

TransAlta
Renewables^{Inc.}
Rapport
annuel
2013

Table des matières

Message aux actionnaires	1
Carte des activités et tableau récapitulatif des centrales	2
Rapport de gestion	4
États financiers consolidés	36
Notes des états financiers consolidés	44
Glossaire de termes clés	73
Information pour les actionnaires et renseignements sur la société	74

Message aux actionnaires

L'année 2013 marque le lancement de TransAlta Renewables, l'une des premières sociétés d'énergie renouvelable au Canada. Le premier appel public à l'épargne de 220 millions de dollars a été réalisé en août, créant ainsi une société d'énergie renouvelable d'une capacité de production de plus de 1 200 MW provenant de 29 actifs entièrement visés par des contrats, situés dans cinq régions du Canada.

TransAlta Renewables a été fondée afin de fournir aux investisseurs un placement intéressant, notamment :

- Le plus grand réseau de centrales éoliennes au Canada
- Des actifs très diversifiés
- Des flux de trésorerie stables au moyen de contrats à long terme
- Un bilan solide
- Des technologies reconnues

TransAlta Renewables a démontré sa volonté d'offrir des rendements intéressants en combinant croissance et rentabilité, et en acquérant une participation financière dans un parc éolien de 144 MW visé par un contrat à long terme au Wyoming. Ainsi, par suite de cette transaction annoncée en octobre, TransAlta Renewables a pu effectuer son premier placement aux États-Unis, ce qui lui a permis non seulement d'augmenter la taille de la société, mais aussi d'offrir une plus grande diversité. L'acquisition a eu pour effet d'augmenter immédiatement les flux de trésorerie disponibles à des fins de distribution et de faire approuver par le conseil d'administration l'augmentation du dividende annualisé, passant de 0,75 \$ à 0,77 \$ par action, soit une hausse de 2,7 % en seulement quatre mois.

Grâce à l'augmentation du dividende associée à la transaction liée au parc éolien du Wyoming, TransAlta Renewables a dégagé un solide rendement total pour les actionnaires depuis le premier appel public à l'épargne.

En ce qui concerne l'avenir, TransAlta Corporation, à titre de propriétaire majoritaire et de commanditaire, vise à assurer la croissance des activités de TransAlta Renewables afin de procurer de la valeur aux deux groupes d'actionnaires. Les perspectives de l'énergie renouvelable demeurent prometteuses, et TransAlta Renewables est bien placée pour jouer un rôle important dans ce secteur.

En plus de continuer à accroître son portefeuille, TransAlta Renewables visera constamment à obtenir un rendement intéressant sur ses nouveaux placements et financera ceux-ci de manière à maintenir un bilan solide et une souplesse financière.

L'équipe de direction et le conseil d'administration de TransAlta Renewables sont très fiers de la création de la société et très enthousiastes au sujet de ses perspectives futures de croissance. Nous estimons être bien positionnés pour faire croître la société et vous procurer une valeur constante et fiable.

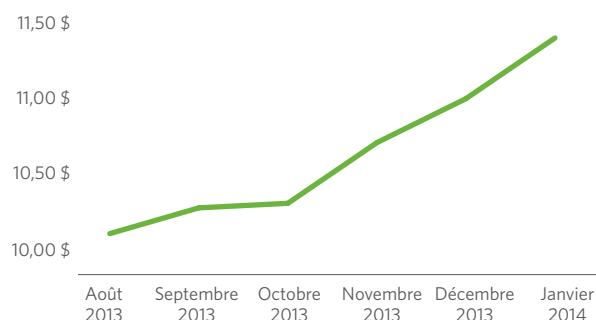
Cordialement,



Brett M. Gellner
Président et chef de la direction désigné

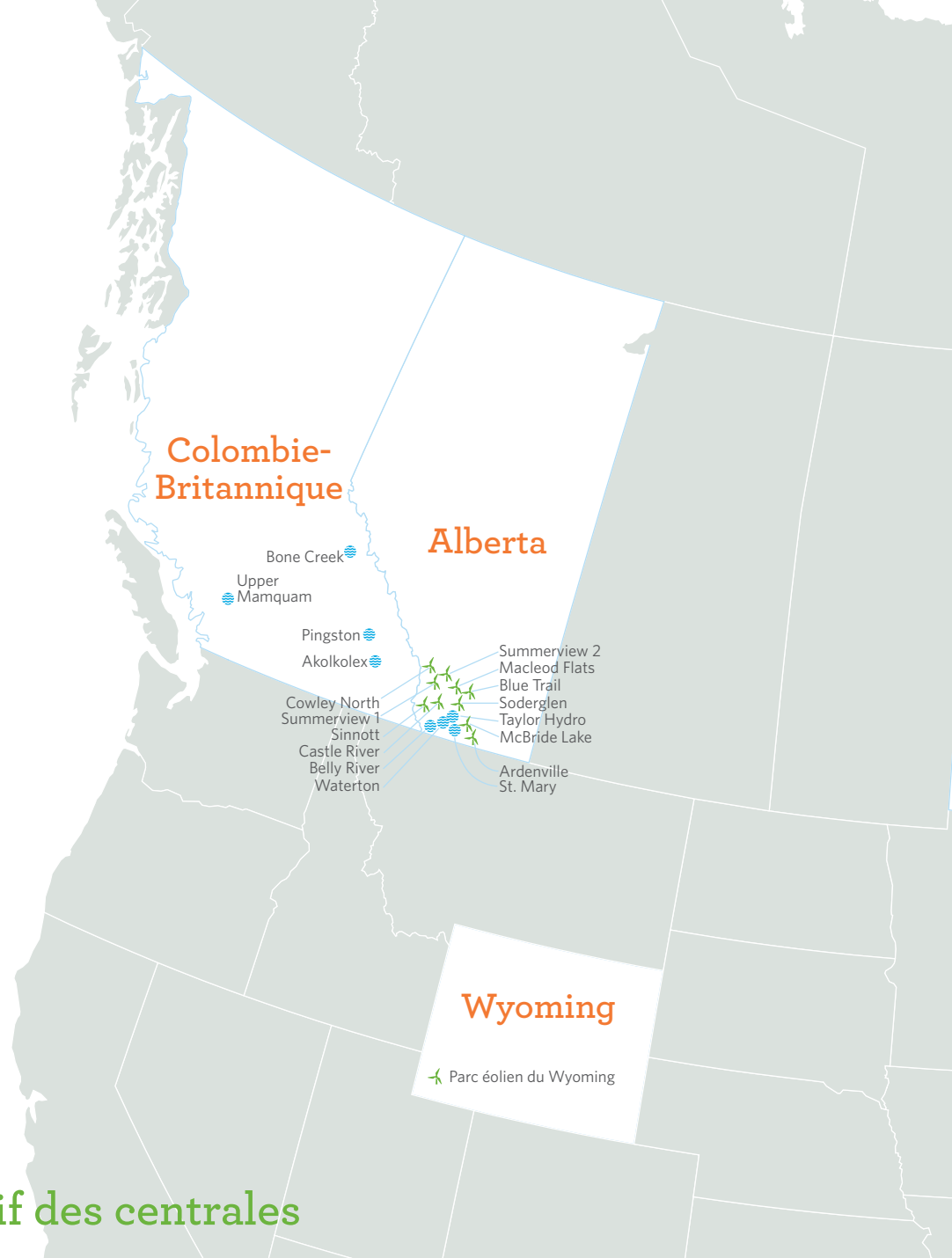
Le 13 février 2014

Évolution du cours de l'action depuis le premier appel public à l'épargne



Allen R. Hagerman
Président du conseil

Carte des activités



Centrales



-  centrales hydroélectriques
-  centrales éoliennes

Tableau récapitulatif des centrales

Au 31 janvier 2014	Installation	Capacité (MW) ¹	Propriété (%)	Capacité détenue nette (MW) ¹	Combustible	Source de produits ²	Date d'expiration du contrat
Ouest du Canada 18 installations	Taylor Hydro, AB	13	100 %	13	Hydroélectricité	CAÉ de TransAlta	2033
	Belly River, AB	3	100 %	3	Hydroélectricité	CAÉ de TransAlta	2033
	Waterton, AB	3	100 %	3	Hydroélectricité	CAÉ de TransAlta	2033
	St. Mary, AB	2	100 %	2	Hydroélectricité	CAÉ de TransAlta	2033
	Upper Mamquam, C.-B.	25	100 %	25	Hydroélectricité	CAÉ	2025
	Pingston, C.-B.	45	50 %	23	Hydroélectricité	CAÉ	2023
	Bone Creek, C.-B.	19	100 %	19	Hydroélectricité	CAÉ	2031
	Akolkolex, C.-B.	10	100 %	10	Hydroélectricité	CAÉ	2015
	Summerview 1, AB	70	100 %	70	Énergie éolienne	CAÉ de TransAlta	2033
	Summerview 2, AB	66	100 %	66	Énergie éolienne	CAÉ de TransAlta	2033
	Ardenville, AB	69	100 %	69	Énergie éolienne	CAÉ de TransAlta	2033
	Blue Trail, AB	66	100 %	66	Énergie éolienne	CAÉ de TransAlta	2033
	Castle River, AB ³	44	100 %	44	Énergie éolienne	CAÉ de TransAlta	2027
	McBride Lake, AB	75	50 %	38	Énergie éolienne	CAÉ	2023
	Soderglen, AB	71	50 %	35	Énergie éolienne	CAÉ de TransAlta	2033
	Cowley North, AB	20	100 %	20	Énergie éolienne	CAÉ de TransAlta	2031
	Sinnott, AB	7	100 %	7	Énergie éolienne	CAÉ de TransAlta	2031
	Macleod Flats, AB	3	100 %	3	Énergie éolienne	CAÉ de TransAlta	2033
Total - Ouest du Canada		610		515			



Tableau récapitulatif des centrales

Au 31 janvier 2014	Installation	Capacité (MW) ¹	Propriété (%)	Capacité détenue nette (MW) ¹	Combustible	Source de produits ²	Date d'expiration du contrat
Est du Canada 10 installations	Misema, ON	3	100 %	3	Hydroélectricité	CAÉ	2027
	Galetta, ON	2	100 %	2	Hydroélectricité	CAÉ	2030
	Appleton, ON	1	100 %	1	Hydroélectricité	CAÉ	2030
	Moose Rapids, ON	1	100 %	1	Hydroélectricité	CAÉ	2030
	Wolfe Island, ON	198	100 %	198	Énergie éolienne	CAÉ	2029
	Melancthon, ON ⁴	200	100 %	200	Énergie éolienne	CAÉ	2026-2028
	Kent Hills, N.-B. ⁴	150	83 %	125	Énergie éolienne	CAÉ	2033-2035
	New Richmond, QC	68	100 %	68	Énergie éolienne	CAÉ	2032
Total - Est du Canada		622		597			
États-Unis 1 installation	Wyoming ⁵	144	100 %	144	Énergie éolienne	CAÉ	2028
Total - États-Unis		144		144			
Total		1376		1255			

¹ Les mégawatts sont arrondis au nombre entier le plus près. Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total des colonnes.

² CAÉ désigne un contrat d'achat d'électricité.

³ Comprend sept turbines individuelles à d'autres emplacements.

⁴ Comprend deux installations.

⁵ La société détient une participation financière dans cette installation.

