bilatérales consenties de 240 millions de dollars qui arrivent toutes à échéance au quatrième trimestre de 2014. Outre le montant de 0,7 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, TransAlta dispose de 60 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

Des lettres de crédit sont émises à des contreparties dans le cadre de divers arrangements contractuels avec la société et certaines de ses filiales. Si la société ou ses filiales ne respectent pas les dispositions de ces contrats, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à l'institution financière, par l'intermédiaire de laquelle la lettre de crédit a été émise. Tous les montants à payer par la société ou ses filiales en vertu de ces contrats figurent dans les états consolidés de la situation financière. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins de un an et seront renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Les lettres de crédit en cours au 30 juin 2013 totalisaient 341 millions de dollars (336 millions de dollars au 31 décembre 2012), et aucun montant (néant au 31 décembre 2012) n'a été exercé par des contreparties en vertu de ces arrangements.

B. Restrictions

Les conventions de prêt d'un montant de 11 millions de dollars relatives à la centrale de Windsor, détenue par la filiale TA Cogen de la société, comprennent des dispositions au titre du capital et des intérêts qui limitent la capacité de la société d'avoir accès aux fonds générés par les activités de la centrale. La société a fourni une lettre de crédit d'un montant équivalant aux exigences liées au financement, ce qui lui permet d'avoir accès aux fonds.

Les débetures d'un montant de 340 millions émises par Canadian Hydro Developers, Inc., filiale de la société, comprennent des clauses restrictives exigeant que le produit de la vente d'actifs soit réinvesti dans des actifs renouvelables similaires. Par conséquent, la société ne peut utiliser ce produit à d'autres fins.

21. CRÉDITS DIFFÉRÉS ET AUTRES PASSIFS NON COURANTS

Les composantes des crédits différés et autres passifs non courants sont les suivantes :

Aux	30 juin 2013	31 déc. 2012
Produits différés tirés du charbon	51	51
Obligations au titre des prestations définies	221	220
Primes à long terme	8	15
Divers	20	15
Total des crédits différés et autres passifs non courants	300	301

22. ACTIONS ORDINAIRES

A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale.

Le rapprochement des variations des actions ordinaires est présenté ci-après :

	Trois mois clos les 30 juin				Six mois clos les 30 juin			
	2013		2012		2013		2012	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	258,4	2 783	224,6	2 295	254,7	2 730	223,6	2 274
Émises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions	3,7	53	2,4	42	7,4	106	3,3	62
Émises en fonction du régime d'actionariat fondé sur le rendement	-	-	-	1	-	-	0,1	2
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionariat des employés	-	(4)	-	(3)	-	(4)	-	(3)
Émises et en circulation à la fin de la période	262,1	2 832	227,0	2 335	262,1	2 832	227,0	2 335

B. Dividendes

Le tableau suivant présente les dividendes sur actions ordinaires déclarés ou versés au cours des périodes de six mois closes les 30 juin :

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividendes versés en espèces	Dividendes versés en actions
2013					
22 avril 2013	1 ^{er} juillet 2013	0,29	76	21 ¹	55
28 janvier 2013	1 ^{er} avril 2013	0,29	75	22	53
24 oct. 2012	1 ^{er} janvier 2013	0,29	73	20	53
2012					
25 avril 2012	1 ^{er} juillet 2012	0,29	66	18	48
25 janv. 2012	1 ^{er} avril 2012	0,29	65	23	43
27 oct. 2011	1 ^{er} janvier 2012	0,29	65	45	20

¹ Les dividendes ont été versés le 28 juin 2013.

La société a suspendu la composante Dividende Bonifié^{MC} de son régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié^{MC} (le « régime ») après le versement du dividende trimestriel le 1^{er} juillet 2013. Le régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires de la société, les composantes distinctes du régime, demeure en vigueur conformément aux conditions actuelles, analysées en détail à la note 28 C) des derniers états financiers consolidés annuels.

Le 1^{er} juillet 2013, 4,2 millions d'actions ordinaires ont été émises pour les dividendes réinvestis.

