



## 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 neuf mois closes les 30 septembre 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 présent rapport de gestion sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières comprises dans ce rapport de gestion n'ont pas de signification normalisée en vertu des IFRS. Ces mesures pourraient donc ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs et ne doivent pas être utilisées isolément ou en remplacement de mesures préparées selon les IFRS. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements. Le présent rapport de gestion est daté du 31 octobre 2013. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://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 de résultat consolidés résumés et des états de la situation financière consolidés résumés. Bien que les éléments des états de la situation financière consolidés résumés 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 de la situation financière consolidés résumés.

## FAITS SAILLANTS

### *Faits saillants du troisième trimestre*

#### **Faits saillants stratégiques**

- Création de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»), entité visant à améliorer la stratégie de croissance de TransAlta au chapitre de la production d'énergies renouvelables.
- Contrat à long terme pour la production de 50 mégawatts («MW») conclu entre Salt River Project et notre coentreprise CalEnergy, LLC («CalEnergy»).

- Contrat de fourniture de 74 MW d'électricité sur 20 ans avec l'Office de l'électricité de l'Ontario pour notre centrale d'Ottawa.
- Redémarrage de l'unité 1 de la centrale de Sundance en septembre et de l'unité 2 en octobre.

### Résultats financiers opérationnels

- Énergies renouvelables : La marge brute aux fins de comparaison a augmenté de 3 millions de dollars pour s'établir à 91 millions de dollars en raison surtout de l'ajout du parc éolien de New Richmond, qui a plus que compensé la baisse des marges des centrales hydroélectriques pour le trimestre.
- Gaz : La marge brute aux fins de comparaison, y compris les produits tirés des contrats de location-financement, s'est accrue de 14 millions de dollars pour s'établir à 102 millions de dollars, du fait surtout de l'ajout de la centrale de Solomon.
- Charbon : La marge brute aux fins de comparaison, ajustée pour tenir compte de l'incidence de couvertures dont la désignation a été annulée, a diminué de 42 millions de dollars en raison surtout de la hausse des coûts du charbon à nos centrales alimentées au charbon visées par des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») en Alberta et du recul des prix contractuels à la centrale thermique de Centralia.
- Opérations sur les produits énergétiques : La marge brute aux fins de comparaison a augmenté de 38 millions de dollars grâce aux solides résultats des activités de négociation dans tous les marchés.
- Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration : Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration aux fins de comparaison ont augmenté de 8 millions de dollars pour s'établir à 124 millions de dollars en raison des frais d'entretien plus élevés et d'une baisse des charges recouvrées.
- La disponibilité globale, y compris les contrats de location-financement et les placements en titres de capitaux propres, a été de 85,9 % par rapport à 90,9 % en 2012. Compte tenu de l'ajustement lié à l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia, la disponibilité s'est élevée à 85,9 % comparativement à 91,7 % en 2012. La baisse est surtout imputable à une augmentation des interruptions non planifiées découlant de l'interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills, compensée en partie par une diminution des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et le solide rendement des centrales alimentées au gaz.
- La production globale a augmenté de 933 gigawattheures («GWh») pour s'établir à 11 088 GWh comparativement à 2012.

### Faits saillants consolidés

- Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison a augmenté de 11 millions de dollars au cours du trimestre pour s'établir à 266 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2012.
- Les fonds provenant des activités opérationnelles ont diminué de 59 millions de dollars pour se fixer à 174 millions de dollars par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent en raison de différences au titre du calendrier des produits au comptant associées aux couvertures de l'électricité et aux stocks de charbon.
- Les soldes des emprunts ont diminué de 343 millions de dollars, en raison surtout de l'utilisation du produit tiré de la création de TransAlta Renewables.
- Le résultat aux fins de comparaison s'est établi à 39 millions de dollars (0,15 \$ par action), en légère baisse par rapport à 41 millions de dollars (0,18 \$ par action) en 2012. La baisse est principalement imputable à une hausse de l'intérêt net et à des pertes de change accrues, contrebalancées en partie par une augmentation du BAIIA aux fins de comparaison.
- La perte nette présentée attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été de 9 millions de dollars (perte nette de 0,03 \$ par action), en baisse par rapport au résultat net de 56 millions de dollars (résultat net de 0,24 \$ par action) en 2012. La variation découle d'une augmentation des marges brutes aux fins de comparaison de 3 millions de dollars et des montants non comparables suivants, déduction faite des impôts et taxes :
  - Reprises au titre des imputations pour dépréciation d'actifs moins élevées de 18 millions de dollars

- Reprise d'une réduction de valeur des stocks de 18 millions de dollars comptabilisée en 2012
- Diminution du profit à la vente de garanties de 11 millions de dollars
- Augmentation de l'incidence de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance de 6 millions de dollars
- Augmentation de l'incidence de la sortie du bilan des actifs d'impôt différé de 40 millions de dollars
- Diminution de 32 millions de dollars de la perte liée aux couvertures dont la désignation a été annulée

### ***Faits saillants depuis le début de l'exercice***

#### **Faits saillants stratégiques**

- Création de TransAlta Renewables, entité visant à améliorer la stratégie de croissance de TransAlta au chapitre de la production d'énergies renouvelables.
- Contrat à long terme pour la production de 50 MW conclu entre Salt River Project et CalEnergy.
- Contrat de fourniture de 74 MW d'électricité sur 20 ans avec l'Office de l'électricité de l'Ontario pour notre centrale d'Ottawa.
- Redémarrage de l'unité 1 de la centrale de Sundance en septembre et de l'unité 2 en octobre.
- Contrat à long terme pour la production de 86 MW conclu avec la municipalité de Riverside signé par CalEnergy.
- Exploitation commerciale du parc éolien de New Richmond dans le cadre d'un contrat à long terme pour la production de 68 MW.
- Approbation d'un contrat à long terme conclu avec Puget Sound Energy («PSE») à la centrale thermique de Centralia.

#### **Résultats financiers opérationnels**

- Énergies renouvelables : Les marges brutes aux fins de comparaison ont augmenté de 58 millions de dollars pour s'établir à 308 millions de dollars en raison surtout des prix favorables et de l'ajout du parc éolien de New Richmond, contrebalancés en partie par une baisse des volumes de production hydroélectrique et éolienne.
- Gaz : La marge brute aux fins de comparaison, y compris les produits tirés des contrats de location-financement, s'est accrue de 43 millions de dollars pour s'établir à 323 millions de dollars, du fait surtout de l'ajout de la centrale de Solomon.
- Charbon : La marge brute aux fins de comparaison, ajustée pour tenir compte de l'incidence de couvertures dont la désignation a été annulée, a diminué de 112 millions de dollars, en raison surtout de la baisse des prix à la centrale thermique Centralia, de la hausse des coûts du charbon et l'augmentation des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta.
- Opérations sur les produits énergétiques : La marge brute aux fins de comparaison a augmenté de 63 millions de dollars grâce aux solides résultats des activités de négociation dans tous les marchés.
- Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration : Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration aux fins de comparaison ont diminué de 5 millions de dollars pour s'établir à 371 millions de dollars, en raison surtout des économies de coûts découlant de la restructuration entreprise en 2012, annulées en partie par des frais d'entretien plus élevés et une baisse des charges recouvrées.
- La disponibilité globale, y compris les contrats de location-financement et les placements en titres de capitaux propres, a été de 83,1 % par rapport à 88,1 % en 2012. Compte tenu de l'ajustement lié à l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia, la disponibilité s'est élevée à 86,4 % comparativement à 90,3 % en 2012. 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 production globale a augmenté de 1 972 GWh pour atteindre 29 842 GWh comparativement à la période correspondante de 2012.

#### **Faits saillants consolidés**

- Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 79 millions de dollars pour se fixer à 780 millions de dollars en regard d'il y a un an.
- Les fonds provenant des activités opérationnelles ont diminué de 22 millions de dollars pour s'établir à 550 millions de dollars en regard de la même période en 2012, en raison principalement de différences au titre du calendrier des produits au comptant associées aux couvertures de l'électricité et aux stocks de charbon.
- Le résultat aux fins de comparaison s'est établi à 80 millions de dollars (0,31 \$ par action), en hausse par rapport à 62 millions de dollars (0,27 \$ par action) à la même période en 2012. L'augmentation du résultat aux fins de comparaison est surtout attribuable à une hausse des marges brutes dans les secteurs Énergies renouvelables, Gaz et Opérations sur les produits énergétiques.
- La perte nette présentée attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été de 5 millions de dollars (perte nette de 0,02 \$ par action), en hausse par rapport à une perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 654 millions de dollars (perte nette de 2,86 \$ par action) à la même période en 2012. La variation découle d'une augmentation des marges brutes aux fins de comparaison et des montants non comparables suivants, déduction faite des impôts et taxes :
  - Diminution de l'imputation pour dépréciation d'actifs de 342 millions de dollars
  - Diminution de l'incidence de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance de 178 millions de dollars
  - Diminution de l'incidence de la sortie du bilan des actifs d'impôt différé de 129 millions de dollars
  - Diminution du profit à la vente de garanties de 11 millions de dollars
  - Augmentation de la perte à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite de 22 millions de dollars imputable à la prise en charge des activités minières à la mine de Highvale et des obligations connexes au titre des prestations de retraite des employés de la mine

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012	2013	2012
Disponibilité (%) <sup>1</sup>	85,9	90,9	83,1	88,1
Disponibilité ajustée (%) <sup>1, 2</sup>	85,9	91,7	86,4	90,3
Production (GWh) <sup>1</sup>	11 088	10 155	29 842	27 870
Produits des activités ordinaires	623	522	1 705	1 564
Marge brute <sup>3</sup>	363	331	1 057	1 056
Marge brute aux fins de comparaison <sup>4</sup>	374	371	1 117	1 074
Produits opérationnels <sup>3</sup>	118	132	277	(93)
Produits opérationnels aux fins de comparaison <sup>4</sup>	125	126	355	302
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(9)	56	(5)	(654)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,03)	0,24	(0,02)	(2,86)
Résultat net par action aux fins de comparaison <sup>4</sup>	0,15	0,18	0,31	0,27
BALIA aux fins de comparaison <sup>4</sup>	266	255	780	701
Fonds provenant des activités opérationnelles <sup>4</sup>	174	233	550	572
Fonds provenant des activités opérationnelles par action <sup>4</sup>	0,65	1,00	2,10	2,50
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	253	14	601	275
Flux de trésorerie disponibles <sup>4</sup>	49	79	134	55
Dividendes versés par action ordinaire	0,29	0,29	0,87	0,87
<b>Aux</b>			<b>30 sept. 2013</b>	<b>31 déc. 2012</b>
Total de l'actif			9 535	9 462
Total des passifs non courants			4 900	4 729

## DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité a diminué au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 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, partiellement contrebalancée par une baisse des interruptions planifiées à ces mêmes centrales.

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013 a augmenté de 933 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 visées par des CAÉ 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 une augmentation des interruptions non planifiées à ces mêmes centrales, découlant en grande partie de l'interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills.

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

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'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.

La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 a augmenté de 1 972 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 visées par des CAÉ 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 une augmentation des interruptions non planifiées à ces mêmes centrales, découlant en grande partie d'une interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills, et un accroissement 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 neuf mois closes le 30 septembre 2013 sont présentés ci-dessous :

	Trois mois clos le 30 sept.	Neuf mois clos le 30 sept.
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 2012	56	(654)
Diminution des marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production	(35)	(40)
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché et annulation de désignations liées à des couvertures du secteur Production	29	(22)
Augmentation des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques	38	63
(Augmentation) diminution des charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration	(10)	3
(Augmentation) diminution de la dotation aux amortissements	(2)	8
Augmentation du profit à la vente d'actifs	-	7
Diminution de l'imputation pour dépréciation d'actifs (reprise)	(23)	342
(Augmentation) diminution de la réduction de valeur des stocks de charbon	(13)	13
Augmentation des produits tirés de contrats de location-financement	10	29
Diminution de la provision pour frais de restructuration	1	3
Augmentation de la quote-part du résultat de coentreprises	2	-
(Diminution) augmentation des profits (pertes) de change	(8)	5
Augmentation de la perte à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite	-	(29)
Augmentation de la charge d'intérêt nette	(7)	(8)
(Augmentation) diminution de l'incidence de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(8)	239
(Augmentation) diminution de la charge d'impôts sur le résultat	(34)	50
Diminution du résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	10	9
Augmentation des dividendes sur actions privilégiées	(1)	(7)
Diminution de la provision à l'égard d'une garantie	(15)	(15)
Divers	1	(1)
<b>Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 2013</b>	<b>(9)</b>	<b>(5)</b>

Les marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 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 35 millions de dollars et 40 millions de dollars en regard des périodes correspondantes

de 2012, en raison des prix contractuels moins élevés à la centrale thermique de Centralia, de la hausse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et des prix du charbon défavorables à ces mêmes centrales, contrebalancés en partie par des prix du charbon favorables à la centrale thermique de Centralia, une augmentation des volumes attribuable à une baisse des réductions liées au marché et une réduction des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta.

Les variations liées à l'évaluation à la valeur du marché pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013 ont augmenté par rapport à la période correspondante de 2012, en raison d'une diminution des pertes attribuable principalement à une baisse des volumes faisant l'objet de contrats.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, les variations liées à l'évaluation à la valeur du marché ont diminué en regard de la même période de 2012, en raison de la hausse des taux au comptant moyens par rapport aux prix contractuels, contrebalancée par une baisse des volumes faisant l'objet de contrats.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, la marge brute du secteur Opérations sur les produits énergétiques a 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.

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013 ont augmenté en regard de la période correspondante de 2012, en raison surtout de la hausse des frais d'entretien.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration ont diminué par rapport à la période correspondante 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'attention continue portée à la gestion des coûts.

La dotation aux amortissements pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 a diminué en regard de la période correspondante 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 augmentation des mises hors service d'actifs, en partie compensées par une augmentation des actifs dans nos activités minières et thermiques et le démarrage des activités commerciales à notre parc éolien de New Richmond.

L'augmentation du profit à la vente d'actifs au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 en regard de la période correspondante de 2012 résulte de la vente d'un terrain au cours du deuxième trimestre de 2013.

Les reprises au titre des imputations pour dépréciation d'actifs pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013 ont diminué en regard de la période correspondante de 2012 en raison surtout des reprises comptabilisées à l'égard des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance en 2012, par suite de la variation de la durée d'utilité économique de ces actifs et de la comptabilisation de reprises moins élevées en 2013.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, les imputations pour dépréciation d'actifs ont diminué par rapport à la période correspondante de 2012 en raison principalement de la comptabilisation d'imputations pour dépréciation d'actifs à la centrale thermique de Centralia et des actifs au sein de nos centrales d'énergies renouvelables en 2012 dans le but de réduire la valeur de ces actifs à leur juste valeur ainsi que des reprises au titre des imputations pour dépréciation d'actifs en 2013.

La valeur des stocks de charbon a été ramenée à leur valeur nette de réalisation à notre centrale de Centralia. La réduction de valeur pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013 est plus élevée qu'à la période correspondante de 2012, en raison d'une diminution des prix futurs de l'électricité qui seront réalisés dans la période au cours de laquelle le charbon sera consommé.

La réduction de valeur des stocks de charbon pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 est moindre que celle enregistrée à la période correspondante de 2012 en raison d'une hausse des prix de l'électricité dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Les produits tirés des contrats de location-financement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 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 provision pour frais de restructuration pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 a diminué en regard des périodes correspondantes de 2012 en raison d'une reprise de la provision découlant d'une réduction des coûts totaux prévus.

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

Les profits de change pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013 ont diminué par rapport à la période correspondante de 2012 en raison surtout des fluctuations défavorables des taux de change imputables au raffermissement du dollar américain.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, les pertes de change ont diminué en regard de la même période de 2012 en raison des fluctuations des taux de change sur les instruments financiers en cours libellés en devises et de l'incidence de la conversion des comptes des filiales étrangères.

Les obligations au titre des prestations de retraite pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 par suite de la prise en charge du contrôle de l'exploitation et de la gestion de la mine de Highvale.

La charge d'intérêt nette pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 a augmenté par rapport aux périodes correspondantes de 2012 en raison de la hausse de la dette, des taux de change défavorables et de la hausse des taux d'intérêt.

L'incidence de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance a augmenté durant la période de trois mois en regard de la même période de 2012 en raison des mises hors service d'actifs comptabilisées durant le troisième trimestre de 2013, partiellement contrebalancées par les recouvrements des frais juridiques comptabilisés à l'exercice précédent.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, l'incidence de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance a diminué en regard de la période correspondante de 2012 étant donné que la décision d'arbitrage a été comptabilisée au deuxième trimestre de 2012.

La charge d'impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013 a augmenté par rapport à la période correspondante de 2012 en raison de l'incidence de la sortie du bilan d'actifs d'impôt différé.



Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, la charge d'impôts sur le résultat a diminué par rapport à la période correspondante 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 participations ne donnant pas le contrôle pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 ont diminué surtout en raison de la baisse du résultat de TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»).

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

En 2012, nous avons vendu notre créance sur MF Global Inc. se rapportant au retrait de garanties, ce qui a donné lieu à un profit.

### **FONDS PROVENANT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES ET FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES**

Les fonds provenant des activités opérationnelles pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 ont diminué de respectivement 59 millions de dollars et 22 millions de dollars en regard des périodes correspondantes de 2012, pour s'établir à respectivement 174 millions de dollars et 550 millions de dollars, en raison de la baisse du résultat net aux fins de comparaison, après ajustement pour tenir compte des différences au titre du calendrier des produits au comptant associées aux couvertures de l'électricité et aux stocks de charbon.

Les flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013 ont régressé de 30 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2012 en raison d'une baisse du résultat net aux fins de comparaison compensée par une diminution des dividendes en espèces versés par suite d'une participation accrue au régime Dividende Bonifié<sup>MC</sup>, réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires (le «régime»), et d'une diminution des dépenses d'investissement de maintien.

Les flux de trésorerie disponibles pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 ont augmenté de 79 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2012 en raison d'une hausse du résultat net, d'une baisse des dividendes en espèces versés et d'une diminution des dépenses d'investissement de maintien.

## ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

### *Période de trois mois close le 30 septembre 2013*

#### **Salt River Project**

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

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

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

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

Ce nouveau contrat sera avantageux pour les actionnaires, puisque cette centrale leur assurera des revenus stables à long terme, ainsi que pour les contribuables de l'Ontario en leur offrant de la capacité à prix attractifs, en réduisant le besoin de construction de nouvelle capacité dans l'avenir et en permettant aux hôpitaux de la région de continuer d'être alimentés en vapeur en quantités suffisantes pour leurs besoins de chauffage et autres, d'une manière respectueuse de l'environnement.