Table de matières

Création de la société	5	Situation de trésorerie et sources de financement	16
Faits saillants	5	Énoncés prospectifs	17
Sommaire des résultats	6	Perspectives pour 2014	18
Contexte d'affaires	6	Gestion du risque	20
Stratégie et capacité de produire des résultats	8	Méthodes et estimations comptables critiques	26
Mesures du rendement	9	Opérations et soldes avec les parties liées	27
Événements importants	9	Modifications comptables de l'exercice écoulé	31
Résultats des activités d'exploitation	11	Modifications comptables futures	32
Charge d'intérêt nette	13	Mesures conformes aux IFRS additionnelles	32
Participation ne donnant pas le contrôle	13	Mesures non conformes aux IFRS	33
Impôts sur le résultat	13	Principales informations annuelles	34
Situation financière	14	Principales informations trimestrielles	35
Instruments financiers	15	Contrôles et procédures	35
Tableaux des flux de trésorerie	15		

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés audités de 2013 et notre notice annuelle de 2014. Nos états financiers consolidés ont été dressés selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada. 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. Tous les montants dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», «TransAlta Renewables» et la «société» désignent TransAlta Renewables Inc., et «TransAlta» et la «société mère» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les termes clés qui ne sont pas définis ailleurs aux présentes ont le sens qui leur est attribué dans le glossaire de termes clés. Ce rapport de gestion est daté du 13 février 2014. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Renewables, y compris la notice annuelle de 2014 pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, sont disponibles sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com, et sur notre site Web, à l'adresse www.transaltarenewables.com.

Création de la société

Nous nous sommes constitués en société le 28 mai 2013 en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* («LCSA»); nous avons été créés pour détenir un portefeuille de centrales d'énergie renouvelable. Nous n'avons pas exercé d'activités au cours de la période à partir de la date de création jusqu'au 9 août 2013, date à laquelle nous avons acquis indirectement 28 actifs de production hydroélectrique et éolienne («actifs acquis») auprès de TransAlta («acquisition») et réalisé un premier appel public à l'épargne de 22,1 millions d'actions ordinaires. Voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion pour en savoir plus.

Les résultats des activités d'exploitation pour les périodes antérieures à l'acquisition le 9 août 2013 ont été préparés selon les IFRS au moyen de méthodes comptables uniformes présentées à la note 2 des états financiers consolidés audités de 2013. Par le passé, des états financiers n'ont pas été préparés pour les actifs acquis, puisque ceux-ci n'exerçaient pas leurs activités comme une entité distincte. Par conséquent, les résultats des activités d'exploitation pour les périodes antérieures à l'acquisition reflètent les résultats des activités d'exploitation des actifs acquis d'une manière conforme à celle utilisée par TransAlta pour gérer les actifs acquis et comme si les actifs acquis avaient été une entreprise distincte. Tous les actifs et passifs importants se rapportant spécifiquement aux actifs acquis, tous les produits et charges importants attribuables spécifiquement aux actifs acquis, et toutes les répartitions des frais généraux ont été inclus dans les résultats d'exploitation pour les périodes antérieures à l'acquisition. Ces résultats ne sont pas nécessairement représentatifs de la situation financière, des résultats d'exploitation ou des flux de trésorerie qui auraient pu être ceux des actifs acquis dans le passé s'ils avaient constitué une entreprise distincte au cours des périodes antérieures à l'acquisition.

Faits saillants

Résultats des activités d'exploitation

- Les marges brutes ont augmenté de 24,9 millions de dollars, pour s'établir à 231,6 millions de dollars, par rapport à celles de l'exercice précédent, principalement en raison de la hausse des volumes d'énergie éolienne par suite du démarrage des activités commerciales du parc éolien de New Richmond et de l'augmentation des prix, le tout en partie contrebalancé par la baisse des volumes d'énergie hydroélectrique et la perte de volumes d'énergie éolienne et de revenus imputables aux effets causés par les conditions météorologiques extrêmes dans l'est du Canada en décembre 2013.
- La production a augmenté de 80 gigawattheures («GWh»), pour atteindre 2 855 GWh comparativement à 2012, en raison surtout du démarrage des activités commerciales du parc éolien de New Richmond. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse des volumes d'énergie éolienne et des ressources hydrauliques.

Faits saillants financiers

- Les fonds provenant des activités d'exploitation se sont accrus de 22,8 millions de dollars, pour s'établir à 154,0 millions de dollars en regard de ceux de l'exercice précédent, du fait principalement de la hausse du résultat en trésorerie.
- Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison a augmenté de 24,7 millions de dollars, pour s'établir à 184,1 millions de dollars en regard de celui de l'exercice 2012 principalement en raison de la hausse des volumes d'énergie éolienne dès le démarrage des activités commerciales du parc éolien de New Richmond, et de l'augmentation des prix, le tout en partie contrebalancé par la baisse des volumes d'énergie hydroélectrique et la perte de volumes d'énergie éolienne et de revenus imputable aux effets causés par les conditions météorologiques extrêmes dans l'est du Canada en décembre 2013.
- Le résultat aux fins de comparaison s'est établi à 54,6 millions de dollars (0,48 \$ par action), en hausse par rapport à 39,6 millions de dollars (0,35 \$ par action) à l'exercice 2012, en raison principalement de l'augmentation des marges d'exploitation brutes attribuable au démarrage des activités commerciales du parc éolien de New Richmond, en partie contrebalancée par la hausse de la charge d'amortissement et de la charge d'intérêt.
- Le résultat net présenté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été de 50,3 millions de dollars (0,44 \$ par action), en hausse par rapport à 32,1 millions de dollars (0,28 \$ par action) à l'exercice 2012, augmentation découlant du démarrage des activités commerciales du parc éolien de New Richmond, en partie contrebalancée par la hausse de la charge d'amortissement et de la charge d'intérêt ainsi que des montants non comparables suivants, déduction faite des impôts et taxes :
 - Diminution de l'imputation pour dépréciation d'actifs de 7,0 millions de dollars;
 - Diminution du profit à la vente d'actifs de 2,2 millions de dollars;
 - Augmentation de la charge d'impôts sur le résultat de 1,6 million de dollars liée aux variations des taux d'imposition provinciaux de l'Ontario.

Acquisition d'un parc éolien

Le 20 décembre 2013, nous avons fait l'acquisition d'une participation financière dans un parc éolien de 144 mégawatts («MW») au Wyoming (le «parc éolien du Wyoming») par l'entremise d'une filiale de TransAlta. Le parc éolien, entièrement opérationnel, fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité («CAÉ») à long terme jusqu'en 2028 intervenu avec une contrepartie ayant une note de première qualité. Pour plus de renseignements, voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion.

Sommaire des résultats

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

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012
Production (GWh)	2 885	2 805
Produits des activités ordinaires	245 341	219 817
Marge brute ¹	231 632	206 703
Résultats d'exploitation ¹	103 842	72 326
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison ²	107 505	85 326
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ³	50 258	32 091
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ³	0,44	0,28
Résultat net par action aux fins de comparaison ²	0,48	0,35
BAlIA aux fins de comparaison ²	184 094	159 383
Fonds provenant des activités d'exploitation ²	153 957	131 129
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ²	1,34	1,14
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	161 836	116 914
Liquidités disponibles à des fins de distribution ²	142 495	120 301
Dividendes versés par action ordinaire ⁴	0,23	-

Contexte d'affaires

Aperçu de l'entreprise

Nous détenons 16 centrales éoliennes et 12 centrales hydroélectriques que nous avons acquises auprès de TransAlta le 9 août 2013. TransAlta gère et exploite ces centrales en notre nom en vertu d'une convention de services de gestion et d'exploitation. Les centrales sont situées sur des terrains loués par des tiers en vertu de contrats de location à long terme. Nos centrales sont réparties dans cinq provinces canadiennes : la Colombie-Britannique, l'Alberta, l'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick. Notre capacité de production d'électricité est l'une des plus importantes parmi les producteurs d'électricité renouvelable indépendants («PEI») cotés en Bourse au Canada, notre capacité de production éolienne surpassant celle de tout autre PEI canadien coté en Bourse. Notre production sera entièrement vendue en vertu de CAÉ à long terme conclus avec TransAlta («CAÉ de TransAlta») ou d'autres contreparties ayant une note de première qualité.

Nous détenons également une participation financière dans le parc éolien de 144 MW du Wyoming. Le parc éolien est pleinement opérationnel et fait l'objet d'un CAÉ à long terme jusqu'en 2028 intervenu avec une contrepartie ayant une note de première qualité. Pour plus de renseignements, voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion.

Nos activités sont cycliques en raison de la nature même de l'électricité, qui ne peut être stockée, et de la nature des ressources d'énergie éolienne et hydroélectrique au fil de l'eau, qui fluctuent en fonction des saisons et des variations météorologiques annuelles. Habituellement, les centrales hydroélectriques au fil de l'eau produisent la majorité de leur électricité et génèrent la majorité de leurs produits durant les mois de printemps et d'été alors que la fonte des neiges alimente les bassins hydrographiques et les rivières. Inversement, les vents sont plus forts généralement durant les mois froids d'hiver lorsque la densité de l'air est à son maximum.

¹ 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.

² Ces éléments ne sont pas définis selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures calculées selon les IFRS.

³ Une participation ne donnant pas le contrôle dans le parc éolien de Kent Hills n'est pas incluse dans le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires.

⁴ Les dividendes versés par action ordinaire sont présentés en dollars entiers à deux décimales près.

Demande et offre

La croissance économique est le principal facteur des variations à plus long terme de la demande d'électricité. Historiquement, la demande d'électricité dans l'ouest et l'est du Canada progressait à un taux annuel moyen de 1 % à 3 %. Au cours des derniers exercices, la croissance de la demande s'est affaiblie dans l'est du Canada en raison de la conjoncture économique, tandis que l'ouest du Canada a connu une croissance stable, qui est surtout attribuable à la croissance en Alberta.

Les marges de réserve mesurent l'excédent de la capacité disponible dans un marché sur la capacité requise pour répondre à la demande de pointe normale. La baisse des marges de réserve indique que la capacité de production devient relativement limitée, ce qui entraîne une augmentation des prix de l'électricité. Au cours de l'exercice 2013, les marges de réserve ont diminué dans l'est du Canada et ont augmenté dans l'ouest du Canada.

De façon générale, les conditions et les changements en matière de demande et d'offre sur le marché n'ont pas d'incidence considérable sur nos activités, car la quasi-totalité de notre production fait l'objet de contrats.

Transport

Le transport désigne le réseau de livraison de gros de l'électricité et de l'énergie entre des centrales et la clientèle de gros et de détail. Les lignes de transport d'électricité assurent l'acheminement physique de l'électricité des centrales aux clients. La capacité de transport désigne la capacité des lignes de transport d'acheminer de manière sécuritaire et fiable cet approvisionnement d'électricité dans des quantités qui permettent d'apparier l'offre de production et la demande, et de répondre à des situations imprévues. Les contraintes de transport consistent en des contraintes physiques liées à la capacité énergétique pouvant survenir dans un système de transport. Ces contraintes peuvent perturber nos activités en forçant des réductions de production aux centrales touchées.