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

23. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, et le conseil d'administration est autorisé à déterminer les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions se rattachant à ces actions, sous réserve de certaines limites.

Les actions privilégiées en circulation sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 juin 2013		31 déc. 2012		Taux de dividende par action (\$)	Prix de rachat par action (\$)
	Nombre d'actions (en millions)	Montant	Nombre d'actions (en millions)	Montant		
Actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif						
Série A	12	293	12	293	1,15	25,00
Série C	11	269	11	269	1,15	25,00
Série E	9	219	9	219	1,25	25,00
Émises et en circulation à la fin de la période	32	781	32	781		

B. Dividendes

Le tableau suivant présente les dividendes sur actions privilégiées déclarés ou versés au cours des périodes de six mois closes les 30 juin :

Date de déclaration	Date de versement	Série A		Série C		Série E	
		Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividende par action (\$)	Total des dividendes
2013							
22 avril 2013	30 juin 2013	0,2875	4	0,2875	3	0,3125	3
28 janvier 2013	31 mars 2013	0,2875	3	0,2875	3	0,3125	3
2012							
25 avril 2012	30 juin 2012	0,2875	4	0,2875	3	-	-
25 janv. 2012	31 mars 2012	0,2875	3	0,3844 ¹	4	-	-

¹ Inclut des dividendes de 0,0969 \$ par action (1 million de dollars au total) pour la période du 29 novembre 2011 au 31 décembre 2011, qui ont été comptabilisés au 31 décembre 2011.

24. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

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

	2013	2012
		(Retraité)*
Ajustement au titre de la conversion des monnaies étrangères		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(38)	(28)
Profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger	32	13
Pertes sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ¹	(29)	(11)
Solde aux 30 juin	(35)	(26)
Couvertures de flux de trésorerie		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(37)	(28)
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ²	(19)	(31)
Solde aux 30 juin	(56)	(59)
Avantages du personnel		
Solde d'ouverture aux 1 ^{er} janvier	(61)	(38)
Écarts actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ³	11	(22)
Solde aux 30 juin	(50)	(60)
Cumul des autres éléments du résultat global	(141)	(145)

* Voir la note 2 pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

¹ Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 4 pour la période de six mois close le 30 juin 2013 (recouvrement de 2 en 2012).

² Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour la période de six mois close le 30 juin 2013 (charge de 25 en 2012).

³ Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 4 pour la période de six mois close le 30 juin 2013 (néant en 2012).

25. ÉVENTUALITÉS

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et poursuites dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en question et l'existence de garanties d'assurance pertinentes. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la société ou qu'elles n'aient pas d'incidence négative importante sur TransAlta. Les organismes de réglementation pourraient aussi poser des questions dans le cours normal des affaires, auxquelles la société répond à mesure qu'elles surviennent.

26. ENGAGEMENTS

Au cours du mois de mars 2013, le parc éolien de New Richmond a commencé ses activités. Par conséquent, l'entente de service à long terme de 15 ans relative aux réparations et à l'entretien est entrée en vigueur. Les paiements futurs sur la durée de l'entente s'élèvent à environ 42 millions de dollars.

27. INFORMATIONS SECTORIELLES

A. Résultats sectoriels

Chaque secteur d'activité est responsable de ses résultats opérationnels.

Trois mois clos le 30 juin 2013	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	528	14	-	542
Combustible et achat d'électricité	187	-	-	187
Marge brute	341	14	-	355
Activités opérationnelles, entretien et administration	111	6	16	133
Amortissement	125	-	6	131
Réduction de valeur des stocks	2	-	-	2
Reprise des coûts de restructuration	(1)	-	(1)	(2)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	-	-	8
Répartition des coûts intersectoriels	3	(3)	-	-
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	93	11	(21)	83
Produits tirés des contrats de location-financement	12	-	-	12
Quote-part de la perte de coentreprises	(3)	-	-	(3)
Profit à la vente d'actifs	-	-	10	10
Profit de change				5
Charge d'intérêt nette				(63)
Résultat avant impôts sur le résultat				44