#### **TransAlta Renewables**

Le 28 mai 2013, nous avons créé une nouvelle filiale, TransAlta Renewables, 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 conservons le contrôle sur TransAlta Renewables et, par conséquent, nous consolidons ses résultats. Ainsi, tous les prêts en cours ou toutes les transactions entre la société et TransAlta Renewables sont éliminés à la consolidation des résultats dans nos états financiers.

#### *Transfert d'actifs de production*

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

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

Le 31 juillet 2013, TransAlta Renewables a déposé un prospectus définitif qui vise à autoriser le placement de 20,0 millions de ses actions ordinaires qui seront émises en vertu des modalités de la convention de prise ferme à un prix de 10,00 \$ l'action ordinaire (le «placement»). TransAlta Renewables a attribué aux preneurs fermes une option (l'«option de surallocation»), pouvant être

exercée en totalité ou en partie pendant une période de 30 jours suivant la clôture, afin d'acheter, au prix d'offre, jusqu'à 3,0 millions d'actions ordinaires supplémentaires (représentant 15 % des actions ordinaires offertes dans le cadre du prospectus).

Le 29 août 2013, TransAlta Renewables a réalisé le placement et a émis 20,0 millions d'actions ordinaires pour un produit brut de 200 millions de dollars. TransAlta Renewables a utilisé le produit net du placement pour rembourser à la société le billet relatif à la clôture de 187 millions de dollars. Le 29 août 2013, les preneurs fermes ont exercé leur option de surallocation en partie pour acheter 2,1 millions d'actions ordinaires additionnelles au prix d'offre de 10,00 \$ l'action ordinaire pour un produit brut de 21,0 millions de dollars. TransAlta Renewables a utilisé le produit net reçu de l'exercice partiel de l'option de surallocation pour rembourser à TransAlta une partie du montant impayé aux termes du billet relatif à l'acquisition. Le reliquat du capital de 9,0 millions de dollars après ce paiement a été converti en 0,9 million d'actions ordinaires de TransAlta Renewables à raison de une action ordinaire pour chaque tranche de 10,00 \$ exigible aux termes du billet relatif à l'acquisition. Après la réalisation des transactions, nous détenons 92,6 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables, ce qui représente une participation de 80,7 %. Nous avons reçu une contrepartie en espèces totalisant 207 millions de dollars, déduction faite des commissions et charges.

Le 9 août 2013, le résultat net et le total du résultat global attribuable à la participation cédée de 19,3 % sont reflétés respectivement dans le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et le total du résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, respectivement dans le compte du résultat consolidé résumé et l'état du résultat global consolidé résumé.

Au 30 septembre 2013, l'actif net attribuable à la participation cédée de 19,3 % est reflété dans les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle dans l'état de la situation financière consolidé résumé.

#### **Imputations pour dépréciation d'actifs et reprises**

##### *Énergies renouvelables*

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes totalisant 4 millions de dollars relativement à trois actifs hydroélectriques assujettis à des contrats au sein de nos centrales d'énergies renouvelables. Les actifs ont été dépréciés en raison surtout d'une augmentation des dépenses d'investissement et des charges opérationnelles futures résultant des évaluations effectuées. Les tests de dépréciation annuels sont fondés sur des estimations de la juste valeur moins les coûts de la vente découlant des prévisions à long terme. Les pertes de valeur sont incluses dans le secteur Production.

##### *Capacité marchande en Alberta*

En 2013, dans le cadre du processus annuel d'évaluation de la dépréciation, il a été établi que nos centrales albertaines ayant une capacité marchande importante devraient être considérées comme une unité génératrice de trésorerie («UGT marchande de l'Alberta»). Auparavant, chaque centrale était soumise à un test de dépréciation distinct. Parmi les raisons de ce changement, citons la prise en compte des règlements finaux publiés par le gouvernement fédéral canadien en septembre 2012 qui régissent les émissions de gaz à effet de serre («GES») et qui prévoient, pour les centrales alimentées au charbon canadiennes, une durée d'utilité allant jusqu'à 50 ans; et l'amélioration de notre approche et de nos pratiques en matière de gestion des risques relativement à notre exposition au prix du marché de gros en Alberta. Les règlements finaux prévoient quelques années d'exploitation additionnelles et davantage de souplesse pour nos centrales au charbon en Alberta, et sont responsables, en partie, de l'élargissement de nos vues quant à la gestion de notre exposition au prix du marché de gros de l'Alberta. Même si aucune perte de valeur n'a été comptabilisée en 2013 pour l'UGT marchande de l'Alberta, les dépréciations avant impôts et taxes totalisant 23 millions de dollars qui avaient été comptabilisées pour les centrales d'énergies renouvelables qui font maintenant partie de l'UGT marchande de l'Alberta ont fait l'objet d'une reprise. Le montant recouvrable de l'UGT marchande de l'Alberta était fondé sur une estimation de la juste valeur moins les coûts de la vente selon une méthode axée sur les flux de trésorerie actualisés, ainsi que sur nos prévisions à long terme et les prix ayant cours sur le marché. La reprise avant impôts et taxes est comptabilisée dans le secteur Production.

### *Centrale thermique de Centralia*

Le projet de loi intitulé TransAlta Energy Bill, et le protocole d'entente signé le 23 décembre 2011 qui en fait partie, établissait un cadre en vue de la transition ordonnée de l'énergie produite à la centrale thermique de Centralia et de la fermeture des unités en 2020 et 2025. Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat à long terme en vertu duquel la centrale thermique de Centralia fournira de l'électricité à PSE à partir de décembre 2014 jusqu'à ce que la centrale soit entièrement mise hors de service en 2025. En raison de ces ententes, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de néant et 347 millions de dollars dans le secteur Production, respectivement au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012. Le test de dépréciation était basé sur la recouvrabilité ou la non-recouvrabilité de la valeur comptable de la centrale thermique de Centralia selon une estimation de la juste valeur moins les coûts de la vente.

Au troisième trimestre de 2013 et au deuxième trimestre de 2012, 40 millions de dollars et 169 millions de dollars respectivement d'actifs d'impôt différé ont été sortis du bilan en raison des avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre de nos activités aux États-Unis. Nous avons sorti ces actifs du bilan, car il n'était plus probable que nos activités aux États-Unis génèrent un revenu imposable suffisant pour nous permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. Une augmentation des produits tirés des activités aux États-Unis permettra à la société de réévaluer les actifs d'impôt différé au cours des périodes à venir.

### *Reprises*

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

### **Période de neuf mois close le 30 septembre 2013**

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

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

#### **Municipalité de Riverside**

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

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

En décembre 2010, les activités ont été interrompues à l'unité 1 et à l'unité 2 de la centrale de Sundance, en raison de conditions observées dans les chaudières des deux unités. Le 20 juillet 2012, un groupe d'arbitrage a conclu que les unités 1 et 2 n'étaient pas détruites sur le plan économique, selon les modalités du CAÉ, et que nous devons remettre la centrale en service. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, l'incidence sur l'état du résultat avant impôts et taxes de la décision qui a été comptabilisée au poste «Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance» dans le compte de résultat consolidé résumé s'établissait respectivement à 7 millions de dollars et 254 millions de dollars.

Au cours du troisième trimestre de 2013, des composantes d'un montant de 15 millions de dollars ont été retirées par suite des travaux effectués pour la remise en service de l'unité 1 de la centrale de Sundance. L'unité 1 a été remise en service le 2 septembre 2013, et l'unité 2, le 4 octobre 2013. Nous avons émis des avis aux acheteurs concernant la fin de la période d'interruption pour cause de force majeure pour les deux unités.

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

Le 8 mai 2013, nous avons annoncé que, compte tenu de la faiblesse actuelle du cours de l'action, nous allons suspendre la composante Dividende Bonifié<sup>MC</sup> du régime après le versement du dividende trimestriel le 1<sup>er</sup> juillet 2013. Notre régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires, des composantes 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 d'un stator de la génératrice. Une fois les premières réparations effectuées, d'autres essais et analyses ont révélé une importante dégradation de l'enroulement qui a nécessité un rembobinage complet du stator de la génératrice. À la suite de cet événement, nous avons émis un avis d'événement à faible probabilité et à incidence élevée, et avons demandé une dispense pour cas de force majeure aux termes du CAÉ. Dans un cas de force majeure, en vertu du CAÉ, nous avons le droit de continuer de recevoir des paiements de capacité, et nous n'avons pas à verser de pénalités liées à la disponibilité. Par conséquent, nous ne prévoyons pas que l'interruption aura une incidence financière importante sur la société. L'unité a été remise en service le 6 octobre 2013. L'arbitrage à cet égard a débuté au cours du trimestre.

#### **New Richmond**

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

#### **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 auparavant financées au moyen de paiements effectués dans le cadre des contrats d'exploitation minière de PMRL. 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 du matériel minier utilisé par PMRL, ou affecté à celle-ci, dans le cadre des activités d'exploitation minière. Par conséquent, 4 millions de dollars et 33 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 neuf mois closes le 30 septembre 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 2 millions de dollars et 4 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 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 neuf mois closes le 30 septembre 2013, nous avons comptabilisé une réduction de valeur avant impôts et taxes de respectivement 5 millions de dollars et 21 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**

### ***Prolongation du contrat de l'Australie-Occidentale***

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

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

### ***Acquisition par TransAlta Renewables***

Le 21 octobre 2013, TransAlta Renewables a annoncé l'acquisition auprès d'une société affiliée de NextEra Energy Resources, LLC, par l'entremise d'une de nos filiales en propriété exclusive, d'une participation financière dans un parc éolien de 144 MW au Wyoming au coût d'environ 102 millions de dollars américains. Le parc est entièrement opérationnel et fait l'objet d'un CAÉ à long terme jusqu'en 2028 avec une contrepartie ayant une note de première qualité. À la clôture de la transaction, TransAlta Renewables acquerra la participation financière dans le parc éolien auprès de la société en contrepartie d'un paiement équivalant au prix d'achat initial de l'acquisition. Nous consentirons un prêt de 102 millions de dollars américains à TransAlta Renewables afin de financer l'acquisition. TransAlta Renewables prévoit rembourser le prêt à même les flux de trésorerie disponibles provenant des activités opérationnelles au cours des 36 premiers mois et au moyen du refinancement d'une dette à long terme qui devrait être conclu en même temps que d'autres ententes de financement de TransAlta Renewables.

L'acquisition est assujettie aux approbations réglementaires et devrait être conclue d'ici la fin de décembre 2013.

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

## 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.

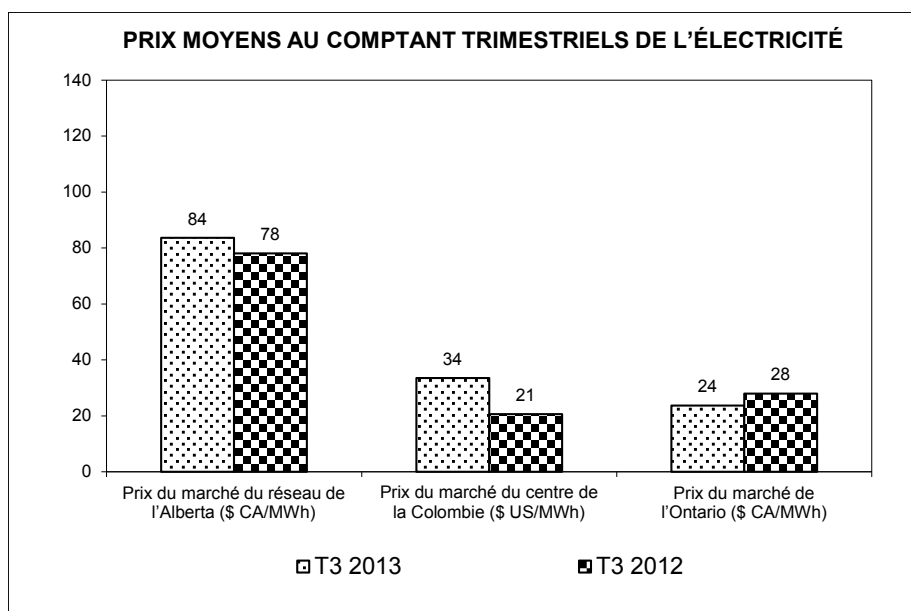
### Flux de trésorerie contractuels

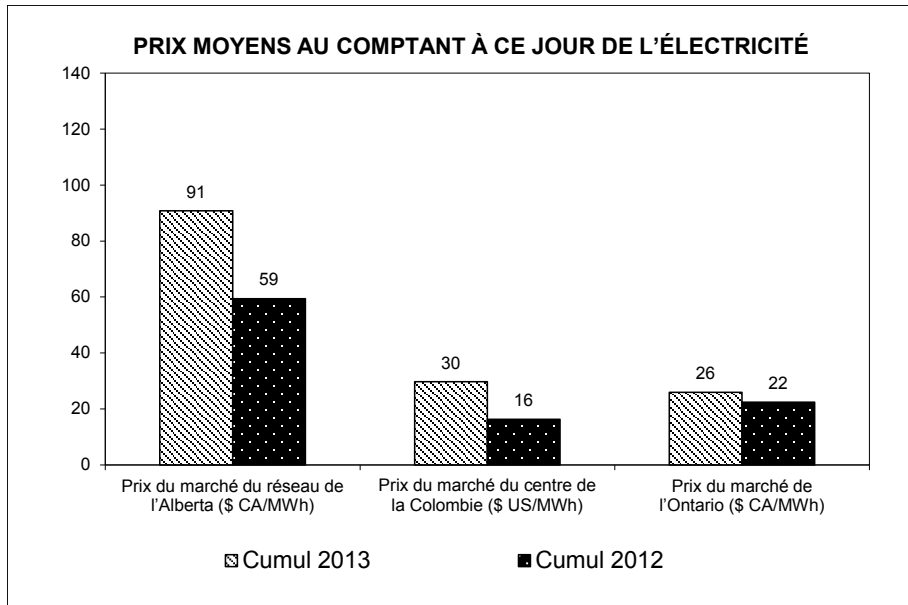
Pendant le troisième trimestre de 2013, environ 90 % de notre portefeuille consolidé en électricité était visé par des CAÉ et d'autres contrats à long terme. Nous avons également conclu des contrats sur instruments financiers et des contrats prévoyant la livraison à court terme pour les volumes restants, 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 neuf mois closes les 30 septembre 2013 et 2012 sur nos trois principaux marchés sont présentés dans le graphique suivant.





Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, les prix moyens au comptant en Alberta ont augmenté par rapport aux périodes correspondantes de 2012 en raison surtout d'un resserrement de l'offre et d'une hausse de la demande. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix moyens au comptant ont augmenté en raison d'une hausse des prix du gaz naturel et d'une baisse de la production d'énergie hydroélectrique.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013, les prix moyens au comptant en Ontario ont diminué 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 quatrième trimestre de 2012. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, les prix moyens au comptant en Ontario ont augmenté en regard de la période correspondante de 2012 en raison d'une hausse des prix du gaz naturel, qui a été partiellement contrebalancée par une augmentation de l'offre découlant de la remise en service de centrales nucléaires.

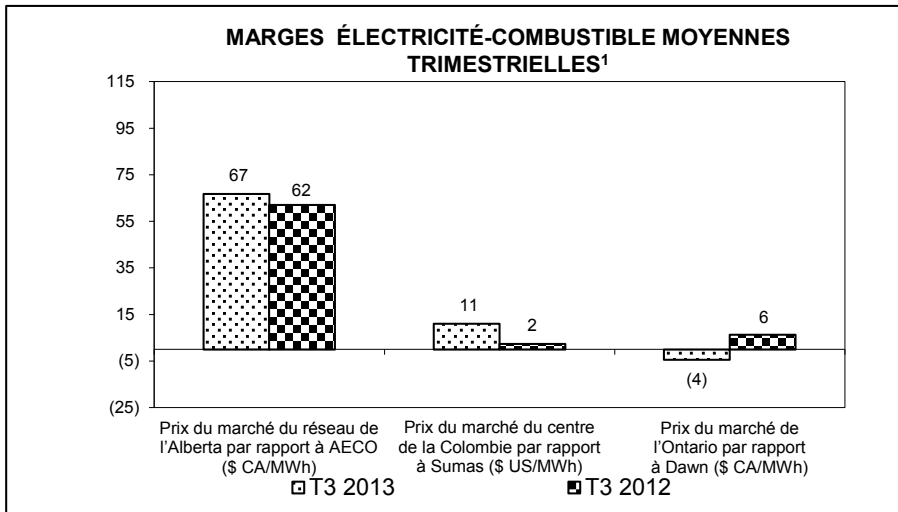
Pour le reste de 2013, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus faibles que ceux de 2012 compte tenu de la production accrue des centrales alimentées au charbon. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons que les prix seront beaucoup plus forts qu'en 2012; cependant, ils demeureront relativement faibles dans l'ensemble en raison des bas prix du gaz naturel et d'un ralentissement de la croissance de la charge.

#### **Marges électricité-combustible**

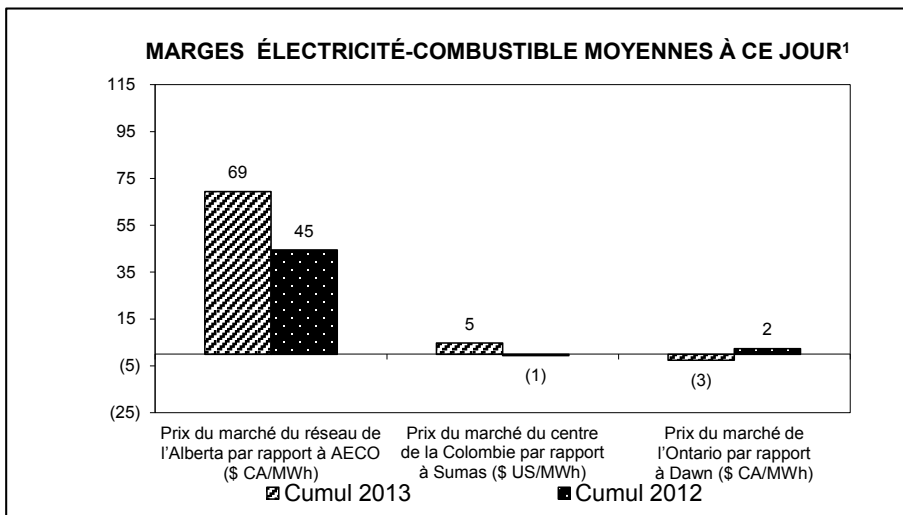
Voir la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport de gestion annuel de 2012 pour une analyse exhaustive des marges électricité-combustible et de leur incidence sur nos activités.

Les marges électricité-combustible moyennes pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2013 et 2012 sur nos trois principaux marchés sont présentées dans les graphiques suivants.





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



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

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, les marges électricité-combustible moyennes en Alberta ont augmenté par rapport aux périodes correspondantes de 2012 en raison de la hausse des prix de l'électricité 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 hausse des prix de l'électricité attribuable à une baisse de la production d'énergie hydroélectrique.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013, les marges électricité-combustible moyennes ont diminué en Ontario en regard de la période correspondante de 2012 en raison de la baisse des prix de l'électricité découlant d'une augmentation de l'offre par suite de la remise en service de centrales nucléaires au quatrième trimestre de 2012. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, les marges électricité-combustible moyennes en Ontario ont diminué en regard de la période correspondante en 2012, du fait que les prix du gaz naturel ont grimpé plus rapidement que les prix de l'électricité.