Législation environnementale

La production d'électricité provenant de sources éoliennes et hydroélectriques entraîne moins de répercussions environnementales que d'autres types de sources d'énergie. Les centrales éoliennes ne produisent aucune émission. Elles peuvent être érigées avec un minimum de conséquences sur l'environnement et utilisent une ressource connue, prévisible et récurrente. La production d'hydroélectricité au fil de l'eau n'entraîne pratiquement pas d'émissions, et la source d'énergie originale, c'est-à-dire l'eau, retourne à la rivière. Les centrales au fil de l'eau offrent une production d'hydroélectricité de moindre envergure, car elles occupent une plus petite superficie au sol que la technologie traditionnelle à réservoir et fonctionnent selon le cycle saisonnier du débit de l'eau dans une région donnée. De plus, les centrales au fil de l'eau ont peu de répercussions sur la végétation, le poisson, les oiseaux et la faune environnantes.

Bien que nos activités n'aient que peu de répercussions environnementales, elles sont régies par des lois et des règlements stricts en matière d'environnement adoptés et administrés par les gouvernements fédéral, provinciaux et municipaux des territoires où nous exerçons nos activités. Généralement, ces lois et règlements visent notamment l'utilisation de l'eau, la faune, la conservation des terres humides, la décontamination, les exigences relatives à l'élimination des déchets, la conservation des artefacts archéologiques, la conservation des espèces menacées et la limitation du bruit. Nos activités doivent être conformes aux lois et aux règlements applicables en matière d'environnement, et nous devons obtenir les permis environnementaux nécessaires, ou s'y conformer, en vertu de ces lois et règlements.

Environnement économique

L'environnement économique dans l'est du Canada a montré des signes de faiblesse en 2013, alors que dans l'ouest du Canada, il y a eu une croissance faible à modérée. La conjoncture économique influe sur la croissance économique, et celle-ci peut avoir une incidence directe sur la demande globale d'électricité.

Flux de trésorerie contractuels

La production de nos centrales éoliennes et hydroélectriques est visée par des contrats. Neuf centrales éoliennes et quatre centrales hydroélectriques sont visées par des CAÉ à long terme conclus avec TransAlta. Les autres centrales éoliennes et hydroélectriques font l'objet de contrats conclus avec des sociétés d'État et des services publics de grande envergure. La date d'expiration de contrat la plus rapprochée est 2015 et concerne notre centrale hydroélectrique d'Akolkolex de 10 MW; le reste des CAÉ et des autres contrats à long terme arrivent à échéance généralement entre 2023 et 2035.

Le parc éolien du Wyoming, dans lequel nous détenons une participation financière, fait l'objet d'un CAÉ à long terme jusqu'en 2028.

En plus des contrats d'achat d'électricité conclus, d'autres contrats à long terme et à court terme ont été conclus afin de vendre les éléments environnementaux de nos centrales éoliennes et hydroélectriques. Pour 2013, respectivement 100 % et 94 % des éléments environnementaux de nos centrales éoliennes et hydroélectriques ont été vendus.

Prix de l'électricité

Les ressources d'énergie éolienne et d'énergie hydroélectrique au fil de l'eau ne sont généralement pas des ressources qui peuvent être réparties; par conséquent, sur les marchés commerciaux, il se peut que la production tirée de ce genre de centrales ne garantisse pas le prix commun moyen. Cependant, comme il est indiqué à la rubrique «Flux de trésorerie contractuels», nous ne sommes généralement pas exposés aux prix d'électricité du marché étant donné que notre production est visée par des contrats.

Stratégie et capacité de produire des résultats

Nous avons pour objectif i) de procurer aux investisseurs des rendements constants et stables grâce à la possession d'actifs de production d'énergie renouvelable visés par des CAÉ à long terme générant des flux de trésorerie stables conclus avec des contreparties solvables, y compris TransAlta; ii) de saisir et de tirer parti des possibilités de croissance stratégique dans le secteur de la production d'énergie renouvelable; et iii) de verser mensuellement une partie des liquidités disponibles à des fins de distribution aux actionnaires de la société. Nos stratégies et notre capacité de produire des résultats s'établissent comme suit :

Stratégie financière

Notre stratégie financière consiste à maintenir une situation financière solide afin de consolider les assises de nos principales activités essentielles et de notre croissance. Une situation financière solide nous permet d'améliorer notre capacité à dégager des rendements stables et constants. Actuellement, nous nous en remettons principalement à TransAlta pour ce qui est du soutien financier et du soutien de trésorerie.

Stratégie liée aux contrats

Comme nous avons recours à des CAÉ, notamment les CAÉ de TransAlta, toute notre capacité est actuellement sous contrat. La presque totalité de la capacité est sous contrat pour les 10 à 20 prochaines années.

Stratégie d'exploitation

Nos centrales éoliennes et hydroélectriques affichent un historique d'exploitation et un rendement établis. À l'exception du parc éolien de New Richmond, dont les activités ont commencé en mars 2013, les actifs sont en service depuis environ 3 à 23 ans.

Nous avons conclu des ententes de service à long terme pour bon nombre de nos centrales éoliennes, ce qui nous permet de stabiliser les coûts.

TransAlta fournit à la société des services de gestion, d'administration et d'exploitation. Les membres de l'équipe de direction de TransAlta chargés de la gestion de nos activités comptent une grande expérience dans le secteur de la production d'électricité, notamment la gestion des centrales avant que nous en fassions l'acquisition. Les employés de TransAlta qui assurent la prestation des services d'exploitation à nos centrales sont ceux-là mêmes qui fournissent ces services à TransAlta. TransAlta et ses sociétés préexistantes produisent et vendent de l'électricité depuis 1909, ayant d'abord commencé à produire de l'énergie hydroélectrique. TransAlta a été la première société à détenir et à exploiter une capacité nette de production d'énergie éolienne au Canada de plus de 1 000 MW. TransAlta est au nombre des plus grandes entreprises non réglementées de production d'électricité et de commercialisation d'énergie du Canada.

Stratégie de croissance

Notre stratégie de croissance consiste à acquérir des centrales de production d'énergie renouvelable de haute qualité qui génèrent des flux de trésorerie stables dans le but d'obtenir un rendement sur le capital investi. La mise en œuvre réussie d'une stratégie de croissance fondée principalement sur l'acquisition d'actifs d'exploitation exige non seulement qu'elle soit réalisée au moment opportun, mais aussi qu'elle fasse l'objet d'une appréciation commerciale prudente et que les ressources nécessaires soient disponibles pour effectuer un contrôle préalable et une évaluation de ces actifs.

Nous prévoyons tirer parti d'occasions de croissance principalement dans les secteurs suivants :

- acquisitions et autres occasions de croissance dans le secteur de l'énergie renouvelable au Canada et aux États-Unis;
- acquisition d'actifs auprès de TransAlta;
- regroupements au sein de l'industrie;
- acquisitions et autres occasions de croissance sur des nouveaux marchés et relativement à d'autres technologies ou catégories d'investissement.

Mesures du rendement

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

Productivité

Nos charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration correspondent aux coûts d'exploitation de nos centrales. Ces coûts peuvent fluctuer selon le calendrier et la nature des activités d'entretien planifié. Les autres charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration sont liés au coût des activités d'exploitation quotidiennes. Notre objectif est de contrebalancer autant que possible l'incidence de l'inflation sur nos coûts d'exploitation récurrents par le contrôle des coûts et par diverses mesures visant à accroître la productivité. Nous évaluons notre capacité à maintenir la productivité par rapport aux charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration aux fins de comparaison en fonction du coût par mégawattheure («MWh») de capacité installée.

Liquidités disponibles à des fins de distribution

Nous estimons que les liquidités disponibles à des fins de distribution constituent une mesure du rendement opérationnel et un indicateur du rendement financier. Étant donné que nous voulons distribuer une part importante de nos liquidités disponibles à des fins de distribution sur une base régulière, la direction est d'avis que, en plus des flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation, les liquidités disponibles à des fins de distribution constituent une mesure non conforme aux IFRS qui fournit aux investisseurs et aux analystes financiers les informations nécessaires pour évaluer le rendement opérationnel continu et les points saillants des tendances clés des activités poursuivies. Cependant, il n'y a pas de définition normalisée des liquidités disponibles à des fins de distribution établie par les IFRS, et d'autres sociétés émettrices peuvent calculer différemment des mesures décrites de façon similaire. L'objectif de nos activités de base consiste à générer des flux de trésorerie stables. De plus, nous visons une croissance continue à long terme du BAIIA aux fins de comparaison ainsi que des flux de trésorerie au moyen de l'acquisition de nouveaux actifs.

Événements importants

Nos résultats financiers consolidés comprennent les événements importants suivants :

2013

Acquisition d'une participation financière dans le parc éolien du Wyoming

Le 20 décembre 2013, nous avons fait l'acquisition d'une participation financière dans un parc éolien de 144 MW au Wyoming. Le parc éolien a été acheté par une filiale de TransAlta. La participation financière que nous avons acquise dans le parc éolien du Wyoming est représentée par un placement de 102,7 millions de dollars américains (109,7 millions de dollars) en actions privilégiées de catégorie A d'une filiale de TransAlta (les «actions privilégiées liées au parc éolien du Wyoming»). Les actions privilégiées de catégorie A permettent le transfert de tous les flux de trésorerie disponibles du parc éolien du Wyoming à la société au moyen de dividendes fondés sur le résultat net avant impôts réalisé par le parc éolien et de provisions au titre du remboursement du capital. Nous avons financé l'acquisition de la participation financière au moyen d'un prêt de 102,0 millions de dollars américains (108,9 millions de dollars) consenti par TransAlta («prêt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming»).

TransAlta a acquis le parc éolien auprès d'une société affiliée de NextEra Energy Resources, LLC, pour une contrepartie au comptant totalisant 102,7 millions de dollars américains. Le parc éolien est pleinement opérationnel et fait l'objet d'un CAÉ à long terme jusqu'en 2028 intervenu avec une contrepartie ayant une note de première qualité.

L'acquisition représente le premier projet éolien dans l'ouest des États-Unis pour la société et TransAlta, et cadre avec notre stratégie de croissance en matière d'énergie renouvelable. L'acquisition devrait faire augmenter les liquidités disponibles aux fins de distribution par action d'environ 2 % à 3 %.

Tempête de verglas – Est du Canada

À la fin de décembre 2013, nos activités ont subi les contrecoups des conditions météorologiques extrêmes dans certaines régions de l'Ontario et du Canada atlantique, qui ont provoqué la formation de verglas sur les pales d'éoliennes et qui, par conséquent, ont forcé l'arrêt de certaines éoliennes. L'incidence équivaut à 7 à 12 jours d'arrêt pour chacune des centrales touchées, une perte de production totale de 25,6 GWh et une perte de revenus d'environ 2,6 millions de dollars. Toutes les activités des centrales touchées sont revenues à la normale.