Trois mois clos le 30 juin 2012 (Retraité)*	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	409	(11)	-	398
Combustible et achat d'électricité	142	-	-	142
Marge brute	267	(11)	-	256
Activités opérationnelles, entretien et administration	106	7	20	133
Amortissement	134	-	5	139
Imputation pour dépréciation d'actifs	365	-	-	365
Réduction de valeur des stocks	8	-	-	8
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	-	7
Répartition des coûts intersectoriels	4	(4)	-	-
Pertes opérationnelles	(357)	(14)	(25)	(396)
Produits tirés des contrats de location-financement	2	-	-	2
Quote-part de la perte de coentreprises	(5)	-	-	(5)
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance				(247)
Autres produits				1
Perte de change				(3)
Charge d'intérêt nette				(64)
Perte avant impôts sur le résultat				(712)

* Voir la note 2 pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

Six mois clos le 30 juin 2013	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	1 051	31	-	1 082
Combustible et achat d'électricité	388	-	-	388
Marge brute	663	31	-	694
Activités opérationnelles, entretien et administration	205	14	29	248
Amortissement	247	-	11	258
Réduction de valeur des stocks	16	-	-	16
Reprise des coûts de restructuration	(1)	-	(1)	(2)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	15	-	-	15
Répartition des coûts intersectoriels	7	(7)	-	-
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	174	24	(39)	159
Produits tirés des contrats de location-financement	23	-	-	23
Quote-part de la perte de coentreprises	(7)	-	-	(7)
Profit à la vente d'actifs	-	-	10	10
Profit de change				4
Perte à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite				(29)
Charge d'intérêt nette				(125)
Résultat avant impôts sur le résultat				35

Six mois clos le 30 juin 2012 (Retraité)*	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	1 036	6	-	1 042
Combustible et achat d'électricité	317	-	-	317
Marge brute	719	6	-	725
Activités opérationnelles, entretien et administration	205	14	42	261
Amortissement	258	-	10	268
Imputation pour dépréciation d'actifs	365	-	-	365
Réduction de valeur des stocks	42	-	-	42
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	14	-	-	14
Répartition des coûts intersectoriels	7	(7)	-	-
Pertes opérationnelles	(172)	(1)	(52)	(225)
Produits tirés des contrats de location-financement	4	-	-	4
Quote-part de la perte de coentreprises	(5)	-	-	(5)
Profit à la vente d'actifs	3	-	-	3
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance				(247)
Autres produits				1
Perte de change				(9)
Charge d'intérêt nette				(124)
Perte avant impôts sur le résultat				(602)

* Voir la note 2 pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

Le secteur Production comprend un montant de 5 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 juin 2013 (5 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 juin 2012) et de 12 millions de dollars pour la période de six mois close à pareille date (13 millions pour la période de six mois close le 30 juin 2012) au titre d'incitatifs reçus en vertu d'un programme du gouvernement du Canada visant des projets de production d'hydroélectricité et d'énergie éolienne admissibles.

B. Principales informations des états consolidés résumés de la situation financière

Total des actifs sectoriels	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
30 juin 2013	8 956	195	305	9 456
31 décembre 2012 (<i>Retraité</i>) [*]	8 994	262	206	9 462

^{*} Voir la note 2 pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

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

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Dotation aux amortissements selon les comptes consolidés résumés de résultat	131	139	258	268
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité (<i>note 7</i>)	14	10	26	20
Divers	-	-	-	2
Dotation aux amortissements selon les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie	145	149	284	290

28. VARIATION DES SOLDES SANS EFFET DE TRÉSORERIE DU FONDS DE ROULEMENT LIÉS AUX ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Source (utilisation) de la trésorerie :				
Créances clients	17	(26)	159	78
Charges payées d'avance	(12)	2	(34)	(13)
Impôts sur le résultat à recevoir	-	-	(3)	(14)
Stocks	(29)	(13)	(30)	(15)
Dettes fournisseurs et charges à payer	(75)	237	(112)	147
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	-	(53)	-	(41)
Impôts sur le résultat à payer	6	(15)	4	(16)
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	(93)	132	(16)	126