**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 cours du troisième trimestre, nous avons terminé la restauration de l'unité 1 de la centrale de Sundance. Au 30 septembre 2013, nos actifs de production représentaient une capacité brute<sup>1</sup> de 8 553 MW en activité (participation véritable nette de 8 211 MW) et de 280 MW en restauration pour ce qui est du projet d'envergure des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. L'information qui suit 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 :

	2013			2012		
	Total	Ajustements aux fins de comparaison <sup>2</sup>	Total aux fins de comparaison <sup>2</sup>	Par MWh installé	Total aux fins de comparaison <sup>2</sup>	Par MWh installé
<b>Trois mois clos les 30 septembre</b>						
Produits des activités ordinaires	601	11	612	32,40	598	32,98
Combustible et achats d'électricité	260	-	260	13,77	211	11,64
<b>Marge brute</b>	<b>341</b>	<b>11</b>	<b>352</b>	<b>18,63</b>	<b>387</b>	<b>21,34</b>
Activités opérationnelles, entretien et administration	103	(4)	99	5,24	88	4,85
Amortissement	118	-	118	6,25	117	6,45
Reprise de l'imputation pour dépréciation d'actifs	(18)	18	-	-	-	-
Réduction de valeur des stocks	5	-	5	0,26	-	-
Provision pour frais de restructuration	(1)	1	-	-	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	7	0,37	8	0,44
Répartition des coûts intersectoriels	4	-	4	0,21	3	0,17
<b>Produits opérationnels</b>	<b>123</b>	<b>(4)</b>	<b>119</b>	<b>6,30</b>	<b>171</b>	<b>9,43</b>
Capacité installée (GWh)	18 886		18 886		18 134	
Production (GWh)	10 606		10 606		9 562	
Disponibilité (%)	85,7		85,7		90,5	
Disponibilité ajustée (%) <sup>3</sup>	85,7		85,7		91,4	

<sup>1)</sup> Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes de l'industrie. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et opérationnelle.

<sup>2)</sup> 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.

<sup>3)</sup> Ajustée en fonction de l'acheminement économique à la centrale thermique 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
<b>Neuf mois clos les 30 septembre</b>						
Produits des activités ordinaires	1 652	60	1 712	31,24	1 632	30,27
Combustible et achats d'électricité	648	-	648	11,82	528	9,79
<b>Marge brute</b>	<b>1 004</b>	<b>60</b>	<b>1 064</b>	<b>19,42</b>	<b>1 104</b>	<b>20,48</b>
Activités opérationnelles, entretien et administration	308	(5)	303	5,53	292	5,42
Amortissement	365	-	365	6,66	375	6,95
Reprise de l'imputation pour dépréciation d'actifs	(18)	18	-	-	-	-
Réduction de valeur des stocks	21	-	21	0,38	9	0,17
Provision pour frais de restructuration	(2)	2	-	-	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	22	-	22	0,40	22	0,41
Répartition des coûts intersectoriels	11	-	11	0,20	10	0,19
<b>Produits opérationnels</b>	<b>297</b>	<b>45</b>	<b>342</b>	<b>6,25</b>	<b>396</b>	<b>7,34</b>
Capacité installée (GWh)	54 800		54 800		53 922	
Production (GWh)	28 310		28 310		26 327	
Disponibilité (%)	82,7		82,7		87,7	
Disponibilité ajustée (%) <sup>3</sup>	86,1		86,1		89,9	

Les interruptions à la centrale thermique de Centralia n'ont pas eu d'incidence négative sur nos marges brutes pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, car nous avons été en mesure de prolonger les interruptions planifiées afin de profiter des prix du marché plus faibles pour acheter de l'électricité et ainsi remplir nos contrats. La disponibilité de production, compte tenu de l'ajustement lié à l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia, s'est élevée à 86,1 % pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, la disponibilité de production, compte tenu de l'ajustement lié à l'acheminement économique, s'est établie à respectivement 91,4 % et 89,9 %.

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

Les volumes de production, les produits 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 combustibles se présentent comme suit.

Trois mois clos le 30 sept. 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	5 141	7 710	249	117	132	32,30	15,18	17,12
Gaz	691	786	29	6	23	36,90	7,63	29,27
Énergies renouvelables	842	2 953	67	4	63	22,69	1,35	21,34
Total – Ouest du Canada	6 674	11 449	345	127	218	30,13	11,09	19,04
Gaz	855	1 656	94	46	48	56,76	27,78	28,98
Énergies renouvelables	297	1 610	30	2	28	18,63	1,24	17,39
Total – Est du Canada	1 152	3 266	124	48	76	37,97	14,70	23,27
Charbon	2 421	2 961	110	72	38	37,15	24,32	12,83
Gaz	359	1 210	33	13	20	27,27	10,74	16,53
Total – International	2 780	4 171	143	85	58	34,28	20,38	13,90
	10 606	18 886	612	260	352	32,40	13,77	18,63

Trois mois clos le 30 sept. 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	4 985	7 110	270	107	163	37,97	15,05	22,92
Gaz	633	786	28	5	23	35,62	6,36	29,26
Énergies renouvelables	1 051	2 953	67	3	64	22,69	1,02	21,67
<b>Total – Ouest du Canada</b>	<b>6 669</b>	<b>10 849</b>	<b>365</b>	<b>115</b>	<b>250</b>	<b>33,64</b>	<b>10,60</b>	<b>23,04</b>
Gaz	1 036	1 656	86	41	45	51,93	24,76	27,17
Énergies renouvelables	260	1 458	25	1	24	17,15	0,69	16,46
<b>Total – Est du Canada</b>	<b>1 296</b>	<b>3 114</b>	<b>111</b>	<b>42</b>	<b>69</b>	<b>35,65</b>	<b>13,49</b>	<b>22,16</b>
Charbon	1 242	2 961	95	46	49	32,08	15,54	16,54
Gaz	355	1 210	27	8	19	22,31	6,61	15,70
<b>Total – International</b>	<b>1 597</b>	<b>4 171</b>	<b>122</b>	<b>54</b>	<b>68</b>	<b>29,25</b>	<b>12,95</b>	<b>16,30</b>
	<b>9 562</b>	<b>18 134</b>	<b>598</b>	<b>211</b>	<b>387</b>	<b>32,98</b>	<b>11,64</b>	<b>21,34</b>

Neuf mois clos le 30 sept. 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	14 925	21 639	664	309	355	30,69	14,28	16,41
Gaz	1 921	2 333	97	21	76	41,58	9,00	32,58
Énergies renouvelables	2 435	8 763	211	11	200	24,08	1,26	22,82
<b>Total – Ouest du Canada</b>	<b>19 281</b>	<b>32 735</b>	<b>972</b>	<b>341</b>	<b>631</b>	<b>29,69</b>	<b>10,42</b>	<b>19,27</b>
Gaz	2 650	4 913	295	143	152	60,04	29,11	30,93
Énergies renouvelables	1 119	4 775	113	5	108	23,66	1,05	22,61
<b>Total – Est du Canada</b>	<b>3 769</b>	<b>9 688</b>	<b>408</b>	<b>148</b>	<b>260</b>	<b>42,11</b>	<b>15,28</b>	<b>26,83</b>
Charbon	4 231	8 786	233	121	112	26,52	13,77	12,75
Gaz	1 029	3 591	99	38	61	27,57	10,58	16,99
<b>Total – International</b>	<b>5 260</b>	<b>12 377</b>	<b>332</b>	<b>159</b>	<b>173</b>	<b>26,82</b>	<b>12,85</b>	<b>13,97</b>
	<b>28 310</b>	<b>54 800</b>	<b>1 712</b>	<b>648</b>	<b>1 064</b>	<b>31,24</b>	<b>11,82</b>	<b>19,42</b>

Neuf mois clos le 30 sept. 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	14 980	21 086	695	273	422	32,96	12,95	20,01
Gaz	1 883	2 342	80	15	65	34,16	6,40	27,76
Énergies renouvelables	2 737	8 795	162	9	153	18,42	1,02	17,40
<b>Total – Ouest du Canada</b>	<b>19 600</b>	<b>32 223</b>	<b>937</b>	<b>297</b>	<b>640</b>	<b>29,08</b>	<b>9,22</b>	<b>19,86</b>
Gaz	2 997	4 932	271	121	150	54,95	24,53	30,42
Énergies renouvelables	1 055	4 344	102	5	97	23,48	1,15	22,33
<b>Total – Est du Canada</b>	<b>4 052</b>	<b>9 276</b>	<b>373</b>	<b>126</b>	<b>247</b>	<b>40,21</b>	<b>13,58</b>	<b>26,63</b>
Charbon	1 646	8 819	240	83	157	27,21	9,41	17,80
Gaz	1 029	3 604	82	22	60	22,75	6,10	16,65
<b>Total – International</b>	<b>2 675</b>	<b>12 423</b>	<b>322</b>	<b>105</b>	<b>217</b>	<b>25,92</b>	<b>8,45</b>	<b>17,47</b>
	<b>26 327</b>	<b>53 922</b>	<b>1 632</b>	<b>528</b>	<b>1 104</b>	<b>30,27</b>	<b>9,79</b>	<b>20,48</b>

## 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 neuf mois closes le 30 septembre 2013 sont présentés ci-dessous :

	<b>Trois mois clos le 30 sept. (GWh)</b>	<b>Neuf mois clos le 30 sept. (GWh)</b>
Production de 2012	6 669	19 600
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	(1 065)	(2 467)
Baisse des volumes d'hydroélectricité	(195)	(248)
Diminution des volumes d'énergie éolienne	(13)	(54)
Hausse des volumes attribuable à une baisse des réductions liées au marché	497	801
Diminution des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon en Alberta	337	799
Hausse de la demande de la clientèle des CAÉ	391	730
(Hausse) baisse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee et à l'unité 3 de la centrale de Keephills	(20)	60
Hausse de la production aux centrales alimentées au gaz naturel	58	38
Divers	15	22
<b>Production de 2013</b>	<b>6 674</b>	<b>19 281</b>

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 neuf mois closes le 30 septembre 2013 sont présentés ci-dessous :

	<b>Trois mois clos le 30 sept.</b>	<b>Neuf mois clos le 30 sept.</b>
Marge brute aux fins de comparaison de 2012	250	640
Prix, déduction faite des variations liées à l'évaluation à la valeur du marché qui ne se sont pas réalisées et des provisions	(28)	(35)
Prix du charbon défavorables	(14)	(29)
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	(11)	(16)
Hausse des volumes attribuable à une baisse des réductions liées au marché	24	38
Diminution des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon en Alberta	16	35
(Baisse) hausse des marges des centrales hydroélectriques	(12)	9
(Hausse) baisse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee et à l'unité 3 de la centrale de Keephills	(2)	2
Divers	(5)	(13)
<b>Marge brute aux fins de comparaison de 2013</b>	<b>218</b>	<b>631</b>

### 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 neuf mois closes le 30 septembre 2013 sont présentés ci-dessous :

	Trois mois clos le 30 sept. (GWh)	Neuf mois clos le 30 sept. (GWh)
Production de 2012	1 296	4 052
Réductions liées aux centrales alimentées au gaz naturel	(242)	(355)
Baisse des volumes d'énergie éolienne	(10)	(18)
Démarrage des activités commerciales du parc éolien de New Richmond	33	76
Baisse des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au gaz naturel	60	8
Hausse des volumes d'hydroélectricité	13	6
Divers	2	-
<b>Production de 2013</b>	<b>1 152</b>	<b>3 769</b>

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

	Trois mois clos le 30 sept.	Neuf mois clos le 30 sept.
Marge brute de 2012	69	247
Démarrage des activités commerciales du parc éolien de New Richmond	4	9
Baisse des volumes d'énergie éolienne	(1)	(1)
Coûts favorables des intrants au titre du gaz naturel faisant l'objet de contrats	1	-
Divers	3	5
<b>Marge brute de 2013</b>	<b>76</b>	<b>260</b>

### International

Nos actifs du secteur International comprennent des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel, et des centrales hydroélectriques à divers endroits 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 neuf mois closes le 30 septembre 2013 sont présentés ci-dessous :

	Trois mois clos le 30 sept. (GWh)	Neuf mois clos le 30 sept. (GWh)
Production de 2012	1 597	2 675
Baisse de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia	1 038	3 092
Baisse (hausse) des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia	145	(501)
Divers	-	(6)
<b>Production de 2013</b>	<b>2 780</b>	<b>5 260</b>

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 neuf mois closes le 30 septembre 2013 sont présentés ci-dessous :

	Trois mois clos le 30 sept.	Neuf mois clos le 30 sept.
Marge brute aux fins de comparaison de 2012	68	217
Baisse des prix des contrats, y compris les marges sur les achats d'électricité	(30)	(90)
Prix du charbon <sup>1</sup>	13	35
Hausse des coûts du combustible aux centrales alimentées au gaz naturel	(3)	(3)
Coûts recouverts grâce aux produits des activités ordinaires aux centrales alimentées au gaz naturel	2	2
Produits de refacturation sans transformation à Solomon, contrebalancés dans les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration	2	3
Divers	6	9
<b>Marge brute aux fins de comparaison de 2013</b>	<b>58</b>	<b>173</b>

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, nous avons comptabilisé une réduction de valeur avant impôts et taxes de respectivement 5 millions de dollars et 21 millions de dollars liée aux stocks de charbon à notre centrale de Centralia pour ramener la valeur des stocks à leur valeur nette de réalisation.

#### 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 les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 ont augmenté de respectivement 11 millions de dollars et 11 millions de dollars en regard des mêmes périodes de 2012, en raison surtout des frais d'entretien plus élevés au troisième trimestre et d'une baisse des recouvrements de charges.

#### 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 neuf mois closes le 30 septembre 2013 sont présentés ci-dessous :

	Trois mois clos le 30 sept.	Neuf mois clos le 30 sept.
Dotation aux amortissements de 2012	117	375
Incidence de la baisse des actifs imputable aux dépréciations d'actifs	-	(15)
Modification de la durée d'utilité économique <sup>2</sup>	-	(9)
Diminution des mises hors service d'actifs	(1)	(8)
Modification de la durée d'utilité des actifs hydroélectriques	(2)	(4)
Augmentation des actifs	2	19
Divers	2	7
<b>Dotation aux amortissements de 2013</b>	<b>118</b>	<b>365</b>

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

2) Par suite des modifications apportées à la réglementation fédérale canadienne exigeant 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.

## **Contrats de location-financement**

### **Solomon**

Le 28 septembre 2012, nous avons fait l'acquisition auprès de Fortescue Metals Group Ltd. («Fortescue») de sa centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de Solomon de 125 MW, située en Australie-Occidentale, 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 quatrième 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-dessous :

	<b>Trois mois clos les 30 sept.</b>		<b>Neuf mois clos les 30 sept.</b>	
	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Disponibilité (%)	<b>81,7</b>	92,1	<b>93,7</b>	88,1
Production (GWh)	<b>104</b>	113	<b>368</b>	332

La disponibilité pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013 a diminué par rapport à la période correspondante en 2012 en raison de l'accroissement des interruptions planifiées, qui a été compensé en partie par une diminution des interruptions non planifiées.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, la disponibilité a augmenté en regard de la même période de 2012 en raison d'une baisse des interruptions planifiées et non planifiées.

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013 a diminué par rapport à la période correspondante de 2012 en raison de l'accroissement des interruptions planifiées, qui a été compensé en partie par une diminution des interruptions non planifiées et une hausse de la demande de la clientèle.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, la production a augmenté en regard de la même période de 2012 en raison d'une baisse des interruptions planifiées et non planifiées et d'une hausse de demande de la clientèle.

### **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 neuf mois closes le 30 septembre 2013 a augmenté de respectivement 10 millions de dollars et 29 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 en titres de capitaux propres**

Nos placements dans des coentreprises sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence et comprennent nos placements dans CE Gen, Wailuku 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 endroits 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 :

	<b>Trois mois clos les 30 sept.</b>		<b>Neuf mois clos les 30 sept.</b>	
	<b>2013</b>	2012	<b>2013</b>	2012
Disponibilité (%)	<b>91,5</b>	96,8	<b>90,1</b>	94,3
Production (GWh)				
Gaz	<b>93</b>	155	<b>301</b>	290
Énergies renouvelables	<b>285</b>	325	<b>863</b>	921
<b>Total de la production</b>	<b>378</b>	480	<b>1 164</b>	1 211

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 a diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2012 en raison d'une augmentation des interruptions non planifiées.

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

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013, la production a diminué en regard de la période correspondante de 2012, par suite d'une hausse des interruptions non planifiées et d'une baisse de la demande de la clientèle.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, la production a diminué en regard de la période correspondante de 2012, par suite d'une hausse des interruptions planifiées et non planifiées, contrebalancée en partie par une augmentation de la demande des clients.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013, la quote-part du résultat de coentreprises s'est établie à 2 millions de dollars en regard de néant 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 neuf mois close le 30 septembre 2013, la quote-part de la perte de coentreprises est comparable à celle de la période correspondante de 2012.

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

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

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

**OPÉRATIONS SUR LES PRODUITS ÉNERGÉTIQUES :** *Ce secteur tire ses produits du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et instruments dérivés liés à l'énergie. L'atteinte de marges brutes, tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque, 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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012	2013	2012
Produits des activités ordinaires	22	(16)	53	(10)
Combustible et achats d'électricité	-	-	-	-
<b>Marge brute</b>	<b>22</b>	<b>(16)</b>	<b>53</b>	<b>(10)</b>
Activités opérationnelles, entretien et administration	9	7	23	21
Répartition des coûts intersectoriels	(4)	(3)	(11)	(10)
<b>Produits (pertes) opérationnels</b>	<b>17</b>	<b>(20)</b>	<b>41</b>	<b>(21)</b>

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 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.

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 sont comparables à ceux des périodes correspondantes 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 sept.			2012	2013	Neuf mois clos les 30 sept.		
	2013	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison			2013	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Activités opérationnelles, entretien et administration	16	-	16	21	45	-	45	63
Amortissement	6	-	6	5	17	-	17	15
Provision pour frais de restructuration	-	-	-	-	(1)	1	-	-
<b>Perte opérationnelle</b>	<b>22</b>	<b>-</b>	<b>22</b>	<b>26</b>	<b>61</b>	<b>1</b>	<b>62</b>	<b>78</b>

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 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'attention continue portée à la gestion des coûts.

### CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012	2013	2012
Intérêts sur la dette	61	54	179	168
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	-	(1)	(2)	(2)
Inefficacité des couvertures	-	-	-	2
Charge d'intérêt	61	53	177	168
Désactualisation des provisions	4	5	13	14
<b>Charge d'intérêt nette</b>	<b>65</b>	<b>58</b>	<b>190</b>	<b>182</b>

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

	Trois mois clos le 30 sept.	Neuf mois clos le 30 sept.
Charge d'intérêt nette de 2012	58	182
Augmentation de la dette	2	5
Incidence des taux de change défavorables	2	3
Hausse des coûts de financement	1	2
Hausse des taux d'intérêt	2	1
Baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif	1	-
Baisse de l'inefficacité des couvertures	-	(2)
Diminution de la charge de désactualisation	(1)	(1)
<b>Charge d'intérêt nette de 2013</b>	<b>65</b>	<b>190</b>

## 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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012	2013	2012
Résultat avant impôts sur le résultat	45	85	80	(517)
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	3	(7)	(16)	(25)
Quote-part (du résultat) / de la perte de coentreprises	(2)	-	5	5
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	11	60	60	58
Imputation pour dépréciation d'actifs (reprise)	(18)	(41)	(18)	324
Réduction de valeur des stocks (reprise)	-	(28)	-	5
Provision pour frais de restructuration	(1)	-	(3)	-
Profit à la vente d'actifs	-	-	(10)	(3)
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	15	7	15	254
Profit à la vente de biens donnés en garantie	-	(15)	-	(15)
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	29	-
Autres éléments non comparables	4	2	5	3
<b>Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, compte non tenu des éléments non comparables, assujettis à l'impôt</b>	<b>57</b>	<b>63</b>	<b>147</b>	<b>89</b>
Charge d'impôts sur le résultat	48	14	41	91
Recouvrement d'impôts sur le résultat au titre des incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	4	21	21	20
Charge d'impôts sur le résultat liée à l'imputation pour dépréciation d'actifs (la reprise)	(5)	(10)	(5)	(5)
Recouvrement (charge) d'impôts sur le résultat lié à la réduction de valeur des stocks (la reprise)	-	(10)	-	2
Charge d'impôts sur le résultat liée à la provision pour frais de restructuration	(1)	-	(1)	-
Charge d'impôts sur le résultat liée au profit à la vente d'actifs	-	-	(1)	(1)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	4	2	4	65
Charge d'impôts sur le résultat liée au profit à la vente de biens donnés en garantie	-	(4)	-	(4)
Charge d'impôts sur le résultat liée à la sortie du bilan d'actifs d'impôt différé	(40)	-	(40)	(169)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'ajustement du taux d'impôt différé	-	-	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)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	7	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à d'autres éléments non comparables	1	1	1	1
<b>Charge d'impôts sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables</b>	<b>11</b>	<b>14</b>	<b>34</b>	<b>1</b>
<b>Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, compte non tenu des éléments non comparables (%)</b>	<b>19</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>1</b>

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

La charge d'impôts sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 la période précédente.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, compte non tenu des éléments non comparables, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013 a diminué en regard de la période correspondante de 2012, en raison d'une variation 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.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, compte non tenu des éléments non comparables, a augmenté en regard de la même période 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 les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 a diminué respectivement de 10 millions de dollars et 9 millions de dollars en regard des périodes correspondantes de 2012, en raison surtout de la baisse du résultat de TA Cogen.

## SITUATION FINANCIÈRE

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

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	28	Calendrier des encaissements et des paiements
Créances clients	(140)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients
Charges payées d'avance	17	Paiement anticipé des primes d'assurance annuelles, des redevances et des ententes de service
Stocks	10	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	11	Acquisitions de placements en titres de capitaux propres
Immobilisations corporelles, montant net	94	Acquisitions en partie contrebalancées par l'amortissement
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	33	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes et des règlements
Créditeurs et charges à payer	(42)	Calendrier des paiements et baisse des charges à payer au titre du capital
Dette à long terme (y compris la partie courante)	(100)	Utilisation du produit net reçu à la vente de la participation ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables aux fins du règlement des emprunts sur notre facilité de crédit
Obligation au titre du contrat de location-financement (y compris la partie courante)	26	Contrat de location-financement pour du matériel minier utilisé à la mine de Highvale
Crédits différés et autres passifs à long terme	(21)	Baisse des prestations définies à payer
Passifs d'impôt différé	(15)	Recouvrement d'impôt différé, montant net
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	96	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes et des règlements
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(68)	Dividendes sur actions compensés en partie par l'émission d'actions ordinaires et le résultat net pour la période
Participations ne donnant pas le contrôle	184	Vente de la participation ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables, contrebalancée en partie par la partie du résultat net des participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite des distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle

## INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la note 16 des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2012 et à la note 15 des états financiers consolidés résumés intermédiaires au 30 septembre 2013 et pour les périodes de trois mois et de neuf 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 16 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 prix du marché 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 septembre 2013, la valeur comptable du passif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 41 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 neuf mois closes le 30 septembre 2013 (profit avant impôts et taxes de respectivement néant et 75 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012).

Au 30 septembre 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 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.

## TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

<b>Trois mois clos les 30 sept.</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>Principaux facteurs expliquant le changement</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	<b>67</b>	61	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités opérationnelles	<b>253</b>	14	Variations favorables du fonds de roulement de 296 millions de dollars, annulées en partie par une baisse du résultat en trésorerie de 57 millions de dollars
Activités d'investissement	<b>(150)</b>	(483)	Diminution des acquisitions de contrats de location-financement de 312 millions de dollars, augmentation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement lié aux activités d'investissement de 20 millions de dollars, diminution des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 14 millions de dollars, augmentation du produit à la cession d'immobilisations corporelles de 10 millions de dollars, contrebalancées en partie par une baisse du nombre de résolutions de certaines questions fiscales de 9 millions de dollars, l'incidence négative nette de 8 millions de dollars liée à des changements au titre des garanties reçues de contreparties ou payées à celles-ci, et recul des profits réalisés sur des instruments financiers de 5 millions de dollars
Activités de financement	<b>(115)</b>	478	Diminution des emprunts en vertu de facilités de crédit de 600 millions de dollars, découlant en partie de l'utilisation du produit net reçu de la vente de la participation ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables aux fins du règlement des emprunts sur notre facilité de crédit, baisse du produit de l'émission d'actions ordinaires de 292 millions de dollars, diminution du produit de l'émission d'actions privilégiées de 217 millions de dollars, et baisse des profits réalisés sur des instruments financiers de 10 millions de dollars, contrebalancées en partie par une diminution des paiements sur la dette à long terme de 304 millions de dollars, une augmentation du produit de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale de 207 millions de dollars et une diminution des dividendes en espèces sur actions ordinaires de 17 millions de dollars
Conversion des liquidités en monnaies étrangères	-	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	<b>55</b>	71	



<b>Neuf mois clos les 30 sept.</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>Principaux facteurs expliquant le changement</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	27	49	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités opérationnelles	601	275	Variations favorables du fonds de roulement de 358 millions de dollars, déduction faite d'une incidence de 204 millions de dollars associée à l'arbitrage aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance en 2012, annulées en partie par une baisse du résultat en trésorerie de 32 millions de dollars
Activités d'investissement	(460)	(822)	Diminution des acquisitions de contrats de location-financement de 312 millions de dollars, baisse des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 49 millions de dollars, augmentation des profits réalisés sur les instruments financiers de 17 millions de dollars, et hausse du produit à la vente d'immobilisations corporelles de 11 millions de dollars, en partie contrebalancées par une incidence négative nette de 14 millions de dollars liée à des variations des garanties reçues de contreparties ou versées à celles-ci, une augmentation des placements en capitaux propres de 10 millions de dollars et une baisse du nombre de résolutions de certaines questions fiscales de 9 millions de dollars
Activités de financement	(113)	568	Diminution des emprunts en vertu de facilités de crédit de 684 millions de dollars découlant en partie de l'utilisation du produit net reçu de la vente de la participation ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables aux fins du remboursement des emprunts sur notre facilité de crédit, baisse du produit de l'émission d'actions ordinaires de 293 millions de dollars, diminution du produit de l'émission d'actions privilégiées de 217 millions de dollars, et baisse des profits réalisés sur des instruments financiers de 10 millions de dollars, contrebalancées en partie par une diminution des paiements sur la dette à long terme de 304 millions de dollars, une augmentation du produit de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale de 207 millions de dollars et une diminution des dividendes en espèces sur actions ordinaires de 22 millions de dollars en raison des dividendes réinvestis dans le cadre du régime de réinvestissement de dividendes
Conversion des liquidités en monnaies étrangères	-	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	55	71	

## 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 4,1 milliards de dollars au 30 septembre 2013 comparativement à 4,2 milliards de dollars au 31 décembre 2012. La dette à long terme a diminué depuis le 31 décembre 2012 surtout en raison de l'utilisation du produit net reçu de la vente de la participation ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables pour payer les emprunts sur notre facilité de crédit.

### ***Facilités de crédit***

Au 30 septembre 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 1,0 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 septembre 2013, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,1 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2012), ce qui correspondait à des retraits réels de 0,8 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 1,0 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons de 52 millions de dollars de liquidités disponibles.

### ***Capital social***

Le 30 octobre 2013, nous avons 268,2 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 septembre 2013, nous avons 266,3 millions d'actions ordinaires (254,7 millions au 31 décembre 2012) émises et en circulation. Au 30 septembre 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<sup>MC</sup>. 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 allons suspendre la composante Dividende Bonifié<sup>MC</sup> du régime après le versement du dividende trimestriel le 1<sup>er</sup> juillet 2013. Notre régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires, des composantes distinctes du régime, demeure en vigueur aux conditions actuelles.

Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2013, 4,2 millions d'actions ordinaires avaient été émises pour 55 millions de dollars, ce qui comprenait essentiellement les dividendes réinvestis en vertu du régime. Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2012, 24,1 millions d'actions ordinaires avaient été émises pour 343 millions de dollars, ce qui comprenait essentiellement les actions ordinaires émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne et les dividendes réinvestis en vertu du régime. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, 11,6 millions d'actions ordinaires avaient été émises pour 161 millions de dollars, ce qui comprenait essentiellement les dividendes réinvestis en vertu du régime. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, 27,5 millions d'actions ordinaires avaient été émises pour 407 millions de dollars, ce qui comprenait essentiellement les actions ordinaires émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne et 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 septembre 2013, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 348 millions de dollars (336 millions de dollars au 31 décembre 2012) et fourni des garanties au comptant de 19 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 de la situation financière consolidés résumés 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 («SO<sub>2</sub>») 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 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 SO<sub>2</sub> et de particules. Nous sommes en pourparlers avec le gouvernement provincial afin d'assurer la coordination entre les règlements visant la réduction des GES et des polluants atmosphériques et l'atteinte des objectifs en matière de réduction des émissions de la manière la plus efficace, tout en tenant compte de la fiabilité de la production et de ses coûts en Alberta.

Aux États-Unis, le 25 juin 2013, le président Obama a annoncé son projet d'action sur le climat (Climate Action Plan), lequel propose des plans en vue de l'élaboration de normes en matière d'émissions de GES qui devront être fixées par l'Agence américaine de protection de l'environnement («EPA») pour les centrales électriques nouvelles et existantes. Par la suite, soit le 20 septembre 2013, l'EPA a publié un projet de règlement pour les nouvelles centrales alimentées au charbon lequel, s'il est

adopté, exigera des nouvelles centrales au charbon qu'elles ne dépassent pas le seuil de 1 100 livres par MWh de dioxyde de carbone (ce qui est beaucoup moins que le niveau d'émissions moyen actuel de ces centrales) afin que leur exploitation soit approuvée. Ce règlement devrait être finalisé vers le milieu de 2014. Ce projet de règlement n'a pas d'incidence à l'heure actuelle sur nos activités. Les normes qui s'appliquent aux centrales existantes devraient être mises au point en juin 2015. Les plans de mise en œuvre par l'État devraient être achevés un an plus tard. Il restera certains points à régler comme les critères que devront respecter les centrales alimentées au charbon (et même peut-être au gaz naturel) existantes en attendant que l'EPA présente une ébauche de règlement. De plus, comme la Cour Suprême des États-Unis a accepté d'examiner une contestation au droit de l'EPA de réglementer les émissions de GES provenant de sources fixes comme les centrales, l'avenir de ce règlement est incertain.

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

Nous continuons d'améliorer nos procédés d'exploitation et d'investir dans nos centrales existantes afin de réduire l'incidence environnementale liée à la production d'électricité. Nous avons installé du matériel de contrôle du mercure aux centrales thermiques de l'Alberta en 2010 afin d'atteindre les objectifs de la province en matière de réduction du mercure de 70 % et, de manière volontaire, à notre centrale alimentée au charbon de Centralia en 2012. L'unité 3 de notre centrale de Keephills est entrée en service en septembre 2011. Cette unité fait appel à une technologie de combustion supercritique pour maximiser l'efficacité thermique, ainsi qu'à une technologie de combustion à faibles rejets de NOx et de captage de SO<sub>2</sub>, qui s'apparente à la technologie actuellement utilisée à l'unité 3 de la centrale de Genesee. Les projets d'accroissement de la capacité nominale achevés à nos centrales de Keephills et de Sundance ont amélioré l'efficacité énergétique et réduit les émissions de ces unités.

## **PERSPECTIVES POUR 2013**

### ***Contexte d'affaires***

#### **Prix de l'électricité**

Pour le reste de 2013, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus faibles que ceux de 2012 compte tenu de la production accrue des centrales alimentées au charbon. 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 beaucoup plus forts qu'en 2012; cependant, ils demeureront relativement faibles dans l'ensemble 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 Obama fournit des indications quant à la manière dont la réglementation sur les GES pour les centrales existantes alimentées aux combustibles fossiles pourrait être adoptée, mais nous prévoyons que sa mise en œuvre prendra plusieurs années. L'entente que nous avons conclue avec l'État de Washington en avril 2011 clarifie la réglementation au niveau de l'État relativement à un régime de réduction des émissions pour la centrale alimentée au charbon de Centralia jusqu'en 2025. Nous prévoyons que cette entente pourrait limiter la prise de mesures distinctes par l'EPA. En outre, de nouveaux règlements fédéraux sur les polluants atmosphériques pour le secteur de l'électricité sont prévus, mais ne devraient pas toucher directement nos centrales alimentées au charbon de l'État de Washington.

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 met au point 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. Cependant, le nouveau gouvernement australien élu le 7 septembre 2013 a indiqué son intention d'abroger la taxe en juillet 2014 au plus tard. Rien n'indique pour le moment que le gouvernement envisage de modifier la réglementation sur les changements climatiques. 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 troisième 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**

### **Capacité, production et disponibilité**

La capacité de production devrait augmenter pendant le reste de 2013 en raison de la remise en service de l'unité 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 attribuables à l'acheminement économique, devrait être de 87 % à 89 % en 2013 en raison de l'incidence de l'interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills.

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, selon les modalités du CAÉ, 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 est estimé à environ 215 millions de dollars. L'unité de 1 de la centrale de Sundance a été remise en service le 2 septembre 2013, et l'unité 2, le 4 octobre 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 ont été effectués en même temps que les réparations des chaudières afin d'éviter une autre interruption. Nous avons émis des avis aux acheteurs concernant la fin de la période d'interruption pour cause de force majeure pour les deux unités.

### **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 troisième 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**

Les coûts du charbon pour 2013, selon la méthode du coût standard par tonne, devraient être de 11 % à 13 % plus élevés qu'en 2012. 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.

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**

Pour 2013, les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration devraient être 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, les frais de recouvrement liés aux inondations et le démarrage des activités à 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 avons pour objectif 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. Compte tenu du solide rendement que nous affichons jusqu'ici pour l'exercice, nous visons maintenant une marge brute de l'ordre de 45 millions de dollars à 65 millions de dollars.

#### **Exposition aux fluctuations des taux de change**

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

#### **Charge d'intérêt nette**

La charge d'intérêt nette de 2013 devrait augmenter par rapport à 2012 en raison 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 avoir une incidence sur le montant de la charge d'intérêt nette engagée.

#### **Situation de trésorerie et sources de financement**

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

## Estimations comptables

Un certain nombre de nos estimations comptables, y compris celles présentées 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 <sup>1</sup>	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour <sup>1</sup>		
<b>Croissance</b>						
New Richmond	212	218	15 - 25	30	Démarrage des activités commerciales au T1 2013	Parc éolien de 68 MW au Québec
<b>Projets d'envergure</b>						
Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	215	202	155 - 170	158	Achèvement de l'unité 1 de la centrale de Sundance au T3 2013 et achèvement de l'unité 2 de la centrale de Sundance au T4 2013	Capacité de production combinée de 560 MW des unités 1 et 2 de notre centrale de Sundance
<b>Total de la croissance et des projets d'envergure</b>	<b>427</b>	<b>420</b>	<b>170 - 195</b>	<b>188</b>		

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



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*

Au cours du trimestre, nous avons repris une provision par suite d'une réduction de nos coûts de transport prévus. Par conséquent, pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, nous avons enregistré un recouvrement net de respectivement 4 millions de dollars et néant sur les 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.

#### **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 :

<b>Catégorie</b>	<b>Description</b>	<b>Coût prévu</b>	<b>Dépenses à ce jour<sup>1</sup></b>
Dépenses d'investissement courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	90 - 100	78
Matériel minier et achats de terrains <sup>2</sup>	Dépenses liées au matériel minier et aux achats de terrains	40 - 50	38
Contrats de location-financement	Paielements liés à du matériel minier en vertu de contrats de location-financement	0 - 10	7
Entretien planifié d'envergure	Travaux périodiques d'entretien planifié d'envergure	165 - 185	122
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>		<b>295 - 345</b>	<b>245</b>
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité	30 - 50	26
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>		<b>325 - 395</b>	<b>271</b>

Au cours de la période de neuf mois, nous avons acquis du matériel minier d'une valeur totalisant 33 millions de dollars en vertu de contrats de location-financement et nous avons effectué des remboursements de capital d'un montant de 7 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 comme suit :

1) Représentent les montants engagés au 30 septembre 2013.

2) Un montant additionnel de 12 millions de dollars se rapportant au matériel minier utilisé n'est pas exigible avant 2014.

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Dépenses prévues en 2013	Dépenses à ce jour <sup>1</sup>
Incorporées dans le coût de l'actif	90 - 105	75 - 80	165 - 185	122
Passées en charges	-	0 - 5	0 - 5	-
	90 - 105	75 - 85	165 - 190	122

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total prévu	Perdus à ce jour
GWh perdus	1 660 - 1 670	420 - 430	2 080 - 2 100	1 485

## 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.

## MODIFICATIONS COMPTABLES

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

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

#### **IFRS 10, États financiers consolidés**

L'IFRS 10 remplace les sections de l'International Accounting Standard («IAS») 27, *États financiers 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<sup>er</sup> janvier 2013, nous détenions le contrôle de toutes nos entités consolidées auparavant. Par suite de l'adoption de l'IFRS 10, aucun changement n'est survenu dans les entités contrôlées et consolidées.