Acquisition des actifs de production

Le 9 août 2013, nous avons acquis indirectement 28 actifs de production hydroélectrique et éolienne auprès de TransAlta en achetant toutes les actions émises et en circulation de deux filiales de TransAlta : Canadian Hydro Developers, Inc. («CHD») et Western Sustainable Power Inc. Le prix d'acquisition de 1,7 milliard de dollars a été réglé au moyen de la prise en charge indirecte des débetures en circulation de CHD pour un capital total de 0,4 milliard de dollars et d'une contrepartie transférée de 1,3 milliard de dollars, comme suit :

Contrepartie transférée	Montant
Émission de 66 666 667 actions ordinaires à 10 \$ par action	666 667
Émission du billet relatif à la clôture	187 000
Émission du billet à court terme	250 000
Émission du billet relatif à l'acquisition	30 000
Émission du prêt à terme amortissable	200 000
Total	1 333 667

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises sous contrôle commun, ce qui a lieu lorsque l'entreprise faisant l'objet de l'acquisition est contrôlée *in fine* par la même partie avant et après le regroupement d'entreprises. TransAlta contrôlait les actifs acquis avant l'acquisition du 9 août 2013 par TransAlta Renewables et continue de contrôler indirectement les actifs acquis après l'acquisition en vertu de sa participation approximative de 80,7 % en actions ordinaires. Nous avons utilisé la méthode de la mise en commun d'intérêts, ou la méthode axée sur la valeur comptable, pour comptabiliser les actifs acquis pour la période considérée et les périodes comparatives. Les états financiers des actifs acquis et de TransAlta Renewables ont été regroupés à leur valeur comptable, comme si nous avions toujours détenu les actifs acquis, à l'exception de la comptabilisation d'une réduction de 205,8 millions de dollars de la valeur comptable de certaines centrales hydroélectriques et éoliennes découlant d'une réévaluation fondée sur les modalités des CAÉ de TransAlta. Se reporter à la note 14 des états financiers consolidés audités de 2013 pour plus de renseignements.

Premier appel public à l'épargne pour des actions ordinaires

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

Le 9 août 2013, nous avons réalisé le placement et émis 20,0 millions d'actions ordinaires, pour un produit brut de 200,0 millions de dollars. Le produit net du placement a été utilisé par TransAlta Renewables pour rembourser une partie du billet relatif à la clôture émis par TransAlta. Le 29 août 2013, les preneurs fermes ont exercé leur option de surallocation en partie pour acheter 2,1 millions d'actions ordinaires supplémentaires à un prix d'offre de 10,00 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut de 21,0 millions de dollars. Nous avons affecté le produit tiré de l'exercice partiel de l'option de surallocation à la réduction de l'encours aux termes du billet relatif à l'acquisition de 30,0 millions de dollars émis à TransAlta. Le solde du capital de 9,0 millions de dollars aux termes du billet relatif à l'acquisition après ce paiement a été converti en 0,9 million d'actions ordinaires, selon un ratio d'une action ordinaire pour chaque montant de 10,00 \$ à verser à TransAlta en vertu du billet relatif à l'acquisition.

Immédiatement avant la clôture du placement, nous avons remboursé le billet à court terme de 250,0 millions de dollars émis à TransAlta, en émettant indirectement à celle-ci 25,0 millions d'actions ordinaires à un prix réputé de 10,00 \$ l'action ordinaire.

Compte tenu du placement et des autres émissions d'actions ordinaires, TransAlta détient, directement et indirectement, 92,6 millions d'actions ordinaires, ce qui représente environ 80,7 % de nos actions ordinaires.

Imputation pour dépréciation d'actifs

Au cours de 2013, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes totalisant 3,7 millions de dollars relativement à deux actifs de production hydroélectrique. Les actifs ont perdu de la valeur en raison surtout d'une augmentation des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation résultant des évaluations effectuées. Les tests de dépréciation annuels se fondent sur des estimations de la juste valeur moins les coûts de la vente en fonction de nos prévisions à long terme.

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 s'élevait à environ 226,8 millions de dollars.

2012

Imputation pour dépréciation d'actifs

En 2012, la société a comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 13,0 millions de dollars à l'égard de trois actifs de production d'énergie éolienne et d'un actif de production hydroélectrique. Les dépréciations résultent du test de dépréciation annuel fondé sur les estimations de la juste valeur moins les coûts de la vente, en fonction de nos prévisions à long terme et des prix observés sur les marchés. La dépréciation des actifs est principalement imputable aux prévisions à la baisse des prix du marché estimés établies au moyen d'une combinaison de prévisions de tiers et de prévisions en interne. Si les CAÉ de TransAlta avaient été en vigueur en 2012, les ajustements au titre de l'évaluation auraient été enregistrés au cours de cette période, et les actifs n'auraient pas subi de dépréciation.

Résultats des activités d'exploitation

TransAlta Renewables détient et exploite des centrales hydroélectriques et éoliennes dans l'ouest et l'est du Canada, et détient une participation financière dans le parc éolien de 144 MW du Wyoming. Au 31 décembre 2013, nos actifs de production représentaient une capacité de production brute¹ de 1 232 MW en activité (participation véritable nette de 1 111 MW).

Les résultats des activités d'exploitation sont comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012
Produits des activités ordinaires	200 822	189 504
Incitatifs gouvernementaux	22 019	23 369
Produits tirés des contrats de location ²	22 500	6 944
Total des produits des activités ordinaires	245 341	219 817
Redevances et autres	13 709	13 114
Marge brute aux fins de comparaison³	231 632	206 703
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	40 963	40 828
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6 575	6 492
BALIA aux fins de comparaison³	184 094	159 383
Amortissement	76 589	74 057
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison³	107 505	85 326
Production (GWh) ⁴	2 885	2 805
Capacité installée (GWh) ⁴	9 741	9 170

Les marges brutes aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 ont augmenté de 24,9 millions de dollars en regard de celles de l'exercice 2012, en raison surtout de la hausse des volumes d'énergie éolienne par suite du démarrage des activités commerciales du parc éolien de New Richmond et de l'augmentation des prix, en partie contrebalancées par la baisse des volumes d'énergie hydroélectrique et la perte de volumes d'énergie éolienne et de revenus imputable à l'incidence qu'ont eue les conditions météorologiques extrêmes dans l'est du Canada en décembre 2013.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la dotation aux amortissements a augmenté de 2,5 millions de dollars en regard de celle de l'exercice 2012, en raison principalement du démarrage des activités commerciales du parc éolien de New Richmond, augmentation en partie compensée par la baisse des actifs amortissables.

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

² Selon les IFRS, les contrats visant la vente d'électricité pour les centrales d'Akolkolex, de Bone Creek et de New Richmond sont considérés comme des contrats de location simple. Par conséquent, les produits tirés de la vente d'électricité produite par ces centrales sont comptabilisés à titre de produits tirés des contrats de location.

³ Les chiffres aux fins de comparaison 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 du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

⁴ La production et la capacité installée ne comprennent pas les résultats provenant de notre participation financière dans le parc éolien du Wyoming.

Production et marges brutes

Exercice clos le 31 décembre 2013	Installée (GWh)	Production (GWh)	Produits	Redevances et autres	Marge brute	Produits par MWh produit ¹	Redevances et autres par MWh produit ¹	Marge brute par MWh produit ¹
Énergie éolienne - ouest du Canada	3 653	1 090	72 635	5 447	67 188	66,64	5,00	61,64
Énergie éolienne - est du Canada	5 168	1 428	145 613	6 431	139 182	101,97	4,50	97,47
Énergie hydroélectrique	920	367	27 093	1 831	25 262	73,82	4,99	68,83
	9 741	2 885	245 341	13 709	231 632	85,04	4,75	80,29

Exercice clos le 31 décembre 2012	Installée (GWh)	Production (GWh)	Produits	Redevances et autres	Marge brute	Produits par MWh produit ¹	Redevances et autres par MWh produit ¹	Marge brute par MWh produit ¹
Énergie éolienne - ouest du Canada	3 663	1 121	63 247	4 376	58 871	56,42	3,90	52,52
Énergie éolienne - est du Canada	4 585	1 301	129 796	7 012	122 784	99,77	5,39	94,38
Énergie hydroélectrique	922	383	25 879	1 726	24 153	67,57	4,51	63,06
Biomasse	-	-	895	-	895	-	-	-
	9 170	2 805	219 817	13 114	206 703	78,37	4,68	73,69

Centrales éoliennes dans l'ouest du Canada

Nos actifs situés dans l'ouest du Canada comprennent dix centrales éoliennes d'une capacité de production brute totale de 491 MW (participation nette de 418 MW).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la production a diminué de 31 GWh par rapport à celle de l'exercice 2012, du fait principalement des volumes d'énergie éolienne moins élevés.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la marge brute a augmenté de 8,3 millions de dollars par rapport à celle de l'exercice 2012, en raison surtout d'une croissance des prix des activités marchandes avant la conclusion des CAÉ de TransAlta, en partie compensée par la hausse des redevances et des coûts de transport, et la baisse des volumes d'énergie éolienne.

Centrales éoliennes dans l'est du Canada

Nos actifs de l'est du Canada sont composés de six centrales éoliennes d'une capacité de production brute totale de 616 MW (participation nette de 591 MW).

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a augmenté de 127 GWh comparativement à celle de l'exercice 2012, en raison surtout du démarrage des activités commerciales du parc éolien de New Richmond en mars 2013.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la marge brute a augmenté de 16,4 millions de dollars en regard de l'exercice 2012, du fait principalement du démarrage des activités commerciales du parc éolien de New Richmond en mars 2013 et de la baisse des redevances et des coûts de transport à d'autres centrales.

Centrales hydroélectriques

Nos actifs hydroélectriques comprennent 12 centrales d'une capacité de production brute totale de 127 MW (participation nette de 105 MW).

Bien que quatre de nos centrales hydroélectriques se trouvent dans le sud de l'Alberta, elles ne sont pas situées aux abords d'une voie maritime touchée par les inondations importantes survenues au cours de l'été 2013. Par conséquent, il n'y a pas eu d'incidence sur nos activités.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a diminué de 16 GWh par rapport à celle de l'exercice 2012, conséquence surtout de la diminution des sources hydrauliques dans l'ouest du Canada, en partie compensée par une baisse des interruptions non planifiées.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la marge brute a augmenté de 1,1 million de dollars par rapport à celle de l'exercice 2012, du fait surtout de la hausse des prix moyens, en partie contrebalancée par la baisse des ressources hydrauliques dans l'ouest du Canada.

¹ Les montants par MWh sont présentés en dollars entiers à deux décimales près.

Participation financière dans le parc éolien du Wyoming

Nous détenons une participation financière dans le parc éolien de 144 MW du Wyoming, qui est pleinement opérationnel et fait l'objet d'un CAÉ à long terme jusqu'en 2028. Il a été conclu avec une contrepartie ayant une note de première qualité. Puisque nous ne détenons qu'une participation financière et non directe, les résultats d'exploitation du parc éolien du Wyoming ne seront pas consolidés dans nos résultats; toutefois, les dividendes que nous recevrons sur les actions privilégiées liées au parc éolien du Wyoming seront inclus dans nos résultats consolidés et sont fondés sur le résultat net avant impôts et taxes réalisé par le parc éolien du Wyoming. Pour plus de renseignements, voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion.

Pour la période du 20 décembre au 31 décembre 2013, la production du parc éolien du Wyoming s'est élevée à 24 GWh.

Charge d'intérêt nette

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

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012
Intérêts sur la dette	29 436	27 606
Intérêts sur les lettres de crédit et garanties données par TransAlta	2 297	4 156
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(2 147)	(4 621)
Produit d'intérêt	(15)	(42)
Charge d'intérêt	29 571	27 099
Désactualisation des provisions	848	730
Charge d'intérêt nette	30 419	27 829

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la progression de la charge d'intérêt nette en comparaison de celle de l'exercice 2012 a été surtout imputable à une augmentation des intérêts sur le prêt amortissable à long terme, en partie contrebalancée par la baisse des charges d'intérêt liées aux lettres de crédit et aux garanties données par TransAlta, ainsi que par les intérêts incorporés dans le coût de l'actif moins élevés.