29. CRÉATION DE TRANSALTA RENEWABLES INC.

Le 26 juin 2013, la société a annoncé le lancement et la création de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»), entité qui vise à offrir aux investisseurs la possibilité d'investir directement dans un portefeuille d'installations de production d'énergie renouvelable assujetties en grande partie à des contrats. La société sera le promoteur et gestionnaire de TransAlta Renewables et lui fournira ses premiers actifs. Un prospectus provisoire visant le premier appel public à l'épargne pour les actions ordinaires de TransAlta Renewables (le «placement») a été déposé le 26 juin 2013.

La société a l'intention de transférer à TransAlta Renewables 1 112 mégawatts nets d'actifs de production d'énergie éolienne et hydroélectrique assujettis en grande partie à des contrats à la clôture du placement. La société sera la source première de croissance du portefeuille d'actifs de production d'énergie renouvelable de TransAlta Renewables, en offrant à TransAlta Renewables la possibilité d'acheter des installations de production d'énergie renouvelable générant des flux de trésorerie contractuels à long terme stables ou de participer à la mise en valeur de celles-ci. Avec la création de TransAlta Renewables, la société se dote d'un véhicule ciblé pour saisir et financer les occasions de croissance dans le secteur de la production d'énergie renouvelable. À la clôture du placement, la société consolidera entièrement TransAlta Renewables et en conservera le contrôle.

La clôture du placement est subordonnée et conditionnelle à la réception de toutes les approbations nécessaires, incluant les approbations des organismes de réglementation. La clôture du placement devrait avoir lieu en août 2013.

30. ÉVÉNEMENTS ULTÉRIEURS

Centrale thermique de Centralia

Le 25 juillet 2012, la société a 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 a été approuvé, sous réserve de certaines conditions, le 9 janvier 2013 par la Washington Utilities and Transportation Commission («WUTC»). Le 23 janvier 2013, il a été annoncé que PSE avait déposé une requête de réexamen de certaines conditions stipulées dans la décision émise par la WUTC. Le 25 juin 2013, l'approbation réglementaire a été confirmée par la WUTC et, en date du 5 juillet 2013, le contrat est entré en vigueur conformément aux modalités de la WUTC.

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		30 juin 2013	31 déc. 2012
Cours de clôture (TSX) (\$)		14,41	15,12
Fourchette des prix des 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	16,86	21,37
	Bas	12,91	14,11
Dette sur le capital investi (%)		57,2	55,6
Dette sur le capital investi, exclusion faite des emprunts sans recours ¹ (%)		55,0	53,3
Dette sur le capital investi, y compris l'obligation au titre du contrat de location-financement et la dette sans recours (%)		57,3	55,6
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires (%)		4,5	(23,7)
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison (%) ^{1,2}		6,3	4,5
Rendement du capital investi ² (%)		5,3	(3,1)
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		6,2	5,3
Dividendes en espèces par action ² (\$)		1,16	1,16
Ratio cours/résultat aux fins de comparaison ² (multiple)		25,3	30,2
Couverture par le résultat ² (multiple)		1,6	(1,2)
Ratio de distribution fondé sur le résultat net ² (%)		293,9	(44,1)
Ratio de distribution fondé sur le résultat aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		212,4	231,6
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités opérationnelles ^{1,2,3} (%)		35,6	34,7
Rendement des actions ² (%)		8,0	7,7
Flux de trésorerie ajustés sur la dette ^{2,3} (%)		18,6	19,0
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ajustés ^{2,3} (multiple)		4,5	4,4

¹ Les ratios intègrent des composantes qui ne sont pas définies selon les IFRS. Aucune de ces mesures ne doit être utilisée séparément ou en remplacement du rendement financier ou de la situation financière de la société tels qu'ils sont présentés selon les IFRS. Ces ratios sont des mesures complémentaires utiles pour évaluer le rendement financier, l'efficacité et la liquidité de la société et sont courants dans les rapports des autres sociétés, mais peuvent être définis et appliqués autrement. Pour un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS utilisées dans ce calcul, se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

² Pour les 12 derniers mois.