#### **IFRS 11, Partenariats**

L'IFRS 11 remplace l'IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, et la SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs*. L'IFRS 11 présente une approche fondée sur les principes aux fins de la comptabilisation des partenariats selon laquelle l'entité doit comptabiliser ses droits et obligations contractuels découlant de sa participation à des partenariats. Un partenariat est une entreprise sur laquelle deux parties ou plus exercent un contrôle conjoint. En vertu de l'IFRS 11, les partenariats sont classés soit comme une entreprise commune, soit comme une coentreprise, tandis que, selon l'IAS 31, ils étaient classés comme un actif contrôlé conjointement, une activité contrôlée conjointement ou une entité contrôlée conjointement.

Selon l'IFRS 11, il faut utiliser la méthode de la mise en équivalence pour la comptabilisation des participations dans les coentreprises, alors que l'IAS 31 permettait de choisir entre la méthode de la mise en équivalence et la méthode de la consolidation proportionnelle pour la comptabilisation des entités contrôlées conjointement. Dans le cas des entreprises communes, selon l'IFRS 11, chaque partie comptabilise la quote-part de ses actifs, passifs, produits et charges du partenariat, ce qui entraîne généralement l'utilisation de la méthode de la consolidation proportionnelle.

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

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

L'IFRS 12 vise à accroître les informations à fournir à l'égard des intérêts que détient une entité dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et des entités structurées consolidées et non consolidées (entités ad hoc). L'IFRS 12 vise à ce que l'entité fournisse des informations qui aideront les utilisateurs des états financiers à évaluer la nature de 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 11, 14 et 22 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<sup>er</sup> 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 15 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 en résultat net. Les états du résultat global consolidés ont été remaniés afin de répondre aux exigences en matière de regroupement.

#### **IAS 19, Avantages du personnel**

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

Nous calculons le coût financier net de nos régimes à prestations définies en appliquant le taux d'actualisation au début de la période au passif net des régimes à prestations définies au début de la période. Le rendement attendu des actifs des régimes n'est

plus calculé et n'est plus comptabilisé dans la charge au titre des régimes de retraite. L'élimination de la méthode du corridor n'a pas eu d'incidence étant donné que, depuis l'adoption des IFRS, nous avons comptabilisé les écarts actuariels dans les autres éléments du résultat global dans la période au cours de laquelle ils sont survenus.

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

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration ont augmenté de respectivement 1 million de dollars et 4 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 3 millions de dollars, et le résultat par action de base et dilué attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a baissé de respectivement néant 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<sup>er</sup> janvier 2011, soit la première période de présentation qui sera présentée dans nos états financiers annuels de l'exercice qui prendra fin le 31 décembre 2013, ce qui entraînera des ajustements au titre des résultats de 2012. L'incidence de cette application sur les états de la situation financière consolidés résumés au 31 décembre 2012 a été la comptabilisation de frais de 9 millions de dollars au titre d'un actif lié aux activités de découverte et l'augmentation de 2 millions de dollars des stocks de charbon, qui ont été classés à titre de stocks, ainsi que l'accroissement de 3 millions de dollars des passifs d'impôt différé et la diminution de 8 millions de dollars du déficit non distribué. L'incidence de cette application sur les états de la situation financière consolidés résumés au 1<sup>er</sup> janvier 2012 a été la comptabilisation de frais de 9 millions de dollars au titre d'un actif lié aux activités de découverte et la diminution de 2 millions de dollars des stocks de charbon, qui ont été classés à titre de stocks, ainsi que l'accroissement de 2 millions de dollars des passifs d'impôt différé et l'augmentation de 5 millions de dollars des résultats non distribués.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, la modification de la méthode comptable a eu comme incidence une réduction de 1 million de dollars au titre du combustible et des achats d'électricité.

## **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 16 de nos états financiers consolidés 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<sup>er</sup> janvier 2013. Les modifications, qui sont généralement de nature technique et de portée étroite, n'ont eu aucune incidence importante sur la situation financière consolidée ou les résultats 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 ailleurs dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés «Marge brute» et «Produits opérationnels (pertes opérationnelles)» à nos comptes du résultat consolidés résumés pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2013 et 2012. La présentation de ces éléments 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 ou pertes ont déjà été comptabilisés dans les résultats au cours de la période considérée et des périodes antérieures, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas. Dans le calcul des mesures du résultat aux fins de comparaison, nous avons également exclu la

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

Les autres ajustements apportés au résultat, comme ceux inclus pour calculer le résultat aux fins de comparaison, ont également été exclus étant donné que la direction croit que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités commerciales. Pour calculer le résultat par action aux fins de comparaison, on utilise le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

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-dessous :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012	2013	2012
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(9)	56	(5)	(654)
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui sont inefficaces, déduction faite des impôts et taxes	7	39	39	38
Imputation pour dépréciation d'actifs (reprise), déduction faite des impôts et taxes	(13)	(31)	(13)	329
Réduction de valeur des stocks (reprise), déduction faite des impôts et taxes	-	(18)	-	3
Provision pour frais de restructuration, déduction faite des impôts et taxes	-	-	(2)	-
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, déduction faite des impôts et taxes	11	5	11	189
Charge d'impôts sur le résultat liée à la sortie du bilan d'actifs d'impôt différé	40	-	40	169
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'ajustement du taux d'impôt différé	-	-	(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
Profit à la vente d'actifs, déduction faite des impôts et taxes	-	-	(9)	(2)
Sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer, déduction faite des impôts et taxes	-	1	-	2
Profit à la vente de biens donnés en garantie, déduction faite des impôts et taxes	-	(11)	-	(11)
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	3	-	4	-
<b>Résultat net aux fins de comparaison</b>	<b>39</b>	<b>41</b>	<b>80</b>	<b>62</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	266	234	262	229
<b>Résultat net par action aux fins de comparaison</b>	<b>0,15</b>	<b>0,18</b>	<b>0,31</b>	<b>0,27</b>

### **Marge brute aux fins de comparaison**

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012	2013	2012
Marge brute	363	331	1 057	1 056
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui sont inefficaces	11	60	60	58
Incidences sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance <sup>1</sup>	-	-	-	(20)
Réduction de valeur des stocks	-	(20)	-	(20)
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>374</b>	<b>371</b>	<b>1 117</b>	<b>1 074</b>

### **Produits opérationnels aux fins de comparaison**

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012	2013	2012
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	118	132	277	(93)
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui sont inefficaces	11	60	60	58
Imputation pour dépréciation d'actifs (reprise)	(18)	(41)	(18)	324
Réduction de valeur des stocks (reprise)	-	(28)	-	5
Provision pour frais de restructuration	(1)	-	(3)	-
Produits des contrats de location-financement	11	1	34	5
Frais d'entretien liés aux inondations	4	-	5	-
Sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer	-	2	-	3
<b>Produits opérationnels aux fins de comparaison</b>	<b>125</b>	<b>126</b>	<b>355</b>	<b>302</b>

### **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.

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.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du BAIIA et des produits opérationnels aux fins de comparaison :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012	2013	2012
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	118	132	277	(93)
Imputation pour dépréciation d'actifs (reprise)	(18)	(41)	(18)	324
Réduction de valeur des stocks (reprise)	-	(28)	-	5
Provision pour frais de restructuration	(1)	-	(3)	-
Produits des contrats de location-financement	11	1	34	5
Amortissement selon les tableaux de flux de trésorerie consolidés <sup>1</sup>	141	129	425	419
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui sont inefficaces	11	60	60	58
Incidences sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	-	(20)
Frais d'entretien liés aux inondations	4	-	5	-
Sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer	-	2	-	3
<b>Produits opérationnels aux fins de comparaison</b>	<b>266</b>	<b>255</b>	<b>780</b>	<b>701</b>

#### **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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012	2013	2012
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	253	14	601	275
Incidence sur le fonds de roulement liée à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	-	204
Règlement des frais de restructuration	1	-	5	-
Calendrier des paiements liés à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	(7)	-	-	-
Frais d'entretien liés aux inondations	4	-	5	-
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	(77)	219	(61)	93
Fonds provenant des activités opérationnelles	174	233	550	572
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	266	234	262	229
<b>Fonds provenant des activités opérationnelles par action</b>	<b>0,65</b>	<b>1,00</b>	<b>2,10</b>	<b>2,50</b>

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.



### **Flux de trésorerie disponibles**

Les flux de trésorerie disponibles 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 septembre 2013 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles d'après les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés, moins un montant de 50 millions de dollars que nous avons investi dans des projets et dans la croissance. Pour la période correspondante de 2012, nous avons investi 62 millions de dollars dans des projets et dans la croissance. Pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2013 et 2012, nous avons investi respectivement 187 millions de dollars et 144 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-dessous :

	<b>Trois mois clos les 30 sept.</b>		<b>Neuf mois clos les 30 sept.</b>	
	<b>2013</b>	2012	<b>2013</b>	2012
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	<b>253</b>	14	<b>601</b>	275
Ajouter (déduire) :				
Incidence sur le fonds de roulement liée à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	-	204
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	<b>(77)</b>	219	<b>(61)</b>	93
Dépenses d'investissement de maintien et dépenses d'investissement liées à la productivité	<b>(109)</b>	(120)	<b>(271)</b>	(368)
Dividendes versés sur actions ordinaires <sup>1</sup>	<b>(1)</b>	(18)	<b>(64)</b>	(86)
Dividendes versés sur actions privilégiées	<b>(9)</b>	(7)	<b>(28)</b>	(21)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	<b>(8)</b>	(9)	<b>(43)</b>	(42)
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>49</b>	79	<b>134</b>	55

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 activités de la période.

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

## PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T4 2012	T1 2013	T2 2013	T3 2013
Produits des activités ordinaires	646	540	542	<b>623</b>
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	39	(11)	15	<b>(9)</b>
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,15	(0,04)	0,06	<b>0,03</b>
Résultat par action aux fins de comparaison	0,22	0,12	0,03	<b>0,15</b>

	T4 2011	T1 2012	T2 2012	T3 2012
Produits des activités ordinaires	688	644	398	522
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	24	88	(798)	56
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,11	0,39	(3,52)	0,24
Résultat par action aux fins de comparaison	0,13	0,20	(0,10)	0,18

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

## CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

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

Pour la période couverte par ce rapport, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 30 septembre 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 ou de l'information (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs») au sens des dispositions «d'exonération» des lois sur les valeurs mobilières applicables. Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos croyances ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «projeter», «avoir l'intention de», «planifier», «prévoir», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement futur et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que nos résultats réels diffèrent de manière importante des résultats envisagés.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs ayant trait à nos activités et au rendement financier attendu, dont, par exemple : la clôture de l'acquisition du parc éolien au Wyoming, le calendrier, l'achèvement et la mise en service de projets en cours, y compris 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; la croissance de la charge, la capacité accrue et les coûts du gaz naturel sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité du secteur Production, de la capacité et de la production; 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 et aux autres devises aux emplacements où nous exerçons nos activités; 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 au rendement des actifs de TransAlta Renewables.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : les fluctuations des cours et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires pour produire de l'électricité; notre capacité de conclure des contrats visant la vente de notre production à des prix qui garantiront les rendements prévus; les cadres politiques et réglementaires dans les territoires où nous exerçons des activités; les exigences en matière d'environnement et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant; l'évolution de la conjoncture économique, y compris les fluctuations des taux d'intérêt; les risques 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 et notre capacité d'effectuer les réparations de façon économique ou rapide; les risques liés aux opérations sur les produits énergétiques; les risques et la concurrence dans le secteur d'activité; les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères et les risques politiques à l'étranger; le besoin de financement supplémentaire; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; la garantie

d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; les instances judiciaires et contractuelles impliquant la société; la dépendance à l'égard du personnel clé; les questions de relations de travail; les projets de mise en valeur et les acquisitions; et la réception des approbations réglementaires applicables à l'égard de la clôture de l'acquisition du parc éolien au Wyoming. 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 DE RÉSULTAT CONSOLIDÉS RÉSUMÉS**
*(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)*

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012 (Retraité)*	2013	2012 (Retraité)*
Non audité				
Produits des activités ordinaires (note 8)	623	522	1 705	1 564
Combustible et achats d'électricité (note 9)	260	191	648	508
<b>Marge brute</b>	<b>363</b>	<b>331</b>	<b>1 057</b>	<b>1 056</b>
Activités opérationnelles, entretien et administration (note 9)	128	118	376	379
Amortissement	124	122	382	390
Imputations pour dépréciation d'actifs (reprises) (note 10)	(18)	(41)	(18)	324
Réduction de valeur des stocks (reprise) (note 18)	5	(8)	21	34
Provision pour frais de restructuration (note 21)	(1)	-	(3)	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	8	22	22
<b>Produits opérationnels</b>	<b>118</b>	<b>132</b>	<b>277</b>	<b>(93)</b>
Produits tirés des contrats de location-financement	11	1	34	5
Quote-part du résultat (de la perte) de coentreprises (note 11)	2	-	(5)	(5)
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance (note 5)	(15)	(7)	(15)	(254)
Profit à la vente d'actifs (note 6)	-	-	10	3
Autres produits	-	-	-	1
Profit (perte) de change	(6)	2	(2)	(7)
Perte à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite (note 4)	-	-	(29)	-
Profit à la vente de la garantie (note 7)	-	15	-	15
Charge d'intérêt nette (notes 12 et 16)	(65)	(58)	(190)	(182)
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>	<b>45</b>	<b>85</b>	<b>80</b>	<b>(517)</b>
Charge d'impôts sur le résultat (note 13)	48	14	41	91
<b>Résultat net</b>	<b>(3)</b>	<b>71</b>	<b>39</b>	<b>(608)</b>
<b>Résultat net attribuable aux :</b>				
Actionnaires de TransAlta	-	64	23	(633)
Participations ne donnant pas le contrôle	(3)	7	16	25
	(3)	71	39	(608)
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	-	64	23	(633)
Dividendes sur actions privilégiées (note 25)	9	8	28	21
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>(9)</b>	<b>56</b>	<b>(5)</b>	<b>(654)</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)</b>	<b>266</b>	<b>234</b>	<b>262</b>	<b>229</b>
<b>Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué</b>	<b>(0,03)</b>	<b>0,24</b>	<b>(0,02)</b>	<b>(2,86)</b>

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

Voir les notes jointes.

**TRANSALTA CORPORATION**  
**ÉTATS DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉS RÉSUMÉS**  
(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012	2013	2012
Non audité		(Retraité)*		(Retraité)*
<b>Résultat net</b>	<b>(3)</b>	<b>71</b>	<b>39</b>	<b>(608)</b>
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes <sup>1</sup>	17	(4)	28	(26)
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes <sup>2</sup>	-	(5)	-	(7)
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes <sup>3</sup>	-	2	1	3
<b>Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net</b>	<b>17</b>	<b>(7)</b>	<b>29</b>	<b>(30)</b>
Profits (pertes) à la conversion d'actifs nets d'établissements à l'étranger	(16)	(49)	16	(36)
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes <sup>4</sup>	15	36	(14)	25
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes <sup>5</sup>	(47)	(25)	(20)	(14)
Reclassement en résultat net des (profits) pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes <sup>6</sup>	35	62	(4)	14
Autres éléments du résultat global des entités émettrices, déduction faite des impôts et taxes <sup>7</sup>	-	(2)	-	(2)
<b>Total des éléments qui pourraient être reclassés en résultat net</b>	<b>(13)</b>	<b>22</b>	<b>(22)</b>	<b>(13)</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>4</b>	<b>15</b>	<b>7</b>	<b>(43)</b>
<b>Total du résultat global</b>	<b>1</b>	<b>86</b>	<b>46</b>	<b>(651)</b>
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>				
Porteurs d'actions ordinaires	5	78	23	(670)
Participations ne donnant pas le contrôle	(4)	8	23	19
	<b>1</b>	<b>86</b>	<b>46</b>	<b>(651)</b>

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

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 6 et de 10 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 (recouvrement de 2 et de 10 en 2012), respectivement.

2) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 (recouvrement de 3 et de 3 en 2012), respectivement.

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

4) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 2 et du recouvrement d'impôts sur le résultat de 2 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 (charge de 5 et 3 en 2012), respectivement.

5) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 22 et de 26 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 (charge de 4 et de 6 en 2012), respectivement.

6) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 8 et de 3 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 (recouvrement de 9 et charge de 13 en 2012), respectivement.

7) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 (recouvrement de 1 et de 1 en 2012), respectivement.

Voir les notes jointes.

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

	30 sept. 2013	31 déc. 2012	1 <sup>er</sup> janv. 2012
		<i>(Retraité)*</i>	<i>(Retraité)*</i>
Non audité			
Trésorerie et équivalents de trésorerie <i>(note 17)</i>	55	27	49
Créances clients	457	597	541
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	3	2	3
Garanties versées <i>(note 16)</i>	19	19	45
Charges payées d'avance	24	7	8
Actifs de gestion du risque <i>(notes 15 et 16)</i>	104	201	391
Stocks <i>(note 18)</i>	103	93	92
Impôts sur le résultat à recevoir	6	3	2
	<b>771</b>	<b>949</b>	<b>1 131</b>
Placements <i>(note 11)</i>	183	172	193
Créances à long terme	-	-	18
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	365	357	42
Immobilisations corporelles <i>(note 19)</i>			
Coût	11 878	11 481	11 386
Amortissement cumulé	(4 740)	(4 437)	(4 115)
	<b>7 138</b>	<b>7 044</b>	<b>7 271</b>
Goodwill	447	447	447
Immobilisations incorporelles	280	284	276
Actifs d'impôt différé	55	50	169
Actifs de gestion du risque <i>(notes 15 et 16)</i>	199	69	99
Autres actifs <i>(note 20)</i>	97	90	90
<b>Total de l'actif</b>	<b>9 535</b>	<b>9 462</b>	<b>9 736</b>
Dettes fournisseurs et charges à payer	453	495	463
Partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions <i>(note 21)</i>	20	33	99
Garanties reçues <i>(note 16)</i>	-	2	16
Passifs de gestion du risque <i>(notes 15 et 16)</i>	79	167	208
Impôts sur le résultat à payer	12	6	22
Dividendes à payer <i>(notes 24 et 25)</i>	81	75	67
Partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement <i>(note 4)</i>	8	-	-
Partie courante de la dette à long terme <i>(notes 15, 16 et 22)</i>	518	607	316
	<b>1 171</b>	<b>1 385</b>	<b>1 191</b>
Dette à long terme <i>(notes 15, 16 et 22)</i>	3 599	3 610	3 721
Obligations au titre des contrats de location-financement <i>(note 4)</i>	18	-	-
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions <i>(note 21)</i>	295	279	283
Passifs d'impôt différé	418	433	486
Passifs de gestion du risque <i>(notes 15 et 16)</i>	290	106	142
Crédits différés et autres passifs non courants <i>(note 23)</i>	280	301	281
Capitaux propres			
Actions ordinaires <i>(note 24)</i>	2 887	2 726	2 273
Actions privilégiées <i>(note 25)</i>	781	781	562
Surplus d'apport	9	9	9
Résultats non distribués (déficit)	(591)	(362)	524
Cumul des autres éléments du résultat global <i>(note 26)</i>	(136)	(136)	(94)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 950	3 018	3 274
Participations ne donnant pas le contrôle <i>(note 14)</i>	514	330	358
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>3 464</b>	<b>3 348</b>	<b>3 632</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>9 535</b>	<b>9 462</b>	<b>9 736</b>

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

Éventualités *(note 27)*

Engagements *(note 28)*

Événements ultérieurs *(note 31)*

Voir les notes jointes.