Participation ne donnant pas le contrôle

Natural Forces Technologies Inc. détient une participation de 17 % dans les parcs éoliens 1 et 2 de Kent Hills («Kent Hills»), dont la capacité de production brute atteint 150 MW.

Depuis que nous détenons une participation donnant le contrôle dans le parc éolien de Kent Hills, la totalité du résultat, des actifs et des passifs est consolidée dans nos états financiers. La participation ne donnant pas le contrôle présentée dans les comptes de résultat consolidés et les états de la situation financière consolidés a trait au résultat et à l'actif net attribuable à la portion de la participation dans Kent Hills que nous ne détenons pas. Dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés, les sommes payées aux propriétaires minoritaires de Kent Hills sont présentées dans les activités de financement à titre de distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle.

Le résultat net de 2,6 millions de dollars attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 est comparable à celui de l'exercice 2012, qui était de 2,7 millions de dollars.

Impôts sur le résultat

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

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

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012
Résultat avant impôts sur le résultat	72 710	48 329
Résultat attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle	(2 617)	(2 653)
Imputation pour dépréciation d'actifs	3 663	13 000
Profit à la vente d'actifs	-	(2 987)
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, compte non tenu des éléments non comparables, assujetti à l'impôt	73 756	55 689
Charge d'impôts sur le résultat	19 835	13 585
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'imputation pour dépréciation d'actifs	916	3 250
Charge d'impôts sur le résultat liée au profit à la vente d'actifs	-	(747)
Charge d'impôts sur le résultat liée à des fluctuations des taux d'imposition des sociétés ¹	(1 594)	-
Charge d'impôts sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables	19 157	16 088
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, compte non tenu des éléments non comparables (%)	26	29

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la charge d'impôts sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables, s'est accrue par rapport à celle de l'exercice 2012, en raison de la hausse du résultat aux fins de comparaison, de l'incidence de certains ajustements fiscaux à l'exercice précédent qui ne fluctuent pas selon le résultat et de l'augmentation des taux d'imposition provinciaux.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, compte non tenu des éléments non comparables, a diminué en regard de 2012, en raison de l'incidence de certains ajustements fiscaux à l'exercice précédent qui ne fluctuent pas selon le résultat.

Situation financière

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

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	16 051	Calendrier des encaissements et décaissements
Créances clients	(4 994)	Calendrier des encaissements des sommes à recevoir de clients
Sommes à recevoir de parties liées	(131 171)	Remboursées au cours de la constitution de la société
Immobilisations corporelles nettes	(231 498)	Réévaluation et amortissement des actifs, déduction faite des acquisitions
Immobilisations incorporelles	(7 977)	Amortissement
Placement dans des actions privilégiées	109 325	Acquisition d'une participation financière dans le parc éolien du Wyoming
Actifs d'impôt différé	4 441	Impôt sur les frais d'émission d'actions et augmentation des reports prospectifs de pertes fiscales
Dettes fournisseurs et charges à payer	(4 624)	Calendrier des paiements et des charges à payer
Dividendes à verser	29 239	Dividendes déclarés sur actions ordinaires au cours de l'exercice
Dettes à long terme (y compris la partie courante)	311 482	Émission du prêt à terme amortissable et du prêt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming
Passifs d'impôt différé	45 155	Augmentation des provisions d'impôts sur le résultat liées à la constitution de la société et à la reprise des différences temporaires
Participation nette de la société mère	(1 660 166)	Transférée aux capitaux propres liés aux actions ordinaires en raison de la constitution de la société
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 027 769	Constitution de la société et résultat net pour l'exercice

¹ Impact of rate changes on future income taxes.

Instruments financiers

Les instruments financiers servent à gérer le risque de taux d'intérêt, le risque lié aux prix des produits de base, le risque lié aux fluctuations des monnaies étrangères ainsi que d'autres risques du marché. TransAlta a recours à des instruments financiers et à des contrats dérivés avec des contreparties externes en notre nom. Les instruments financiers sont comptabilisés à la juste valeur. La comptabilisation initiale de la juste valeur et les variations ultérieures de la juste valeur peuvent avoir une incidence sur le résultat présenté au cours de la période où la variation se produit si la comptabilité de couverture n'est pas utilisée. Sinon, les variations de la juste valeur n'auront généralement pas d'incidence sur le résultat jusqu'à la date de règlement de l'instrument financier.

Nous avons recours principalement à deux types d'instruments financiers : 1) ceux utilisés dans le cadre des activités de négociation sur les produits énergétiques, de couverture du prix des produits de base et d'autres activités de conclusion de contrats; et 2) ceux utilisés dans les couvertures de titres d'emprunt libellés en monnaies étrangères, de projets et de dépenses.

Nous pouvons conclure des opérations sur des produits de base 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 par conséquent établie à l'aide de modèles d'évaluation fondés sur des hypothèses ou des données établies en interne. Nos justes valeurs de niveau III peuvent être établies en utilisant des données comme 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, selon la nature de l'instrument sous-jacent.

Nous pouvons aussi avoir divers contrats de dérivés 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.

Au 31 décembre 2013, la valeur comptable nette du passif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 0,1 million de dollars (valeur comptable nette de l'actif net de 0,2 million de dollars au 31 décembre 2012).

Tableaux des flux de trésorerie

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012 :

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	3 205	3 990	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	161 836	116 914	Hausse du résultat en trésorerie de 22,1 millions de dollars et variations favorables du fonds de roulement de 22,9 millions de dollars
Activités d'investissement	(167 044)	(156 554)	Placement en actions privilégiées du parc éolien du Wyoming de 109,7 millions de dollars et variation défavorable des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation de 24,8 millions de dollars, en partie contrebalancés par une diminution des acquisitions d'immobilisations corporelles de 118,6 millions de dollars et une augmentation des profits réalisés en matière de gestion de risque de 5,4 millions de dollars
Activités d'investissement	20 368	38 855	Augmentation du remboursement de la note relative à la clôture et remboursement partiel de la note relative à l'acquisition de 208,0 millions de dollars, augmentation du remboursement de la participation nette de la société mère et des autres montants relatifs aux parties liées de 100,3 millions de dollars et augmentation des dividendes versés sur actions ordinaires de 26,9 millions de dollars, en partie contrebalancées par une hausse du produit net à l'émission d'actions ordinaires de 206,9 millions de dollars et à l'émission de titres d'emprunt à long terme de 108,9 millions de dollars
Trésorerie et équivalents de trésorerie, déduction faite du découvert bancaire, à la fin de l'exercice	18 365	3 205	

Situation de trésorerie et sources de financement

Le risque de liquidité découle de notre capacité à combler nos besoins généraux de financement, à mener des activités de négociation et de couverture, et à gérer les actifs, les passifs et la structure du capital de la société. Nous gérons le risque de liquidité en maintenant suffisamment de ressources financières liquides pour financer les obligations lorsqu'elles deviennent exigibles, et ce, de la façon la plus rentable qui soit.

Nos besoins de liquidités sont satisfaits au moyen d'une variété de sources, y compris les fonds provenant des activités d'exploitation et le financement fourni par TransAlta. Nous utilisons surtout les fonds pour les charges d'exploitation, les dépenses d'investissement, les distributions aux commanditaires ne détenant pas le contrôle, les paiements des intérêts et du capital sur la dette, et les dividendes.

Dette

La dette à long terme, y compris les montants à verser à TransAlta, totalisait 684,2 millions de dollars au 31 décembre 2013 comparativement à 372,7 millions de dollars au 31 décembre 2012. La dette à long terme a augmenté depuis le 31 décembre 2012, surtout en raison de l'emprunt à terme amortissable auprès de TransAlta et de l'emprunt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming. Voir la note 18 de nos états financiers consolidés audités de 2013.

Capital social

Au 31 décembre 2013 et au 13 février 2014, nous avons 114,7 millions d'actions ordinaires émises et en circulation.

Sommes à payer à une partie liée

Au 31 décembre 2013, un montant de 308,5 millions de dollars au titre de notre dette à long terme était dû à TransAlta (montant de 131,2 millions de dollars au titre d'avances à recevoir de TransAlta au 31 décembre 2012).

Facilité de crédit liée au fonds de roulement

Nous disposons d'une facilité de crédit non garantie liée au fonds de roulement de 100,0 millions de dollars consentie par TransAlta. Les emprunts puisés sur la facilité portent intérêt au taux des acceptations bancaires, majoré d'un écart de taux de 200 points de base par année. Actuellement, le taux d'emprunt prévu est d'environ 3,25 % et variera selon les écarts de taux de crédit par rapport au taux des acceptations bancaires. La facilité sera obtenue aux fins générales de la société, y compris ses besoins courants en matière de financement et de fonds de roulement. Au 31 décembre 2013, il n'y avait aucun solde d'emprunt aux termes de la facilité.

Structure du capital

Notre structure du capital comprend les composantes qui suivent :

Aux 31 décembre	2013		2012	
	Montant	%	Montant	%
Dette, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ¹	665 850	38	369 528	18
Participation ne donnant pas le contrôle	39 290	2	40 416	2
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 027 769	60	1 659 196	80
Total du capital	1 732 909	100	2 069 140	100

Engagements

Les paiements exigibles en vertu des obligations contractuelles de la société se présentent comme suit :

	Ententes de service à long terme	Services administratifs généraux	Contrats de location de matériel	Dette à long terme	Intérêt sur la dette à long terme	Total
2014	17 927	10 363	520	37 596	34 345	100 751
2015	14 287	10 570	508	193 534	29 255	248 154
2016	9 482	10 782	532	66 427	22 173	109 396
2017	5 841	10 997	561	24 413	19 867	61 679
2018	7 270	11 217	591	283 827	12 163	315 068
2019 et par la suite	41 040	191 869	601	82 511	5 889	321 910
Total	95 847	245 798	3 313	688 308	123 692	1 156 958

¹ La société inclut la trésorerie et les équivalents de trésorerie dont elle dispose, déduction faite du découvert bancaire, à titre de réduction dans le calcul du capital, le capital étant géré en interne et évalué par la direction au moyen d'une position de dette nette.