³ Ces ratios de décembre 2012 ont été ajustés pour tenir compte de l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

FORMULES DES RATIOS

Dette sur le capital investi = dette à long terme, y compris la tranche courante - trésorerie et équivalents de trésorerie / dette à long terme, y compris la tranche courante + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires - trésorerie et équivalents de trésorerie

Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires = résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou résultat aux fins de comparaison / moyenne des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

Rendement du capital utilisé = résultat avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette ou résultat aux fins de comparaison avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette / moyenne du capital investi, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

Ratio cours/résultat aux fins de comparaison = cours de clôture / résultat par action aux fins de comparaison de la période

Couverture par le résultat = résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires + impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette / intérêts sur la dette - produit d'intérêt

Ratio de distribution = dividendes sur actions ordinaires / résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou résultat aux fins de comparaison ou fonds provenant des activités opérationnelles

Rendement des actions = dividende par action ordinaire / cours de clôture de la période courante

Flux de trésorerie ajustés sur la dette = flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant variations du fonds de roulement / moyenne de la dette totale - moyenne de la trésorerie et des équivalents de trésorerie

Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ajustés = flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant variations du fonds de roulement + intérêts sur la dette - produit d'intérêt - intérêts incorporés au coût de l'actif / intérêts sur la dette - produit d'intérêt

GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

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

Baisse de la capacité nominale – Baisse de la capacité électrique établie d'une centrale ou d'une unité de production.

British Thermal Unit (BTU) – Mesure de l'énergie. Quantité d'énergie nécessaire pour élever d'un degré Fahrenheit une livre d'eau lorsque la température de l'eau avoisine 39,2 degrés Fahrenheit.

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

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

Centrale géothermique – Centrale dont le moteur principal est une turbine à vapeur. La turbine est entraînée par la vapeur produite par de l'eau chaude ou par la vapeur naturelle qui tire son énergie de la chaleur se trouvant dans les roches ou fluides à diverses profondeurs dans le sol. L'énergie est extraite par forage et/ou pompage.

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

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

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

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

Force majeure – Clause qui libère une partie de son obligation si un événement imprévisible indépendant de sa volonté l'empêche d'exécuter ses obligations en vertu du contrat.

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

Gigawatt – Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

Gigawattheure (GWh) – Mesure de la consommation d'électricité égale à l'utilisation de 1 000 mégawatts en une heure.

Interruption non planifiée – Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

Marge électricité-combustible – Mesure de la marge brute, soit le prix de vente moins le coût du gaz naturel, par MW.

Mégawatt (MW) – Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 000 de watts.

Mégawattheure (MWh) – Mesure de la consommation d'électricité équivalant à l'utilisation de 1 000 000 de watts en une heure.

Révision générale – Arrêt planifié périodique d'une unité de production aux fins de travaux d'entretien importants et de réparations. Il dure normalement des semaines. Le temps écoulé est évalué à partir de l'interruption de l'unité jusqu'à sa remise en service.

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

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

Valeur à risque (VaR) – Mesure visant à gérer l'exposition du résultat aux opérations sur les produits énergétiques.



TransAlta Corporation

110 - 12th Avenue S.W.

Box 1900, Station "M"

Calgary, Alberta Canada T2P 2M1

Téléphone

403.267.7110

Site Web

www.transalta.com

CIBC Mellon Trust Company

P.O. Box 7010 Adelaide Street Station

Toronto, Ontario Canada M5C 2W9

Téléphone

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.387.0825

Toronto ou en dehors de l'Amérique du Nord : 416.643.5500

Télécopieur

416.643.5501

Site Web

www.cibcmellon.com

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

Médias et investisseurs – Demandes de renseignements

Relations avec les investisseurs

Téléphone

1.800.387.3598 au Canada et aux États-Unis

ou 403.267.2520

Télécopieur

403.267.2590

Courriel

investor_relations@transalta.com