**TRANSALTA CORPORATION**  
**ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES**

(en millions de dollars canadiens)

**Neuf mois clos le 30 septembre 2013**

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit non distribué	Cumul des autres éléments du résultat global <sup>1</sup>	Attribuable aux actionnaires	Attribuable 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	16	39
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	-	-	-	-	2	2	-	2
Profits nets (pertes nettes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(30)	(30)	7	(23)
Profits actuariels nets sur régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	28	28	-	28
<b>Total du résultat global</b>				<b>23</b>		<b>23</b>	<b>23</b>	<b>46</b>
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(228)	-	(228)	-	(228)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(28)	-	(28)	-	(28)
Création de TransAlta Renewables Inc. (note 3)	-	-	-	4	-	4	206	210
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(45)	(45)
Émission d'actions ordinaires	161	-	-	-	-	161	-	161
<b>Solde au 30 septembre 2013</b>	<b>2 887</b>	<b>781</b>	<b>9</b>	<b>(591)</b>	<b>(136)</b>	<b>2 950</b>	<b>514</b>	<b>3 464</b>

**Neuf mois clos le 30 septembre 2012**

(Retraité)\*

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Résultat (déficit) non distribué	Cumul des autres éléments du résultat global <sup>1</sup>	Attribuable aux actionnaires	Attribuable 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	-	-	-	(633)	-	(633)	25	(608)
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	-	-	-	-	(11)	(11)	-	(11)
Profits net (pertes nettes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	2	2	(6)	(4)
Pertes actuarielles nettes sur régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(26)	(26)	-	(26)
Autres éléments du résultat global des entreprises détenues	-	-	-	-	(2)	(2)	-	(2)
<b>Total du résultat global</b>				<b>(633)</b>	<b>(37)</b>	<b>(670)</b>	<b>19</b>	<b>(651)</b>
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(198)	-	(198)	-	(198)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(21)	-	(21)	-	(21)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(42)	(42)
Émission d'actions ordinaires	404	-	-	-	-	404	-	404
Émission d'actions privilégiées	-	219	-	-	-	219	-	219
<b>Solde au 30 septembre 2012</b>	<b>2 677</b>	<b>781</b>	<b>9</b>	<b>(328)</b>	<b>(131)</b>	<b>3 008</b>	<b>335</b>	<b>3 343</b>

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

1) Voir la note 26 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 DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS RÉSUMÉS**  
(en millions de dollars canadiens)

Non audité	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012 (Retraité)*	2013	2012 (Retraité)*
<b>Activités opérationnelles</b>				
Résultat net	(3)	71	39	(608)
Amortissement (note 29)	141	129	425	419
Profit à la vente d'actifs (note 6)	-	-	-	(3)
Désactualisation des provisions (note 21)	4	5	13	14
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 21)	(6)	(12)	(19)	(25)
Charge d'impôt différé (note 13)	38	1	5	82
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	(15)	77	44	102
(Profit latent) perte latente de change	4	(4)	5	7
Provisions	10	19	10	17
Imputations pour dépréciation d'actifs (reprises) (note 10)	(18)	(41)	(18)	324
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance (notes 5 et 10)	15	-	15	43
Quote-part (du résultat) de la perte de coentreprises, déduction faite des distributions reçues (note 11)	(2)	-	5	5
Autres éléments sans effet de trésorerie	8	(12)	16	(9)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, avant variation du fonds de roulement	176	233	540	368
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles (note 30)	77	(219)	61	(93)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>253</b>	<b>14</b>	<b>601</b>	<b>275</b>
<b>Activités d'investissement</b>				
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 19)	(160)	(173)	(442)	(485)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(8)	(9)	(21)	(27)
Acquisition d'un contrat de location-financement	-	(312)	-	(312)
Acquisition de placements en titres de capitaux propres	-	-	(10)	-
Produit de la vente d'immobilisations corporelles (note 19)	10	-	11	-
Produit de la vente d'actifs (note 6)	-	-	-	3
Résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	9	-	9
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	4	9	16	(1)
Augmentation (diminution) nette des garanties reçues de contreparties	1	(9)	(1)	(12)
Diminution nette des garanties versées à des contreparties	-	18	2	27
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	-	1	1	2
Divers	(1)	(1)	1	(8)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	4	(16)	(17)	(18)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>	<b>(150)</b>	<b>(483)</b>	<b>(460)</b>	<b>(822)</b>
<b>Activités de financement</b>				
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 22)	(299)	301	(170)	514
Remboursement de la dette à long terme (note 22)	(3)	(307)	(8)	(312)
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 24)	(1)	(18)	(64)	(86)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 25)	(9)	(7)	(28)	(21)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires	-	292	-	293
Produit net de l'émission d'actions privilégiées	-	217	-	217
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale (note 3)	207	-	207	-
Profits réalisés sur les instruments financiers	-	10	-	10
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 14)	(8)	(9)	(43)	(42)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement	(3)	-	(7)	-
Divers	1	(1)	-	(5)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>	<b>(115)</b>	<b>478</b>	<b>(113)</b>	<b>568</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, d'investissement et de financement</b>	<b>(12)</b>	<b>9</b>	<b>28</b>	<b>21</b>
<b>Incidence de la conversion sur les liquidités en monnaies étrangères</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>1</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(12)</b>	<b>10</b>	<b>28</b>	<b>22</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période</b>	<b>67</b>	<b>61</b>	<b>27</b>	<b>49</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>55</b>	<b>71</b>	<b>55</b>	<b>71</b>
Impôts sur le résultat au comptant payés (recouvrés)	8	(3)	33	24
Intérêts au comptant payés	39	48	158	162

\* 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, ces états doivent être lus avec les plus récents états financiers consolidés annuels de la Société disponibles sur SEDAR à [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

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 31 octobre 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 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.

L'IFRS 11 a été appliquée rétrospectivement par la Société, qui a réévalué les types de partenariats et a comptabilisé chaque partenariat existant au 1<sup>er</sup> 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 11, 14 et 22.

#### **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<sup>er</sup> 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 15.

#### **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<sup>er</sup> janvier 2012, consiste en une hausse de la charge cumulative au titre des régimes de retraite avant impôts et taxes des périodes précédentes de respectivement 17 millions de dollars et 11 millions de dollars (de respectivement 12 millions de dollars et 8 millions de dollars après impôts et taxes), entraînée par l'application des exigences liées au coût financier net.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration ont augmenté de respectivement 1 million de dollars et 4 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 3 millions de dollars, et le résultat par action de base et dilué attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a baissé de respectivement néant 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<sup>er</sup> 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, ce qui entraînera des ajustements au titre des résultats de 2012. L'incidence de cette application sur les états de la situation financière consolidés résumés 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 de la situation financière consolidés résumés au 1<sup>er</sup> janvier 2012 a été la comptabilisation de frais de 9 millions de dollars au titre d'un actif lié aux activités de découverte et la diminution de 2 millions de dollars des stocks de charbon, qui ont été classés à titre de stocks, ainsi que l'accroissement de 2 millions de dollars des passifs d'impôt différé et l'augmentation de 5 millions de dollars des résultats non distribués.

L'incidence de la modification de la méthode comptable sur le compte de résultat consolidé résumé a été une réduction de 1 million de dollars au poste Combustible et achats d'électricité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 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 16.

## **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<sup>er</sup> 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 – Durées 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 2 millions de dollars et 4 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013. La charge d'amortissement avant impôts et taxes devrait diminuer de 5 millions de dollars pour l'exercice prenant fin 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 de la situation financière consolidés résumés 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. TRANSALTA RENEWABLES INC.**

Le 28 mai 2013, la Société a annoncé la création d'une nouvelle filiale, TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»), pour 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 conserve le contrôle de TransAlta Renewables et consolide les résultats de TransAlta Renewables. Par conséquent, tout emprunt impayé ou toute transaction en cours entre la Société et TransAlta Renewables est éliminé à la consolidation des résultats dans les états financiers.

### **A. Transfert des actifs de production**

Le 9 août 2013, la Société a transféré 28 actifs de production d'énergie éolienne et d'hydroélectricité détenus indirectement à TransAlta Renewables en vendant la totalité des actions émises et en circulation de deux filiales : Canadian Hydro Developers, Inc. («CHD») et Western Sustainable Power Inc. En contrepartie du transfert, la Société a reçu : i) 66,7 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables évaluées à 10 \$ l'action pour une contrepartie totale en actions de 667 millions de dollars; ii) un billet relatif à la clôture à recevoir d'un montant de 187 millions de dollars; iii) un billet à court terme à recevoir d'un montant de 250 millions de dollars; iv) un billet relatif à l'acquisition d'un montant de 30 millions de dollars; et v) un prêt amortissable à recevoir d'un montant de 200 millions de dollars.

## **B. Premier appel public à l'épargne relatif aux actions ordinaires**

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

Le 29 août 2013, TransAlta Renewables a conclu le placement et émis 20,0 millions d'actions ordinaires pour un produit brut de 200 millions de dollars. Le produit net du placement a été utilisé par TransAlta Renewables afin de rembourser le billet relatif à la clôture de 187 millions de dollars émis à la Société. Le 29 août 2013, les preneurs fermes ont exercé leur option de surallocation en partie pour acheter un nombre additionnel de 2,1 millions d'actions ordinaires à un prix d'offre de 10,00 \$ l'action ordinaire pour un produit brut de 21,0 millions de dollars. TransAlta Renewables a utilisé le produit net obtenu de l'exercice partiel de l'option de surallocation pour rembourser une partie de l'encours en vertu du billet relatif à l'acquisition émis à TransAlta. L'encours de 9,0 millions de dollars du capital en vertu du billet relatif à l'acquisition après paiement a été converti en 0,9 million d'actions ordinaires de TransAlta Renewables à raison d'une action ordinaire pour chaque 10,00 \$ à payer à la Société en vertu du billet relatif à l'acquisition. Après la conclusion des transactions, la Société détient 92,6 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables, représentant une participation de 80,7 %. En tout, la Société a reçu une contrepartie en espèces de 207 millions de dollars, déduction faite des commissions et des charges.

En date du 9 août 2013, le résultat net et le résultat global total attribuable à la cession de la participation de 19,3 % sont reflétés dans le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et le résultat global total, respectivement, dans le compte de résultat consolidé résumé et l'état du résultat global consolidé résumé, respectivement.

L'excédent de la contrepartie obtenue sur la valeur comptable nette de la cession de la participation s'est élevé à 4 millions de dollars et a été comptabilisé dans les résultats non distribués (le déficit non distribué). Au 30 septembre 2013, les actifs nets attribuables à la cession de la participation de 19,3 % sont présentés dans les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle dans l'état de la situation financière consolidé résumé.

## **4. 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, 4 millions de dollars et 33 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 neuf mois closes le 30 septembre 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 :

<b>Aux</b>	<b>30 septembre 2013</b>	
	<b>Paiements minimaux au titre de la location</b>	<b>Valeur actuelle des paiements minimaux au titre de la location</b>
Moins de un an	9	8
De deux ans à cinq ans inclusivement	19	18
	28	26
Déduire : charge d'intérêt	2	-
<b>Total de l'obligation au titre des contrats de location-financement</b>	<b>26</b>	<b>26</b>

Inclus dans les états de la situation financière consolidés résumés 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	18
	26

## 5. REMISE EN SERVICE DES UNITÉS 1 ET 2 DE LA CENTRALE DE SUNDANCE

En décembre 2010, les activités des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance de la Société ont été interrompues en raison de conditions observées dans les chaudières des deux unités. Le 20 juillet 2012, un groupe d'arbitrage a conclu que les unités 1 et 2 n'étaient pas détruites sur le plan économique, selon les modalités du CAÉ, et que la Société devait remettre la centrale en service. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, l'incidence avant impôts et taxes de la décision qui a été comptabilisée au poste «Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance» dans les comptes de résultat consolidés résumés s'est élevée à respectivement 7 millions de dollars et 254 millions de dollars.

Au cours du troisième trimestre de 2013, 15 millions de dollars des composants ont été retirés par suite des travaux effectués pour la remise en service de l'unité 1 de la centrale de Sundance. L'unité 1 a été remise en service le 2 septembre 2013. L'unité 2 a été remise en service le 4 octobre 2013. La Société a émis des avis aux acheteurs concernant la fin de la période de l'interruption pour cause de force majeure pour les deux unités.

## 6. ACQUISITIONS ET CESSIONS

### A. Acquisitions

Le 28 septembre 2012, la Société a acquis auprès de Fortescue Metals Group Ltd. («Fortescue») la centrale de Solomon de 125 MW, située en Australie-Occidentale, au coût de 318 millions de dollars américains. La centrale est actuellement en construction et devrait être mise en service au cours du quatrième trimestre de 2013. L'installation est visée par un contrat d'achat d'électricité (le «contrat») à long terme avec Fortescue ayant une durée initiale de 16 ans à partir d'octobre 2012, à l'expiration duquel Fortescue aura le choix de prolonger le contrat pour cinq années supplémentaires conformément aux mêmes modalités ou d'acquiescer l'installation. La Société a comptabilisé l'installation et le contrat connexe comme un contrat de location-financement où TransAlta est le bailleur.



## B. Cessions

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, la Société a réalisé un profit avant impôts et taxes de respectivement néant et 10 millions de dollars lié à la vente du terrain.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 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.

## 7. PROFIT À LA VENTE DE LA GARANTIE

Au cours de septembre 2012, la Société a vendu sa créance à l'égard de MF Global Inc. ayant trait au remboursement de 36 millions de dollars américains donnés en garantie, qui a été comptabilisé par la Société, pour un produit net de 33 millions de dollars américains. Au cours de 2011, une provision de 18 millions de dollars américains a été constituée à l'égard de la garantie lorsque la société mère de MF Global Inc. a déposé une demande de protection en vertu de la *Loi sur les faillites*. Par conséquent, un profit avant impôts et taxes de 15 millions de dollars (11 millions de dollars après impôts et taxes) a été réalisé. La créance, déposée au cours du premier trimestre de 2012, avait trait surtout à la garantie de la Société au titre des opérations de change à terme standardisées.

## 8. CONTRATS DE LOCATION SIMPLE

Plusieurs contrats d'achats d'électricité («CAÉ») et autres contrats à long terme de la Société 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 de résultat consolidés résumés pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 ont totalisé respectivement 51 millions de dollars (52 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012) et 154 millions de dollars (134 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012).

## 9. CHARGES SELON LEUR NATURE

Les charges sont classées selon leur nature comme suit :

	Trois mois clos le 30 sept. 2013		Trois mois clos le 30 sept. 2012 (Retraité)*	
	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration
Combustible	220	-	169	-
Achats d'électricité	23	-	14	-
Salaires et avantages sociaux	1	61	1	66
Amortissement	16	-	7	-
Autres charges opérationnelles	-	67	-	52
Total	260	128	191	118

Neuf mois clos le 30 sept. 2013

Neuf mois clos le 30 sept. 2012

(Retraité)\*

	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration
Combustible	540	-	433	-
Achats d'électricité	62	-	45	-
Salaires et avantages sociaux	4	188	3	201
Amortissement	42	-	27	-
Autres charges opérationnelles	-	188	-	178
<b>Total</b>	<b>648</b>	<b>376</b>	<b>508</b>	<b>379</b>

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

## 10. IMPUTATIONS POUR DÉPRÉCIATION D'ACTIFS ET REPRISES

### A. Énergies renouvelables

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes totalisant 4 millions de dollars relativement à trois actifs hydroélectriques sous contrat au sein des centrales d'énergies renouvelables. Les actifs ont été dépréciés en raison surtout d'une augmentation des dépenses d'investissement et des charges opérationnelles futures résultant des évaluations effectuées. Les tests de dépréciation annuels sont fondés sur des estimations de la juste valeur moins les coûts de la vente, découlant des prévisions à long terme. Ces pertes de valeur sont incluses dans le secteur Production.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de néant et de 18 millions de dollars respectivement relativement à cinq actifs au sein des centrales d'énergies renouvelables. Les dépréciations sont le résultat du test de dépréciation annuel fondé sur des estimations de la juste valeur moins les coûts de la vente, découlant des prévisions à long terme et des prix observés sur les marchés. Les actifs ont été dépréciés surtout en raison des attentes quant à une baisse des prix du marché. Ces pertes de valeur ont été incluses dans le secteur Production.

### B. Capacité marchande en Alberta

En 2013, dans le cadre du processus annuel d'évaluation de la dépréciation, il a été établi que les centrales albertaines de la Société ayant une capacité marchande importante devraient être considérées comme une unité génératrice de trésorerie (l'«UGT marchande de l'Alberta»). Auparavant, la dépréciation de chaque centrale faisait l'objet d'un test distinct. Parmi les raisons de ce changement, citons la prise en compte des règlements finaux publiés par le gouvernement fédéral canadien en septembre 2012 régissant les émissions de gaz à effet de serre et la durée d'utilité totale de 50 ans des centrales alimentées au charbon au Canada; et l'amélioration de l'approche et des pratiques de la Société en matière de gestion des risques à l'égard de son exposition au prix du marché du gros en Alberta. Les règlements finaux prévoient quelques années d'exploitation additionnelles et une souplesse accrue à l'égard des centrales au charbon albertaines de la Société et ont amené, en partie, la Société à élargir ses vues quant à la gestion de son exposition au prix du marché du gros en Alberta. Même si aucune perte de valeur n'a été comptabilisée en 2013 pour l'UGT marchande de l'Alberta, des dépréciations avant impôts et taxes totalisant 23 millions de dollars qui avaient été comptabilisées antérieurement pour des centrales d'énergies renouvelables faisant maintenant partie de l'UGT marchande de l'Alberta ont fait l'objet d'une reprise. Le montant recouvrable de l'UGT marchande de l'Alberta était fondé sur une estimation de la

juste valeur moins les coûts de vente selon une méthode d'actualisation des flux de trésorerie et en se basant sur les prévisions à long terme et les prix observés sur les marchés. La reprise avant impôts et taxes est comptabilisée dans le secteur Production.