Entités structurées non consolidées ou arrangements

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

Énoncés prospectifs

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

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs ayant trait à nos activités et à notre performance financière anticipée, par exemple, mais sans s'y limiter : les dépenses engagées dans la croissance et des projets d'investissement de maintien et de productivité; les attentes en termes de coûts d'exploitation, de dépenses d'investissement et de coûts d'entretien, et la variabilité de ces coûts; les attentes relatives au résultat futur et aux flux de trésorerie futurs liés aux activités d'exploitation et activités contractuelles; l'incidence prévue de l'acquisition d'une participation financière dans le parc éolien du Wyoming sur les liquidités disponibles à des fins de distribution; le versement de dividendes futurs; les attentes quant à la demande d'électricité à court et à long terme et son incidence 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; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôts futurs ainsi que le caractère adéquat des provisions pour impôts; les estimations comptables; les taux de croissance prévus sur nos marchés; les attentes au titre de l'issue des réclamations contractuelles ou réclamations juridiques existantes ou éventuelles; les attentes quant à la capacité d'avoir accès aux marchés financiers à des conditions raisonnables; l'incidence estimée des fluctuations de taux d'intérêt et du dollar canadien par rapport au dollar américain; la surveillance de notre exposition au risque de liquidité; les attentes liées à la conclusion d'instruments financiers supplémentaires; les attentes quant à la conjoncture économique mondiale; les flux de trésorerie estimés nécessaires au règlement des frais de démantèlement et de remise en état; et les attentes concernant les taux d'emprunt et nos pratiques de crédit.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : 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 eau ou en vent nécessaire pour exploiter nos centrales; les catastrophes naturelles; la menace posée par le terrorisme intérieur, les cyberattaques et d'autres catastrophes d'origine humaine; les pannes de matériel et notre capacité à procéder aux réparations dans des délais raisonnables et de manière rentable; les risques et la concurrence dans le secteur d'activité; les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères; 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 cadres réglementaires et politiques 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; et les projets de mise en valeur et les acquisitions. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Facteurs de risque» du présent rapport de gestion ainsi que dans la notice annuelle de 2014 pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 disponible sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

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

Perspectives pour 2014

Contexte d'affaires

Demande et offre

Nous prévoyons une croissance de la demande d'électricité au Canada qui variera en moyenne de 1 % dans l'est du Canada et jusqu'à hauteur de 2 % à 3 % dans l'ouest du pays. La forte croissance prévue dans l'ouest est attribuable aux différents grands projets de mise en valeur des sables bitumineux qui devraient créer une nouvelle demande au cours des prochaines années.

On prévoit que la nouvelle offre à court et à moyen terme proviendra surtout d'investissements dans des sources d'énergies renouvelables et des centrales alimentées au gaz naturel à l'échelle de la plupart des marchés nord-américains. Cela s'explique par les prix relativement bas du gaz naturel, mais aussi par le fait que des lois visant à limiter les émissions de gaz à effet de serre sont toujours attendues aux États-Unis et dans certaines provinces canadiennes. Les technologies vertes ont gagné la faveur des organismes de réglementation et du grand public, créant des pressions accrues à l'égard de l'utilisation de sources renouvelables comme l'énergie éolienne, l'hydroélectricité, l'énergie géothermique et l'énergie solaire. En Alberta, des centrales éoliennes d'une capacité de 300 MW sont actuellement en construction et des centrales éoliennes d'une capacité d'environ 1 000 MW ont obtenu l'approbation des organismes de réglementation. Au total, l'Alberta Electric System Operator prévoit des projets d'énergie éolienne d'environ 2 300 MW.

En Ontario, des installations d'une capacité de 104 MW d'énergie éolienne sont actuellement à l'étape de la mise en service, et des installations d'une capacité de 479 MW sont en construction. De plus, l'exploitation d'un projet d'énergie éolienne de 1 651 MW visé par un contrat devrait commencer d'ici le milieu de 2015; environ 18 % de ce projet a déjà obtenu l'autorisation de l'Office de l'électricité de l'Ontario.

Au Québec, des installations d'une capacité de 659 MW d'énergie éolienne sont actuellement en construction, et des installations d'une capacité de 293 MW en sont au stade de la planification. En novembre 2013, Hydro-Québec Distribution a procédé à un appel d'offres pour la mise en valeur d'un autre projet d'énergie éolienne de 450 MW, la mise en service des installations étant prévue d'ici la fin de 2017.

Toutefois, il ne faut pas s'attendre à ce que tous les projets annoncés soient construits, et certains projets ne pourront pas être développés avant la fin des travaux d'élargissement du réseau de transport.

Environnement économique

Nous prévoyons une croissance modérée en Alberta et faible dans l'est du Canada en 2014. Nous surveillons les événements mondiaux afin d'évaluer leur incidence potentielle sur l'économie et sur nos relations avec les fournisseurs et les contreparties en ce qui a trait aux produits de base.

Nous continuons de gérer le risque de contrepartie et d'agir conformément aux politiques de gestion du risque mises en œuvre. Nous ne prévoyons pas apporter de modification importante à nos pratiques existantes en matière de crédit et continuerons de faire affaire principalement avec des contreparties ayant une note de première qualité.

Transport

Par le passé, les réseaux de transport étaient conçus pour alimenter seulement leur territoire, et les interconnexions entre les territoires qui ont été construites pour améliorer la fiabilité ne desservait qu'une petite fraction de la capacité de production ou de la charge locale. Nous sommes d'avis que les lignes de transport futures devront s'étendre au-delà des limites territoriales des provinces et des États, car il y a une volonté d'améliorer l'efficacité en transportant de grandes quantités d'électricité d'une région à une autre. Selon nous, ces lignes de transport interrégionales seront des lignes haute tension à courant alternatif ou à courant continu. Le renforcement du réseau de transport vieillissant est nécessaire pour atténuer les contraintes, réduire les pertes d'énergie et accroître davantage la production.

Dans le marché nord-américain, nous croyons que les investissements dans la capacité de transport n'ont pas suivi le rythme de la croissance de la demande d'électricité. De plus, les nouveaux projets d'infrastructure de transport nécessitent beaucoup de temps, font l'objet de longs processus de consultation avec les propriétaires terriens et sont soumis à des exigences réglementaires qui peuvent changer fréquemment. Par conséquent, il est possible que la production existante ou celle provenant d'ajouts de capacité ne puissent être livrées sur les marchés avant que les installations de transport de gros soient mises à niveau ou accrues. Cependant, les projets de mise à niveau et de renforcement des installations de transport existants qui sont actuellement en cours dans le sud de l'Alberta devraient permettre d'atténuer les contraintes de transport dans cette région.

Législation environnementale

Le choix de l'emplacement, la construction et l'exploitation de centrales électriques nécessitent des interactions avec de nombreuses parties prenantes. Dernièrement, certaines parties prenantes dans le secteur des énergies renouvelables ont intenté des poursuites contre des agences gouvernementales et des propriétaires en invoquant les répercussions négatives présumées des projets éoliens. Nous assurons le suivi des activités et des réclamations au sein du secteur afin d'évaluer les risques connexes.

Les modifications apportées aux lois environnementales actuelles ont, et continueront d'avoir, une incidence sur nos activités et notre entreprise. Le cadre réglementaire applicable à la production d'électricité varie selon les territoires. Au cours des dernières décennies, un certain nombre de territoires ont restructuré leurs marchés de l'électricité afin de permettre la production d'électricité par des PEI. En général, les gouvernements ont apporté un soutien important afin de favoriser la croissance de la production d'énergie renouvelable en élaborant des programmes incitatifs et des arrangements de revenu à long terme destinés à encourager la mise en valeur de l'électricité renouvelable.

En outre, les politiques et les règlements gouvernementaux en matière de changements climatiques peuvent avoir une incidence sur nos activités et notre entreprise, car ils influencent fréquemment l'aide gouvernementale à l'égard de la production d'énergie renouvelable ou la compétitivité des prix relativement à la production d'énergie renouvelable par rapport à la production d'énergie à partir de combustibles fossiles.

Activités d'exploitation

Production

Nous prévoyons que la production en 2014 correspondra à la moyenne à long terme de nos centrales fixée à 3 059 GWh et qu'elle sera légèrement plus élevée qu'en 2013, en raison de l'année complète de production prévue au parc éolien de New Richmond.

Flux de trésorerie contractuels

Comme nous avons recours à des CAÉ, notamment les CAÉ de TransAlta, toute notre capacité est actuellement sous contrat. La presque totalité de notre capacité est sous contrat pour les 10 à 20 prochaines années. De plus, pour 2014, respectivement environ 76 % et 95 % des éléments environnementaux de nos centrales éoliennes et hydroélectriques ont été vendus.

Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration

Nous prévoyons que les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour 2014 augmenteront en raison surtout du démarrage du parc éolien de New Richmond. Cependant, nous avons conclu des ententes de service à long terme pour bon nombre de nos centrales éoliennes, ce qui nous aide à stabiliser les coûts. Au fil du temps, ces charges devraient augmenter à cause de l'inflation.

Participation financière dans le parc éolien du Wyoming

Nous estimons que les dividendes sur nos actions privilégiées liées au parc éolien du Wyoming que nous détenons devraient se situer entre 8,0 millions de dollars et 9,0 millions de dollars en 2014. Les montants réels pourraient se situer hors de cette fourchette, les dividendes étant calculés selon le résultat avant impôts réalisé par le parc éolien du Wyoming.

Exposition aux fluctuations des taux de change

En 2014, nous prévoyons que nous serons exposés aux fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain en raison de notre participation financière dans le parc éolien du Wyoming, les actions privilégiées liées au parc éolien du Wyoming et les dividendes associés étant libellés en dollars américains. Toutefois, ces expositions seront en partie contrebalancées par le prêt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming et le paiement des intérêts connexes, qui sont dans les deux cas libellés en dollars américains, ainsi que par les intérêts libellés en dollars américains sur notre débenture de CHD de 20,0 millions de dollars américains.

Nos autres actifs étant tous situés au Canada, ils sont très peu exposés aux fluctuations des monnaies étrangères. Nous pourrions acheter du matériel auprès de fournisseurs européens en vue de projets d'immobilisations futurs, ce qui pourrait entraîner une exposition aux fluctuations par rapport au dollar canadien relativement aux monnaies concernées.

Notre stratégie consiste à réduire au minimum, le cas échéant, l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain, à l'euro et à d'autres monnaies en concluant des contrats de change.

Charge d'intérêt nette

Nous ne sommes pas exposés au risque de taux d'intérêt à l'égard de la dette à long terme, puisque tous les instruments portent intérêt à un taux fixe. La charge d'intérêt nette pour 2014 devrait augmenter par rapport à 2013 en raison des intérêts sur les prêts de TransAlta et de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif.

Situation de trésorerie et sources de financement

En cas de baisse des ressources éoliennes ou hydroélectriques ou de coûts d'entretien imprévus, nous pourrions avoir besoin de liquidités supplémentaires à l'avenir. Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur notre facilité de crédit liée au fonds de roulement avec TransAlta.

Impôts sur le résultat

Le taux d'imposition effectif sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables pour 2014, devrait s'établir entre environ 24 % et 29 %, ce qui est comparable au taux prévu par la loi de 25 %.

Estimations comptables

Un certain nombre de nos estimations comptables, y compris celles présentées à la rubrique « Jugements importants en matière de comptabilité et principales sources d'incertitude relative aux estimations » de nos états financiers consolidés audités de 2013, 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 eux pourraient influencer sur le résultat futur et les évaluations d'actifs aux fins des calculs de la dépréciation d'actifs.

Dépenses d'investissement

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

Nos dépenses d'investissement de maintien sont composées de dépenses d'investissement courantes liées au maintien de la capacité de production existante de nos centrales. Les dépenses d'investissement liées à la productivité concernent le capital investi dans des projets d'amélioration.

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

Catégorie	Description	Dépenses en 2013	Dépenses prévues en 2014
Dépenses d'investissement courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	4 909	5 298
Entretien planifié	Travaux périodiques d'entretien planifié	2 574	5 266
Total des dépenses d'investissement de maintien		7 483	10 564
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à augmenter la production ou à réduire les coûts	42	-
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		7 525	10 564

Financement

Le financement de ces dépenses d'investissement devrait provenir des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de la capacité d'emprunt existante grâce à TransAlta.

Gestion du risque

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

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

Le conseil d'administration (« conseil ») : Le conseil assure la gérance de la société. Il exerce des pouvoirs et un contrôle absolu et exclusifs sur les biens et les affaires de la société. Sous réserve des dispositions de la LCSA, le conseil peut déléguer certains de ces pouvoirs lorsqu'il ou ses membres indépendants, selon le cas, le jugent nécessaire ou souhaitable afin d'assurer l'administration efficace de leurs responsabilités. Conformément à la convention de services de gestion et d'exploitation, le conseil a délégué à TransAlta le pouvoir général d'administrer et de gérer les activités commerciales et les affaires internes de la société. Néanmoins, le conseil conserve certaines responsabilités qui sont décrites dans la charte du conseil d'administration.

Le comité d'audit (« comité ») : Le rôle principal du comité consiste à aider le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance à l'égard de nos contrôles internes, de la communication de l'information financière et du processus de gestion des risques.

Le comité est directement responsable de la surveillance des travaux de l'auditeur externe engagé pour établir ou délivrer un rapport d'audit ou pour fournir d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation, y compris la résolution de désaccords entre l'auditeur externe et la direction. L'auditeur externe relèvera directement du comité. Le comité est également responsable de l'examen et de l'approbation des politiques d'embauche relatives aux associés et aux employés actuels et anciens de l'auditeur externe. De plus, il approuve au préalable tous les services non liés à l'audit qui sont fournis par l'auditeur externe.

Le comité est responsable de l'établissement et du maintien de procédures satisfaisantes concernant la réception, la conservation et le traitement des plaintes et la soumission confidentielle, sous le couvert de l'anonymat, de questions touchant des points discutables en matière de comptabilité ou d'audit. Le comité rend compte devant le conseil et lui soumet un rapport à chaque réunion régulière de celui-ci décrivant les résultats des activités du comité et de tout examen qu'il a exécuté.

Contrôles du risque

Nos contrôles du risque comportent plusieurs éléments importants :

Valeurs de la société

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

Politiques

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

Facteurs de risque

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

Risques liés aux activités, au secteur et aux conditions d'exploitation de la société

Nos centrales pourraient connaître des pannes de matériel.

Les centrales électriques de la société pourraient ne plus fonctionner comme par le passé, en raison de différents facteurs, notamment : une panne de matériel attribuable, entre autres, à l'usure normale, à un vice caché, à une erreur de conception ou d'opération, ou à une désuétude précoce, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le volume d'énergie produite et, par conséquent, sur les produits et les liquidités disponibles aux fins de distribution. Des arrêts imprévus ou des temps d'arrêt prolongés à des fins d'entretien et de réparation augmentent habituellement les charges au titre des activités d'exploitation et d'entretien et réduisent les produits. Si le matériel d'une centrale exige des temps d'arrêt plus longs que prévu pour l'entretien et la réparation, ou si la production d'électricité est perturbée pour d'autres motifs, nos activités, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos perspectives pourraient être touchés de manière défavorable.

Rien ne garantit que notre programme d'entretien pourra détecter les pannes potentielles de nos centrales avant qu'elles ne surviennent ou éliminer tous les effets défavorables en cas de panne. Bien que nous gardions des pièces de rechange en stock ou prenions par ailleurs des dispositions pour en obtenir afin de remplacer les pièces d'équipement essentielles pour se protéger contre certains risques d'exploitation, ces protections pourraient ne pas être suffisantes pour couvrir la perte de produits ou les hausses de frais et les pénalités qui pourraient nous être imposées si nous ne sommes pas en mesure d'exploiter nos centrales à un niveau nécessaire pour nous conformer à nos contrats de vente.

Nous sommes partie à d'importants contrats conclus avec des tiers, et tout manquement de leur part de s'acquitter de leurs obligations contractuelles pourrait avoir un effet défavorable important.

Nous vendons la majorité de notre électricité et, dans certains cas, des crédits d'énergie renouvelable, à des tiers aux termes de CAÉ à long terme. Si, pour quelque raison que ce soit, l'un des acheteurs de l'électricité aux termes de ces CAÉ ne peut ou ne veut pas respecter ses obligations contractuelles dans le cadre du CAÉ en question, ou s'il refuse d'accepter la livraison d'électricité aux termes du CAÉ en question, nos actifs, nos passifs, nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient subir une incidence importante et défavorable, puisque nous pourrions être dans l'impossibilité de remplacer le contrat par un contrat comportant des modalités équivalentes. Des événements extérieurs, comme un ralentissement important de l'économie, pourraient compromettre la capacité de certaines contreparties aux CAÉ ou de certains clients finaux à payer pour l'électricité reçue.

De plus, nous signons des contrats avec des tiers portant sur des matériaux et du matériel de production, en vertu desquels le versement d'un acompte est souvent exigé avant que ne soient fournis ou livrés du matériel et d'autres biens et services. Si un ou plusieurs de ces tiers étaient incapables de respecter leurs obligations aux termes des contrats, cette situation pourrait occasionner une perte de produits, un retard dans la remise en service du matériel et une augmentation des charges d'exploitation.

Nous pourrions subir une perte de produits ou une augmentation des frais et des pénalités si nous ne parvenons pas à exploiter nos centrales au niveau nécessaire pour nous conformer à nos CAÉ.

La capacité de nos centrales à produire la quantité maximale d'électricité pouvant être vendue aux termes des CAÉ constitue un facteur important aux fins de la détermination de nos produits. Aux termes de certains CAÉ, si la centrale produit moins d'électricité que la quantité requise au cours d'une année de contrat donnée, nous pourrions devoir payer une pénalité à l'acheteur concerné. Le paiement de ces pénalités pourrait avoir une incidence défavorable sur nos produits et notre rentabilité.

Nous sommes assujettis à une abondante réglementation gouvernementale, à des programmes incitatifs et à une surveillance dans un certain nombre de territoires, et ces facteurs peuvent se répercuter sur notre rendement financier, restreindre notre flexibilité et, si nous ne respectons pas les critères qui y sont assortis, nous pourrions faire l'objet de mesures défavorables de la part des autorités de réglementation.

Le marché de la production d'électricité est fortement influencé par les règlements et les politiques des gouvernements fédéral, provinciaux et locaux. Bon nombre de ces règlements et politiques ont été conçus pour favoriser le développement d'énergies renouvelables, la fixation d'un prix pour l'électricité et l'interconnexion.

Notre incapacité à prévoir ou à influencer les projets de modification des lois ou des règlements ou à y réagir de façon appropriée, notamment l'incapacité d'obtenir les augmentations prévues ou convenues des taux tarifaires de l'électricité ou les rajustements de tarif afin de tenir compte de l'augmentation des frais, pourrait avoir une incidence défavorable sur nos résultats d'exploitation. De plus, des modifications apportées aux lois ou aux règlements ou des modifications apportées à l'application ou à l'interprétation des dispositions réglementaires dans les territoires où nous exerçons nos activités (particulièrement où les tarifs à long terme ou les CAÉ sont assujettis à l'examen ou à l'approbation des organismes de réglementation) pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités.

L'une ou l'autre des situations susmentionnées pourrait réduire les produits, augmenter les coûts ou réduire les marges des projets touchés, ce qui aurait une incidence défavorable sur nos résultats d'exploitation.

Nous détenons des permis et des licences délivrés par divers organismes de réglementation en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de nos centrales. Ces licences et permis sont cruciaux pour nos activités. La majeure partie de ces permis et licences ont une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des centrales. Dans certains cas, ces permis pourraient devoir être renouvelés avant la fin de la durée de vie utile prévue des centrales, et rien ne garantit que ces renouvellements seront obtenus. Ces permis et licences ne peuvent demeurer en règle que si nous nous conformons à leurs modalités. En outre, des retards pourraient survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires aux projets d'électricité futurs.

Nos activités sont régies par des lois et des règlements stricts en matière d'environnement.

Nos activités sont régies par des lois et des règlements stricts en matière d'environnement adoptés et administrés par les gouvernements fédéral, provinciaux et municipaux des territoires où nous exerçons nos activités. Généralement, ces lois et règlements visent notamment l'utilisation de l'eau, la faune, la conservation des terres humides, la décontamination, les exigences relatives à l'élimination des déchets, la conservation des artefacts archéologiques, la conservation des espèces menacées et la limitation du bruit. L'omission de respecter les lois et les règlements applicables en matière d'environnement ou d'obtenir les permis environnementaux nécessaires, ou de s'y conformer, en vertu de ces lois et règlements pourrait donner lieu à des amendes ou à d'autres sanctions qui nous sont imposées. Les lois et règlements en matière d'environnement qui touchent la production et la distribution d'électricité sont complexes et ont tendance à être resserrés au fil du temps. Ces lois et règlements ont entraîné, et les lois et règlements proposés pourraient entraîner dans l'avenir, des coûts supplémentaires.

La fluctuation imprévue des coûts d'entretien et des coûts et de la durabilité des composantes de nos centrales pourrait avoir une incidence défavorable sur nos résultats d'exploitation.

Des augmentations imprévues dans la structure de nos coûts qui sont indépendantes de notre volonté pourraient avoir une incidence défavorable importante sur notre rendement financier. À titre d'exemple, ces coûts peuvent comprendre, entre autres, des augmentations imprévues des coûts engagés pour se procurer les matériaux et les services nécessaires aux activités d'entretien, et le remplacement imprévu ou les coûts de réparation des composantes du matériel liés au mauvais rendement ou à la durabilité de ces composantes, qui serait inférieure aux attentes.

Le secteur de la production d'électricité comporte certains risques inhérents liés à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement qui pourraient faire en sorte que nous devions engager des dépenses imprévues ou payer des amendes ou des pénalités ou subir d'autres conséquences qui sont importantes pour notre entreprise et nos activités.

La propriété et l'exploitation d'actifs de production d'énergie renouvelable comportent un risque inhérent de responsabilité lié à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement, y compris le risque que des ordonnances soient prononcées par le gouvernement afin de remédier à des conditions dangereuses ou de prendre des mesures correctives ou d'autres mesures relativement à la contamination de l'environnement, que

des pénalités éventuelles soient imposées pour avoir contrevenu aux lois, aux licences, aux permis et aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement et qu'une responsabilité civile éventuelle soit engagée. La conformité aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement (et les modifications futures de celles-ci) et aux exigences des licences, des permis et des autres autorisations devrait demeurer importante pour nos activités. La survenance de l'un de ces événements ou des modifications ou ajouts apportés aux lois, aux licences, aux permis ou aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement ou une application plus rigoureuse de ceux-ci pourrait avoir une incidence importante sur l'exploitation et entraîner des dépenses supplémentaires importantes.

Nos centrales et nos activités sont touchées par les effets de catastrophes naturelles et d'autres événements catastrophiques qui échappent à notre contrôle et ceux-ci pourraient avoir un effet défavorable important.

Nos centrales et nos activités sont exposées à des dommages et à des interruptions potentiels ou à des pertes partielles ou complètes résultant de catastrophes environnementales (p. ex., les inondations, les vents forts, les incendies, les tempêtes de verglas et les tremblements de terre), à des pannes de matériel et à d'autres événements similaires. Dans le cas d'un désastre environnemental, d'un attentat terroriste, d'un acte de guerre ou d'une autre catastrophe naturelle, humaine ou technique, une partie ou l'ensemble de nos centrales de production et de nos infrastructures pourraient être perturbées. La survenance d'un événement marquant qui empêche nos actifs de production d'énergie renouvelable de produire ou de vendre de l'électricité pendant une période prolongée, y compris des événements qui empêchent les clients actuels aux termes des CAÉ d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. La survenance d'un tel événement pourrait ne pas nous dispenser des obligations qui nous incombent aux termes de CAÉ ou d'autres conventions conclues avec des tiers. De plus, le fait que bon nombre de nos centrales de production soient situées en zones éloignées peut faire en sorte qu'il soit plus difficile d'y avoir accès pour réparer les dommages.