### **C. Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance**

Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2012, la Société a repris 41 millions de dollars des pertes de valeur de 43 millions de dollars au titre des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance au cours du deuxième trimestre. La reprise a eu lieu en raison des années additionnelles d'activités marchandes devant être menées aux unités 1 et 2 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. Les projets de règlements précédents proposaient la fermeture des installations après 45 ans. Le montant recouvrable était basé sur une estimation de la juste valeur, moins les coûts de la vente, en fonction des flux de trésorerie devant découler de la durée d'utilité révisée des unités, compte tenu des dispositions du CAÉ, et des prix observés sur le marché. Le test de dépréciation était basé sur une estimation de la juste valeur, moins les coûts de la vente, en fonction des flux de trésorerie devant découler des activités selon les dispositions du CAÉ. La perte et la reprise ont été incluses dans le secteur Production.

### **D. Centrale thermique de Centralia**

Le projet de loi intitulé TransAlta Energy Bill et le protocole d'entente signé le 23 décembre 2011, qui en fait partie, établissaient un cadre pour la transition ordonnée de la production d'énergie alimentée au charbon à la centrale thermique de Centralia et la fermeture des unités en 2020 et 2025. Le 25 juillet 2012, la Société a annoncé la conclusion d'un contrat d'électricité à long terme en vertu duquel la centrale thermique de Centralia fournira de l'électricité à Puget Sound Energy («PSE») de décembre 2014 jusqu'à sa mise hors service en 2025. En conséquence de ces ententes, la Société a comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes respectivement de néant et de 347 millions de dollars dans le secteur Production au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012. Le test de dépréciation était basé sur la recouvrabilité ou la non-recouvrabilité de la valeur comptable de la centrale thermique de Centralia selon une estimation de la juste valeur moins les coûts de la vente.

### **E. Reprises**

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

## **11. PLACEMENTS**

Les placements de la Société dans des coentreprises comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence comprennent ses 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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012	2013	2012
<b>Résultats des activités opérationnelles</b>				
Produits des activités ordinaires	39	34	86	84
Charges	(37)	(34)	(91)	(89)
<b>Quote-part du résultat net (de la perte nette)</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>(5)</b>	<b>(5)</b>

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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012	2013	2012
Produits des activités ordinaires	77	62	167	160
Amortissement	21	21	64	64
Charge d'intérêt	6	5	16	17
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	9	4	(10)	(12)
Résultat net (perte nette) lié aux activités poursuivies	4	1	(9)	(11)
Autre perte globale	-	(1)	-	(2)
Total du résultat global	4	-	(9)	(13)
Distributions reçues	-	-	-	-

<b>Aux</b>	<b>30 sept. 2013</b>	<b>31 déc. 2012</b>
Actifs courants	135	93
Actifs non courants	647	675
Passifs courants	(82)	(62)
Passifs non courants	(383)	(409)
<b>Actif net</b>	<b>317</b>	<b>297</b>
<b>Éléments supplémentaires compris ci-dessus</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	54	27
Passifs financiers courants <sup>1</sup>	(40)	(35)
Passifs financiers non courants <sup>1</sup>	(217)	(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-dessous :

<b>Aux</b>	<b>30 sept. 2013</b>	<b>31 déc. 2012</b>
Actif net	317	297
Déduire : participation ne donnant pas le contrôle dans CE Gen	(13)	(14)
Déduire : 50 % de l'actif net de CE Gen non détenu par la société	(125)	(116)
<b>Investissement net</b>	<b>179</b>	<b>167</b>

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 septembre 2013, la valeur comptable de l'investissement net de la Société dans CalEnergy, TAMA Transmission et Wailuku s'élevait à 4 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2012).

## 12. CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012	2013	2012
Intérêt sur la dette	61	54	179	168
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	-	(1)	(2)	(2)
Inefficacité des couvertures	-	-	-	2
<b>Charge d'intérêt</b>	<b>61</b>	<b>53</b>	<b>177</b>	<b>168</b>
Désactualisation des provisions (note 20)	4	5	13	14
<b>Charge d'intérêt nette</b>	<b>65</b>	<b>58</b>	<b>190</b>	<b>182</b>

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.

## 13. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Les composantes de la charge (du recouvrement) d'impôts sur le résultat sont comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012	2013	2012
Charge d'impôt exigible	10	10	35	18
Ajustements au titre de l'impôt exigible des exercices précédents	-	-	1	2
Ajustements au titre de l'impôt différé des exercices précédents	-	(3)	-	(3)
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporelles	(2)	8	(28)	(77)
Charge (recouvrement) d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'impôt ou aux lois fiscales <sup>1</sup>	-	-	(7)	7
(Avantage) réduction 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	-	3	-	(11)
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	-	(4)	-	(14)
Charge d'impôt différé découlant de la réduction de valeur des actifs d'impôt différé	40	-	40	169
<b>Charge d'impôts sur le résultat</b>	<b>48</b>	<b>14</b>	<b>41</b>	<b>91</b>

<sup>1</sup> Le 20 juin 2012, en vertu du projet de loi visant le budget de l'Ontario, le taux d'imposition général des sociétés de l'Ontario a été fixé à 11,5 %. La Société utilisait le taux d'imposition quasi adopté antérieurement de 10,0 %. Au cours de 2013, la Société a ajusté le taux d'imposition différé pour inclure le crédit d'impôt pour la fabrication et la transformation de l'Ontario, ce qui a ramené le taux d'imposition à 10,0 %.

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012	2013	2012
Charge d'impôt exigible	10	13	36	9
Charge d'impôt différé	38	1	5	82
<b>Charge d'impôts sur le résultat</b>	<b>48</b>	<b>14</b>	<b>41</b>	<b>91</b>

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, respectivement, 40 millions de dollars (néant et 169 millions de dollars en 2012) d'actifs d'impôt différé ont été sortis du bilan relativement aux avantages fiscaux des pertes associées aux activités de la Société aux États-Unis. La Société a sorti du bilan ces actifs, puisqu'il n'est plus considéré comme probable que les activités de la Société aux États-Unis génèrent un revenu imposable suffisant pour permettre à la Société d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. Une augmentation des produits tirés des activités aux États-Unis permettra à la Société de réévaluer les actifs d'impôt différé au cours des périodes à venir.

#### 14. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

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

<b>Filiale/exploitation</b>	<b>Participation ne donnant pas le contrôle</b>
TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen»)	49,99 % – Stanley Power Inc.
TransAlta Renewables	19,30% – Investisseurs publics
Parc éolien de Kent Hills <sup>1</sup>	17 % – Natural Forces Technologies Inc.

1) Détenu par TransAlta Renewables.

Voici un sommaire des informations financières relatives à TA Cogen et à TransAlta Renewables, filiales ayant d'importantes participations ne donnant pas le contrôle :

	<b>Trois mois clos les</b>		<b>Neuf mois clos les</b>	
	<b>30 sept.</b>		<b>30 sept.</b>	
<b>TA Cogen</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Produits des activités ordinaires	<b>55</b>	63	<b>212</b>	220
Résultat net	<b>(7)</b>	8	<b>28</b>	47
Total du résultat global	<b>(5)</b>	10	<b>42</b>	36
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :				
Résultat net	<b>(3)</b>	4	<b>14</b>	24
Total du résultat global	<b>(4)</b>	5	<b>21</b>	18
Distributions versées à Stanley Power Inc.	<b>(6)</b>	(12)	<b>(39)</b>	(40)

<b>TA Cogen</b>	<b>Au</b>	<b>Au</b>
	<b>30 sept. 2013</b>	<b>31 déc. 2012</b>
Actifs courants	<b>110</b>	70
Actifs non courants	<b>642</b>	678
Passifs courants	<b>(130)</b>	(75)
Passifs non courants	<b>(73)</b>	(87)
Total des capitaux propres	<b>(549)</b>	(588)
Capitaux propres attribuables à la participation ne donnant pas le contrôle	<b>(272)</b>	(290)

<b>TransAlta Renewables</b>	<b>Trois mois clos les 30 sept. 2013</b>	<b>Neuf mois clos les 30 sept. 2013</b>
<b>Résultats opérationnels</b>		
Produits des activités ordinaires	44	175
Résultat net	2	36
Total du résultat global	2	37
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :		
Investisseur publics		
Résultat net	-	-
Total du résultat global	-	-
Natural Forces Technologies Inc.		
Résultat net	-	2
Total du résultat global	-	2
Distributions versées à Natural Forces Technologies Inc.	(1)	(3)
Dividendes versés aux investisseurs publics	(5)	(5)

<b>TransAlta Renewables</b>	<b>Au 30 sept. 2013</b>
<b>Situation financière</b>	
Actifs courants	57
Actifs non courants	1 825
Passifs courants	(78)
Passifs non courants	(716)
Total des capitaux propres	(1 088)
Capitaux propres attribuables à Natural Forces Technologies Inc.	(39)
Capitaux propres attribuables aux investisseurs publics	(203)

## 15. 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 neuf mois closes respectivement les 30 septembre 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	-	(25)	(5)	-	3	13	-	(22)	8
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(3)	(31)	-	3	(11)	-	-	(42)
Contrats réglés	-	8	-	3	(50)	(10)	3	(42)	(10)
Transferts hors du niveau III	-	-	-	-	28	(28)	-	28	(28)
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2013</b>	<b>-</b>	<b>(83)</b>	<b>(33)</b>	<b>2</b>	<b>63</b>	<b>(8)</b>	<b>2</b>	<b>(20)</b>	<b>(41)</b>
<b>Information additionnelle sur le niveau III :</b>									
Pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global			(36)			-			(36)
Total des profits inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat			-			2			2
Pertes latentes incluses dans le résultat avant impôts sur le résultat liées aux actifs nets détenus au 30 septembre 2013			-			(8)			(8)

	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	-	47	12	-	(32)	22	-	15	34
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	5	-	-	(15)	9	-	(10)	9
Contrats réglés	-	10	6	(1)	(167)	(15)	(1)	(157)	(9)
Abandon de la comptabilité de couverture pour certains contrats	-	(20)	-	-	15	5	-	(5)	5
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2012	-	(48)	4	(1)	88	28	(1)	40	32
<b>Information additionnelle sur le niveau III :</b>									
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			12			-			12
Total des profits (pertes) inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat			(6)			31			25
Profits latents inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux actifs nets détenus au 30 septembre 2012			-			16			16

## a. Évaluations de la juste valeur de niveaux I, II et III et transferts 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 d'entrée qui sont observables pour l'actif ou le passif concerné.



Les justes valeurs de niveau II sont déterminées par l'utilisation des cours sur des marchés actifs, qui sont dans certains cas ajustés pour tenir compte des facteurs propres aux actifs ou aux passifs, comme les écarts de base, l'évaluation du crédit et les écarts liés à l'emplacement. 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 d'entrée 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 prix du marché à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur est déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation.

Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III.

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

Les méthodes et procédures au titre de l'évaluation de la juste valeur de niveau III des opérations sur les produits énergétiques sont établies par le Service de gestion du risque de la Société. Les justes valeurs de niveau III sont calculées au moyen du système de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques de la Société selon les données contractuelles sous-jacentes ainsi que les données d'entrée observables et non observables. L'établissement de données d'entrée non observables repose sur le jugement. Pour assurer la vraisemblance, les évaluations de la juste valeur de niveau III des opérations sur les produits énergétiques produites par le système sont passées en revue et validées par le service de gestion du risque et le service des finances. L'examen s'effectue officiellement chaque trimestre ou plus souvent si l'examen et les procédures de surveillance quotidiens permettent d'identifier des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

L'incidence de l'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données d'entrée pour les techniques d'évaluation à partir desquelles les justes valeurs de niveau III des opérations sur les produits énergétiques sont déterminées au 30 septembre 2013 est de +/- 89 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 septembre 2013	Technique d'évaluation	Donnée d'entrée non observable	Fourchette
Achats d'énergie conditionnels – unité	12	Méthode «bootstrap» fondée sur les statistiques historiques	Escompte prix Escompte volumes <sup>1</sup>	De 1 % à 2 % De 1 % à 8 %
Vente d'énergie à long terme	149	Prévision de prix à long terme	Prix futurs – illiquidité	De 56,99 \$ à 70,70 \$ De 18 % à 25 % de capacité disponible
Partage des produits – approvisionnement en charbon	(8)	Méthode Black et Scholes	Volumes (MWh) Volatilités implicites futures – illiquidité – centre de la Colombie	28 %
Ventes d'énergie conditionnelles – unité	(4)	Méthode Black et Scholes	Volatilités implicites futures – illiquidité – centre de la Colombie	44 %

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 neuf mois close le 30 septembre 2013, 28 millions de dollars de la juste valeur ont été transférés 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 neuf mois closes respectivement les 30 septembre 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	-	31	-	-	-	-	-	31	-
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	1	-	-	2	-	-	3	-
Contrats réglés	-	9	-	-	(1)	-	-	8	-
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2013</b>	<b>-</b>	<b>(9)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(7)</b>	<b>-</b>

	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	-	(31)	-	-	-	-	-	(31)	-
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(56)	-	-	-	-	-	(56)	-
Contrats réglés	-	23	-	-	-	-	-	23	-
Abandon de la comptabilité de couverture pour certains contrats	-	1	-	-	(1)	-	-	-	-
Passifs nets de gestion du risque au 30 septembre 2012	-	(113)	-	-	(1)	-	-	(114)	-

#### a. Évaluations de la juste valeur de niveau II

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

Les justes valeurs de niveau II 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	
<b>Dette à long terme<sup>1</sup> – 30 sept. 2013</b>	-	<b>4 193</b>	-	<b>4 193</b>	<b>4 058</b>
Dette à long terme <sup>1</sup> – 31 déc. 2012	-	4 426	-	4 426	4 157

1) Inclut la partie courante et exclut une dette de 50 millions de dollars évaluée et comptabilisée à la juste valeur.

Les justes valeurs des débiteures 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

La majorité des instruments dérivés négociés par la Société sont fondés sur les cours ajustés à une Bourse active ou dépassent la période pour laquelle des cours cotés sont disponibles. Les justes valeurs de ces dérivés sont établies en utilisant des données d'entrée qui ne sont pas facilement observables. Se reporter à la note 15 B) pour les techniques d'évaluation utilisées pour la juste valeur de niveau III. Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le «prix de transaction») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un prix du marché qui est coté sur un marché actif, des opérations observables dans le marché actuel qui sont essentiellement les mêmes, ou une technique d'évaluation qui utilise des données d'entrée du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est différée dans les états de la situation financière consolidés dans les actifs et passifs de gestion du risque et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur déterminée en utilisant le modèle d'évaluation, à comptabiliser en résultat net, et un rapprochement des variations au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 est comme suit :

<b>Aux</b>	<b>30 sept. 2013</b>	31 déc. 2012
Profit non amorti au début de l'exercice	5	4
Nouveaux profits initiaux	173	3
Amortissement comptabilisé en résultat net au cours de l'exercice	-	(2)
<b>Profit non amorti à la fin de la période</b>	<b>178</b>	<b>5</b>

Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2013, la Société a finalisé le contrat relatif à la centrale alimentée au charbon de Centralia avec PSE. Le contrat a été désigné comme une couverture de flux de trésorerie globale. Par conséquent, le contrat a été comptabilisé comme un actif de gestion du risque à la juste valeur. La juste valeur a été classée au niveau III, ce qui a entraîné la comptabilisation d'un profit initial. Ce profit a été différé et comptabilisé comme un passif de gestion du risque.

## 16. 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 sept. 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
<b>Actifs de gestion du risque –</b>						
<b>Opérations sur les produits énergétiques</b>						
Courants	-	1	-	97	98	198
Non courants	-	161	-	29	190	59
Total des actifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	-	162	-	126	288	257
<b>Autres</b>						
Courants	1	3	-	2	6	3
Non courants	-	2	7	-	9	10
Total des autres actifs de gestion du risque	1	5	7	2	15	13
<b>Passifs de gestion du risque –</b>						
<b>Opérations sur les produits énergétiques</b>						
Courants	-	26	-	46	72	141
Non courants	-	252	-	23	275	70
Total des passifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	-	278	-	69	347	211
<b>Autres</b>						
Courants	-	7	-	-	7	26
Non courants	-	15	-	-	15	36
Total des autres passifs de gestion du risque	-	22	-	-	22	62
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques</b>						
	-	(116)	-	57	(59)	46
<b>Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque</b>						
	1	(17)	7	2	(7)	(49)
<b>Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque</b>						
	1	(133)	7	59	(66)	(3)

Des informations additionnelles sur les instruments dérivés sont présentées à leur montant net comme suit.

## I. Accords de compensation

Le tableau ci-dessous 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 septembre 2013				31 décembre 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	478	61	(445)	(92)	522	331	(452)	(317)
Montants bruts compensés	(275)	(6)	275	6	(252)	(186)	252	186
Montants nets comme présentés dans les états consolidés résumés de la situation financière <sup>1</sup>	203	55	(170)	(86)	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

La désignation de certaines 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 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 neuf mois closes le 30 septembre 2013 (profit avant impôts et taxes de respectivement néant et 75 millions de dollars au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2012).

Au 30 septembre 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.

#### ii. Autres

Au cours de la période, la Société a conclu une couverture de flux de trésorerie en devises sur la débenture de CHD de 20 millions de dollars américains.

#### iii. Incidences de la couverture des flux de trésorerie

Au cours des 12 prochains mois, qui prendront fin le 30 septembre 2014, la Société estime que 34 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. Couvertures de l'investissement net**

Au cours de la période de trois mois close le 30 septembre 2013, la Société a annulé la désignation de la couverture de l'investissement net au titre de la débenture de CHD de 20 millions de dollars américains en raison de la création de la filiale TransAlta Renewables. Les profits (pertes) de change nets cumulés jusqu'à la date de l'annulation de la désignation resteront dans les autres éléments du résultat global jusqu'à la cession des établissements aux États-Unis connexes.

## **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 septembre 2013 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société a été de 2 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 septembre 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 6 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2012). La VaR au 30 septembre 2013 associée aux positions et aux couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture s'établissait à 8 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 septembre 2013 :

<i>(en pourcentage)</i>	Notation de première qualité	Notation de qualité inférieure	Total
Créances clients	89	11	<b>100</b>
Actifs de gestion du risque	99	1	<b>100</b>

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 30 septembre 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 de la situation financière consolidés résumés. 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 18 millions de dollars au 30 septembre 2013 (25 millions de dollars au 31 décembre 2012).

Au 30 septembre 2013, TransAlta avait un contrat avec une contrepartie 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 cette contrepartie 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	453	-	-	-	-	-	453
Dettes <sup>1</sup>	311	209	672	29	793	2 097	4 111
(Actifs) passifs de gestion du risque –							
Opérations sur les produits énergétiques	(2)	(15)	15	18	5	38	59
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	-	2	11	-	1	(7)	7
Intérêt sur la dette à long terme <sup>2</sup>	57	186	154	147	138	826	1 508
Dividendes à verser	81	-	-	-	-	-	81
<b>Total</b>	<b>900</b>	<b>382</b>	<b>852</b>	<b>194</b>	<b>937</b>	<b>2 954</b>	<b>6 219</b>

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

<sup>2</sup>) 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 septembre 2013, la Société avait fourni une garantie de 75 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 89 millions de dollars à ses contreparties, selon la valeur des dérivés au 30 septembre 2013.

## 17. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Au 30 septembre 2013, la Société détenait 3 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.

## 18. 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 :

<b>Aux</b>	<b>30 sept. 2013</b>	31 déc. 2012 <i>(Retraité)*</i>
Charbon	72	78
Frais de découverte différés	18	9
Gaz naturel	5	2
Crédits d'émission achetés	8	4
<b>Total</b>	<b>103</b>	<b>93</b>

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

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013, la valeur des stocks de charbon de la centrale de Centralia a été réduite de respectivement 5 millions de dollars (reprise de 8 millions de dollars au 30 septembre 2012) et de 21 millions de dollars (réduction de valeur de 34 millions de dollars au 30 septembre 2012), soit à leur valeur de réalisation nette.

## 19. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

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

	Terrains	Production thermique	Production gazière	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres <sup>1</sup>	Total
Au 31 décembre 2012	75	2 874	996	2 004	517	342	236	7 044
Acquisitions	-	-	-	-	-	430	12	442
Acquisitions – contrats de location-financement (note 4)	-	-	-	-	33	-	-	33
(Imputations) pour dépréciation d'actifs (reprises) (note 10)	-	-	(1)	19	-	-	-	18
Amortissement	-	(193)	(74)	(68)	(41)	-	(10)	(386)
Révisions et ajouts – frais de démantèlement et de remise en état	-	(2)	(7)	-	3	-	-	(6)
Mise hors service d'actifs	-	(20)	(1)	-	(4)	-	-	(25)
Variation des taux de change	1	12	(11)	-	1	-	1	4
Transferts	2	181	24	223	55	(496)	25	14
<b>Au 30 septembre 2013</b>	<b>78</b>	<b>2 852</b>	<b>926</b>	<b>2 178</b>	<b>564</b>	<b>276</b>	<b>264</b>	<b>7 138</b>

<sup>1</sup>) Compréhension les pièces de rechange importantes et l'équipement de sécurité disponible, mais pas 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 neuf mois closes le 30 septembre 2013, la Société a incorporé des intérêts de néant et de 2 millions de dollars (1 million de dollars et 2 millions de dollars au 30 septembre 2012) à un taux moyen pondéré de néant et de 5,46 % (5,43 % et 5,39 % au 30 septembre 2012) dans le coût des immobilisations corporelles.

## 20. AUTRES ACTIFS

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

<b>Aux</b>	<b>30 sept. 2013</b>	<b>31 déc. 2012</b>
Frais de permis différés	18	21
Frais de mise en valeur de projets	35	35
Frais de service différés	19	19
Charges payées d'avance à long terme	18	5
Dépôt au titre du transport vers l'unité 3 de la centrale de Keephills	6	7
Divers	1	3
<b>Total des autres actifs</b>	<b>97</b>	<b>90</b>

## 21. PROVISIONS POUR FRAIS DE DÉMANTÈLEMENT ET AUTRES PROVISIONS

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

	<b>Démantèlement et remise en état</b>	<b>Restructuration</b>	<b>Autres</b>	<b>Total</b>
Solde au 31 décembre 2012	262	8	42	312
Passifs contractés au cours de la période	3	-	28	31
Passifs réglés au cours de la période	(19)	(5)	-	(24)
Désactualisation ( <i>note 12</i> )	13	-	-	13
Révisions des flux de trésorerie estimés ( <i>note 19</i> )	4	-	1	5
Révisions des taux d'actualisation ( <i>note 19</i> )	(10)	-	-	(10)
Reprises	-	(3)	(11)	(14)
Variation des taux de change	2	-	-	2
	255	-	60	315
<b>Moins : partie courante</b>	<b>15</b>	<b>-</b>	<b>5</b>	<b>20</b>
<b>Solde au 30 septembre 2013</b>	<b>240</b>	<b>-</b>	<b>55</b>	<b>295</b>

La provision pour frais de restructuration est liée à la restructuration des ressources que la Société a effectuée en 2012 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.

## 22. DETTE À LONG TERME

### A. Dette et lettres de crédit

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 sept. 2013			31 déc. 2012		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt <sup>1</sup>	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt <sup>1</sup>
Facilités de crédit <sup>2</sup>	791	791	2,5 %	950	950	2,4 %
Déventures	842	851	6,6 %	839	851	6,6 %
Billets de premier rang <sup>3</sup>	2 079	2 060	5,6 %	2 017	1 990	5,6 %
Dette sans recours <sup>4</sup>	375	379	5,9 %	375	380	5,9 %
Divers	30	30	6,3 %	36	36	6,5 %
	4 117	4 111		4 217	4 207	
Moins : partie courante de la dette avec recours	(518)	(518)		(606)	(606)	
Moins : partie courante de la dette sans recours	-	-		(1)	(1)	
<b>Total de la dette à long terme</b>	<b>3 599</b>	<b>3 593</b>		<b>3 610</b>	<b>3 600</b>	

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 septembre 2013 (300 millions de dollars américains au 31 décembre 2012).

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

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

Au 30 septembre 2013, les facilités de crédit de TransAlta consenties totalisaient 2,1 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2012), dont un montant de 1,0 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. 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. Le produit net obtenu par la Société pour la vente de la participation ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables a servi à rembourser les facilités de crédit. Outre le montant de 1,0 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, TransAlta dispose de 52 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 de la situation financière consolidés. 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 septembre 2013 totalisaient 348 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 9 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 déventures d'un montant de 340 millions de dollars émises par CHD, filiale de la Société, comprennent des clauses restrictives exigeant que le produit de la vente d'actifs soit réinvesti dans des actifs renouvelables similaires.

## 23. CRÉDITS DIFFÉRÉS ET AUTRES PASSIFS NON COURANTS

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

<b>Aux</b>	<b>30 sept. 2013</b>	<b>31 déc. 2012</b>
Produits différés tirés du charbon	51	51
Obligations au titre des prestations définies	199	220
Primes à long terme	13	15
Divers	17	15
<b>Total des crédits différés et autres passifs non courants</b>	<b>280</b>	<b>301</b>

## 24. 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-dessous :

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	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	262,1	2 836	227,0	2 338	254,7	2 730	223,6	2 274
Émises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions	4,2	55	2,9	48	11,6	161	6,2	110
Émises en fonction du régime d'actionariat fondé sur le rendement	-	-	-	-	-	-	0,1	2
Émission dans le cadre d'un appel public à l'épargne	-	-	21,2	295	-	-	21,2	295
	<b>266,3</b>	<b>2 891</b>	251,1	2 681	<b>266,3</b>	<b>2 891</b>	251,1	2 681
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionariat des employés	-	(4)	-	(4)	-	(4)	-	(4)
<b>Émises et en circulation à la fin de la période</b>	<b>266,3</b>	<b>2 887</b>	251,1	2 677	<b>266,3</b>	<b>2 887</b>	251,1	2 677

## B. Dividendes

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

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividendes versés en espèces	Dividendes versés en actions
<b>2013</b>					
23 juillet 2013	1 <sup>er</sup> octobre 2013	0,29	77	51	26
22 avril 2013	1 <sup>er</sup> juillet 2013	0,29	76	21 <sup>1</sup>	55
28 janvier 2013	1 <sup>er</sup> avril 2013	0,29	75	22	53
24 octobre 2012	1 <sup>er</sup> janvier 2013	0,29	73	20	53
<b>2012</b>					
13 juillet 2012	1 <sup>er</sup> octobre 2012	0,29	67	18	49
25 avril 2012	1 <sup>er</sup> juillet 2012	0,29	66	18	48
25 janvier 2012	1 <sup>er</sup> avril 2012	0,29	65	23	43
27 octobre 2011	1 <sup>er</sup> janvier 2012	0,29	65	45	20

1) Des dividendes de 20 millions de dollars ont été versés le 28 juin 2013.

La Société a suspendu la composante Dividende Bonifié<sup>MC</sup> de son régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié<sup>MC</sup> (le « régime ») après le versement du dividende trimestriel le 1<sup>er</sup> juillet 2013. 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, qui sont analysées en détail à la note 28 C) des derniers états financiers consolidés annuels.

Le 1<sup>er</sup> octobre 2013, 1,9 million 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 présents états financiers consolidés résumés.

## 25. 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 sept. 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
<b>Émises et en circulation à la fin de la période</b>	<b>32</b>	<b>781</b>	<b>32</b>	<b>781</b>		

## B. Dividendes

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

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
<b>2013</b>							
23 juillet 2013	30 sept. 2013	0,2875	3	0,2875	4	0,3125	2
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
<b>2012</b>							
13 juillet 2012	30 sept. 2012	0,2875	4	0,2875	3	-	-
25 avril 2012	30 juin 2012	0,2875	4	0,2875	3	-	-
25 janvier 2012	31 mars 2012	0,2875	3	0,3844 <sup>1</sup>	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.

## 26. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

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

	2013	2012 (Retraité)*
<b>Ajustement au titre de la conversion des monnaies étrangères</b>		
Solde d'ouverture aux 1 <sup>er</sup> janvier	(38)	(28)
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger	16	(36)
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes <sup>1</sup>	(14)	25
<b>Solde aux 30 septembre</b>	<b>(36)</b>	<b>(39)</b>
<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>		
Solde d'ouverture aux 1 <sup>er</sup> janvier	(37)	(28)
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes <sup>2</sup>	(30)	2
<b>Solde aux 30 septembre</b>	<b>(67)</b>	<b>(26)</b>
<b>Avantages du personnel</b>		
Solde d'ouverture aux 1 <sup>er</sup> janvier	(61)	(38)
Écarts actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes <sup>3</sup>	28	(26)
<b>Solde aux 30 septembre</b>	<b>(33)</b>	<b>(64)</b>
<b>Entreprises détenues</b>		
Solde d'ouverture aux 1 <sup>er</sup> janvier	-	-
Autres éléments de la perte globale des entreprises détenues, déduction faite des impôts et taxes <sup>4</sup>	-	(2)
<b>Solde aux 30 septembre</b>	<b>-</b>	<b>(2)</b>
<b>Cumul des autres éléments de la perte globale</b>	<b>(136)</b>	<b>(131)</b>

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

- Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 2 pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 (charge de 3 en 2012).
- Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 30 pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 (charge de 15 en 2012).
- Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 10 pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 (recouvrement de 10 en 2012).
- Déduction faite des impôts sur le résultat de néant pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 (recouvrement de 1 en 2012).

## 27. 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'auront 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.

## 28. 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.

## 29. INFORMATIONS SECTORIELLES

### A. Résultats sectoriels

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

Trois mois clos le 30 septembre 2013	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	601	22	-	623
Combustible et achats d'électricité	260	-	-	260
<b>Marge brute</b>	<b>341</b>	<b>22</b>	<b>-</b>	<b>363</b>
Activités opérationnelles, entretien et administration	103	9	16	128
Amortissement	118	-	6	124
Reprises des dépréciations d'actifs	(18)	-	-	(18)
Réduction de valeur des stocks	5	-	-	5
Provision pour frais de restructuration	(1)	-	-	(1)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	-	7
Répartition des coûts intersectoriels	4	(4)	-	-
<b>Produits opérationnels (pertes opérationnelles)</b>	<b>123</b>	<b>17</b>	<b>(22)</b>	<b>118</b>
Produits tirés des contrats de location-financement	11	-	-	11
Quote-part du résultat de coentreprises	2	-	-	2
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(15)	-	-	(15)
Autres produits				(6)
Charge d'intérêt nette				(65)
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>				<b>45</b>

Trois mois clos le 30 septembre 2012 ( <i>Retraité</i> )*	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	538	(16)	-	522
Combustible et achats d'électricité	191	-	-	191
<b>Marge brute</b>	<b>347</b>	<b>(16)</b>	<b>-</b>	<b>331</b>
Activités opérationnelles, entretien et administration	90	7	21	118
Amortissement	117	-	5	122
Reprises des dépréciations d'actifs	(41)	-	-	(41)
Résorption de la réduction de valeur des stocks	(8)	-	-	(8)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	-	-	8
Répartition des coûts intersectoriels	3	(3)	-	-
<b>Produits opérationnels (pertes opérationnelles)</b>	<b>178</b>	<b>(20)</b>	<b>(26)</b>	<b>132</b>
Produits tirés des contrats de location-financement	1	-	-	1
Profit à la vente de la garantie	-	15	-	15
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance				(7)
Profit de change				2
Charge d'intérêt nette				(58)
<b>Perte avant impôts sur le résultat</b>				<b>85</b>

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

Neuf mois clos le 30 septembre 2013	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	1 652	53	-	1 705
Combustible et achats d'électricité	648	-	-	648
<b>Marge brute</b>	<b>1 004</b>	<b>53</b>	<b>-</b>	<b>1 057</b>
Activités opérationnelles, entretien et administration	308	23	45	376
Amortissement	365	-	17	382
Reprises des dépréciations d'actifs	(18)	-	-	(18)
Réduction de valeur des stocks	21	-	-	21
Provision pour frais de restructuration	(2)	-	(1)	(3)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	22	-	-	22
Répartition des coûts intersectoriels	11	(11)	-	-
<b>Produits opérationnels (pertes opérationnelles)</b>	<b>297</b>	<b>41</b>	<b>(61)</b>	<b>277</b>
Produits tirés des contrats de location-financement	34	-	-	34
Quote-part de la perte de coentreprises	(5)	-	-	(5)
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(15)	-	-	(15)
Profit à la vente d'actifs	-	-	10	10
Perte de change				(2)
Perte à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite				(29)
Charge d'intérêt nette				(190)
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>				<b>80</b>



Neuf mois clos le 30 septembre 2012 ( <i>Retraité</i> )*	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	1 574	(10)	-	1 564
Combustible et achats d'électricité	508	-	-	508
<b>Marge brute</b>	<b>1 066</b>	<b>(10)</b>	<b>-</b>	<b>1 056</b>
Activités opérationnelles, entretien et administration	295	21	63	379
Amortissement	375	-	15	390
Imputations pour dépréciation d'actifs	324	-	-	324
Réduction de valeur des stocks	34	-	-	34
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	22	-	-	22
Répartition des coûts intersectoriels	10	(10)	-	-
<b>Produits opérationnels (pertes opérationnelles)</b>	<b>6</b>	<b>(21)</b>	<b>(78)</b>	<b>(93)</b>
Produits tirés des contrats de location-financement	5	-	-	5
Quote-part de la perte de coentreprises	(5)	-	-	(5)
Profit à la vente d'actifs	3	-	-	3
Profit à la vente de la garantie	-	15	-	15
Autres produits				1
Perte de change				(7)
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance				(254)
<b>Charge d'intérêt nette</b>				<b>(182)</b>
<b>Perte avant impôts sur le résultat</b>				<b>(517)</b>

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

Le secteur Production comprend un montant de 4 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2013 (4 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 septembre 2012) et de 16 millions de dollars pour la période de neuf mois close à pareille date (17 millions pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 de la situation financière consolidés résumés

Total des actifs sectoriels	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
<b>30 septembre 2013</b>	<b>9 095</b>	<b>189</b>	<b>251</b>	<b>9 535</b>
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 des flux de trésorerie consolidés résumés

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

	Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
	2013	30 sept. 2012	2013	30 sept. 2012
Dotation aux amortissements selon les comptes consolidés résumés de résultat	124	122	382	390
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité (note 7)	16	7	42	27
Divers	1	-	1	2
Dotation aux amortissements selon les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie	141	129	425	419

### 30. VARIATION DES SOLDES HORS TRÉSORERIE DU FONDS DE ROULEMENT LIÉS AUX ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2013	2012	2013	2012
Source (utilisation) de la trésorerie :				
Créances clients	(19)	(67)	139	11
Charges payées d'avance	14	10	(20)	(3)
Impôts sur le résultat à recevoir	-	5	(3)	(9)
Stocks	20	(2)	(10)	(17)
Dettes fournisseurs, charges à payer et provisions	62	(167)	(50)	(61)
Impôts sur le résultat à payer	-	2	5	(14)
<b>Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles</b>	<b>77</b>	<b>(219)</b>	<b>61</b>	<b>(93)</b>

### 31. ÉVÉNEMENTS ULTÉRIEURS

#### A. Acquisition par TransAlta Renewables

Le 21 octobre 2013, TransAlta Renewables a annoncé l'acquisition, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive de TransAlta, d'une participation financière dans un parc éolien de 144 mégawatts au Wyoming pour un montant d'environ 102 millions de dollars américains auprès d'une société affiliée de NextEra Energy Resources, LLC. Le parc éolien est pleinement opérationnel et fait l'objet d'un CAÉ à long terme jusqu'en 2028 avec une contrepartie ayant une note de première qualité. À la clôture, la participation économique dans le parc éolien sera acquise par TransAlta Renewables auprès de TransAlta en contrepartie d'un paiement égal au prix d'acquisition initial. La Société a consenti un prêt de 102 millions de dollars américains à TransAlta Renewables pour financer l'acquisition. L'acquisition est assujettie aux approbations des organismes de réglementation et devrait être conclue d'ici la fin de décembre 2013.

#### B. Prolongation du contrat de l'Australie-Occidentale

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

## INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		30 sept. 2013	31 déc. 2012
Cours de clôture (TSX) (\$)		13,38	15,12
Fourchette du cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Élevé	16,86	21,37
	Bas	12,91	14,11
Dette sur le capital investi (%)		54,0	55,6
Dette sur le capital investi, exclusion faite des emprunts sans recours <sup>1</sup> (%)		51,6	53,3
Dette sur le capital investi, y compris les obligations au titre des contrats de location-financement et de la dette sans recours (%)		54,1	55,6
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires (%)		1,5	(23,7)
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison <sup>1,2</sup> (%)		5,8	4,5
Rendement du capital investi <sup>2</sup> (%)		4,9	(3,1)
Rendement du capital investi aux fins de comparaison <sup>1,2</sup> (%)		6,2	5,3
Dividendes en espèces par action <sup>2</sup> (\$)		1,16	1,16
Ratio cours/résultat aux fins de comparaison <sup>2</sup> (multiple)		24,8	30,2
Couverture par le résultat <sup>2</sup> (multiple)		1,4	(1,2)
Ratio de distribution fondé sur le résultat net <sup>2</sup> (%)		885,3	(44,1)
Ratio de distribution fondé sur le résultat aux fins de comparaison <sup>1,2</sup> (%)		221,3	229,7
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités opérationnelles <sup>1,2,3</sup> (%)		39,7	34,7
Rendement des actions <sup>2</sup> (%)		8,7	7,7
Flux de trésorerie ajustés sur la dette <sup>2,3</sup> (%)		18,3	19,0
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ajustés <sup>2,3</sup> (multiple)		4,2	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

**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 laquelle une unité peut produire de l'électricité, peu importe si elle le fait réellement ou non.

**Énergie renouvelable** – Énergie produite à l'aide de mécanismes terrestres renouvelables comme le vent, l'énergie géothermique 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](http://www.transalta.com)

**Compagnie Trust CIBC Mellon**

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](http://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](mailto:investor_relations@transalta.com)