Nos centrales dépendent de systèmes de transport nationaux et régionaux et d'installations connexes détenus et exploités par des tiers, et ces systèmes sont assujettis à certaines contraintes tant réglementaires que physiques qui pourraient entraver l'accès aux marchés de l'électricité.

Nos centrales de production d'électricité dépendent de systèmes de transport et d'installations connexes détenus et exploités par des tiers pour la livraison de l'électricité produite par nous à des points de livraison où a lieu la passation du titre de propriété et où nous sommes payés. Ces réseaux sont assujettis à des contraintes réglementaires et physiques qui, dans certains cas, pourraient entraver l'accès aux marchés de l'électricité. En cas d'urgence, il est possible que nos centrales de production d'électricité soient déconnectées physiquement du réseau, ou que leur production soit réduite, pendant un court laps de temps. Selon la plupart de nos contrats de vente d'électricité, aucun paiement n'est fait si l'électricité n'est pas livrée.

Des ruptures de barrage peuvent entraîner une perte de capacité de production, une augmentation des frais d'entretien et de réparation et d'autres obligations.

Il demeure possible qu'une catastrophe naturelle ou causée par l'homme et certains autres événements entraînent des ruptures de barrage pouvant toucher nos centrales hydroélectriques et occasionner une perte de capacité de production, causer des dommages à l'environnement et porter préjudice à des tiers ou au public. Ces ruptures pourraient nous contraindre à engager des dépenses en capital et d'autres ressources considérables ou à verser d'importantes sommes en dommages-intérêts. Rien ne garantit que notre programme de sécurité des barrages permettra de déceler les ruptures de barrage éventuelles avant qu'elles ne surviennent ou d'éliminer toutes les conséquences défavorables en cas de ruptures. D'autres règlements en matière de sécurité pourraient être modifiés à l'occasion, ce qui pourrait avoir une incidence sur les frais et l'exploitation. Nous gérons ce risque en suivant des procédures d'entretien préventif et en souscrivant des assurances; toutefois, si une rupture de barrage suffisamment importante se produisait, l'assurance, si elle était disponible, pourrait ne pas être adéquate et nous pourrions subir un effet défavorable important.

Une augmentation importante des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique pourrait avoir un effet défavorable important.

Nous sommes tenus de verser des redevances pour les droits relatifs à l'eau. Si les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique augmentent sensiblement à l'avenir ou si les autorités gouvernementales des territoires dans lesquels sont situés nos actifs hydroélectriques changent la façon dont elles réglementent l'approvisionnement en eau, cela pourrait nuire de façon importante à nos activités, à nos résultats d'exploitation, à notre situation financière ou à nos perspectives.

Si notre approvisionnement en eau est réduit de façon importante, cela pourrait avoir des effets défavorables sur nos activités.

L'exploitation de centrales hydroélectriques nécessite un débit d'eau continu. Des changements touchant la situation météorologique ou le climat, les précipitations saisonnières habituelles, le moment et le rythme de la fonte des neiges, l'écoulement de surface et d'autres facteurs indépendants de notre volonté pourraient réduire le débit d'eau de nos centrales. Une réduction importante du débit d'eau de nos centrales limiterait notre capacité de produire et de commercialiser l'électricité à partir de ces centrales et pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. De plus, une réglementation de plus en plus poussée s'applique à l'usage, au traitement et à l'évacuation des eaux et à l'obtention des droits relatifs à l'eau dans les territoires où nous exerçons nos activités. Tout changement apporté à la réglementation pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

La variation de l'intensité du vent peut avoir une incidence négative sur la quantité d'électricité produite par nos centrales éoliennes.

Le vent est par nature variable. Par conséquent, la quantité d'électricité produite par nos centrales éoliennes variera également. De plus, la force et la constance des ressources éoliennes aux centrales éoliennes peuvent différer de nos prévisions en raison d'un certain nombre de facteurs, notamment : la mesure dans laquelle les données éoliennes historiques et les prévisions éoliennes propres à un de nos sites représentent de façon exacte la vitesse, la force et la constance réelles des vents à long terme; l'effet possible des facteurs climatiques; l'exactitude des hypothèses à l'égard, entre autres, du climat, de l'accumulation de glace sur les éoliennes et leur encrassement, l'accès aux sites, les pertes dues au sillage et les pertes de transmission et le cisaillement du vent; l'incidence éventuelle des variations topographiques; et la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison.

Une réduction de la quantité de vent à l'emplacement d'une ou de plusieurs de nos centrales éoliennes sur une période prolongée peut réduire la production de ces centrales, ainsi que toutes les caractéristiques environnementales qui lui reviennent, et réduire nos produits et notre rentabilité.

Risques liés à nos relations avec TransAlta

TransAlta peut exercer une influence considérable sur nous, et nous dépendons grandement de TransAlta à titre de gestionnaire. TransAlta n'est pas nécessairement tenue d'agir dans le meilleur intérêt de la société ou de ses actionnaires, et la responsabilité de TransAlta est limitée à certains égards.

TransAlta est l'actionnaire majoritaire de la société en plus d'être responsable de sa gestion et de son exploitation. En outre, TransAlta est en mesure de nommer des administrateurs au conseil et nous nous fierons à TransAlta exclusivement pour déceler des acquisitions et des occasions de croissance. Par conséquent, TransAlta est en mesure d'exercer une influence considérable sur nos activités, notre administration et notre croissance. Nous dépendons des services de gestion et d'administration fournis par TransAlta ou sous sa direction aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation. Le personnel et le personnel de soutien de TransAlta qui nous fournissent des services ne sont pas tenus d'avoir comme principale responsabilité notre gestion et notre administration ni d'agir exclusivement pour notre compte. Même si nous ne sommes pas satisfaits de la façon dont TransAlta fournit ses services aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation, nous n'avons pas le droit de remplacer TransAlta à titre de gestionnaire avant l'expiration de la durée initiale de 20 ans, à moins que certains événements surviennent. Aux termes de la convention de gouvernance et de coopération, TransAlta n'est pas tenue d'attribuer, selon un seuil établi, des ressources consacrées à la recherche d'occasions de production d'énergie renouvelable pour nous ni de nous présenter des occasions particulières. Le défaut de gérer efficacement nos activités ou de mettre en œuvre notre stratégie de croissance pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

La convention de services de gestion et d'exploitation et la convention de gouvernance et de coopération conclues avec TransAlta n'imposent aucune obligation à TransAlta d'agir dans notre intérêt, et il n'est pas interdit à TransAlta d'exercer d'autres activités commerciales pouvant concurrencer les nôtres. De plus, même si TransAlta et les membres de son groupe auront accès à des renseignements confidentiels et seront assujettis à des obligations de confidentialité, la convention de services de gestion et d'exploitation ne renferme pas de dispositions générales en matière de confidentialité. Il est également possible que des conflits d'intérêts surviennent entre nous et TransAlta et que ceux-ci soient réglés d'une manière qui n'est pas dans notre intérêt ou dans l'intérêt de nos actionnaires.

Aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation, la responsabilité de TransAlta est limitée dans toute la mesure permise par la loi aux agissements de mauvaise foi, de fraude ou d'inconduite volontaire ou, dans le cas d'un acte criminel, à tout geste posé que l'on savait alors être illicite, sauf que TransAlta doit également assumer les responsabilités découlant d'une faute lourde. En outre, nous acceptons d'indemniser TransAlta, dans toute la mesure permise par la loi, contre les réclamations, les responsabilités, les pertes, les dommages, les coûts ou les frais engagés par une personne indemnisée ou qui sont imminents dans le cadre de l'exploitation, des placements et de nos activités, ou encore relativement à la convention de services de gestion et d'exploitation ou aux services fournis par TransAlta ou en découlant.

Risques liés aux activités de comptabilité et de financement

Nous pourrions ne pas être en mesure de refinancer nos dettes existantes ou de le faire selon des modalités comparables aux modalités existantes.

Nous sommes tenus de refinancer certaines dettes au fur et à mesure qu'elles deviennent échues de temps à autre, y compris nos dettes aux termes des débentures émises par CHD qui viennent à échéance en 2015. Rien ne garantit que nous serons en mesure d'obtenir du financement pour rembourser le capital de ces dettes et, si nous y parvenons, de le faire selon des modalités comparables aux modalités existantes ou que ces modalités seront acceptables pour nous. Si nous contractons une nouvelle dette à des taux d'intérêt considérablement plus élevés ou selon des modalités de remboursement du capital plus punitives que celles de notre dette existante, nos résultats financiers et les liquidités disponibles à des fins de distribution pourraient en subir une incidence négative.

Nous pourrions ne pas être en mesure de financer nos activités ou la croissance de nos activités.

La récupération des immobilisations dans un projet de production d'énergie renouvelable se fait habituellement sur une longue période. Par conséquent, nous devons recueillir des fonds au moyen de financements par capitaux propres ou par titres d'emprunt, y compris des opérations sur l'équité fiscale, ou de subventions gouvernementales pour nous aider à financer l'acquisition de projets et à régler les frais généraux et administratifs liés à l'exercice de nos activités. Notre capacité à recueillir du financement, que ce soit pour l'entreprise ou une filiale (notamment une dette liée à un projet sans droit de recours), de même que le coût de ces immobilisations dépendent de nombreux facteurs, dont les suivants : i) la conjoncture économique et boursière en général; ii) la capacité d'obtenir du crédit auprès de TransAlta, de banques et d'autres institutions financières; iii) la confiance des investisseurs à notre égard et les marchés dans lesquels nous exerçons nos activités; iv) notre rendement financier et celui de nos filiales; v) notre niveau d'endettement et le respect des clauses restrictives de nos conventions de prêt; et vi) nos flux de trésorerie.

L'augmentation des taux d'intérêt et/ou la réduction du financement par emprunt de projets pourraient réduire le nombre de projets de production d'énergie renouvelable que nous sommes en mesure de financer. Bien que nos emprunts soient assortis de paiements d'intérêts à taux fixe, une augmentation des taux d'intérêt pourrait réduire notre rendement du capital investi. Nous pourrions ne pas être en mesure d'obtenir les fonds nécessaires ou de les obtenir selon des modalités que nous jugeons acceptables notamment pour ces raisons. Si nous n'étions pas en mesure d'obtenir des fonds supplémentaires lorsque nous en avons besoin, nous pourrions être tenus de reporter l'acquisition et la construction de projets, de réduire la portée des projets, d'abandonner ou de vendre une partie ou la totalité de nos projets ou centrales, ou encore contrevenir à nos engagements contractuels à l'avenir, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Risques liés à la croissance de notre entreprise

Nous pourrions faire face à une vive concurrence concernant l'acquisition de projets de production d'énergie renouvelable de haute qualité et pourrions être incapables de mener à bien et d'intégrer les acquisitions.

Notre plan d'affaires vise notamment la croissance grâce au repérage d'occasions d'acquisitions appropriées, à la matérialisation de telles occasions, à la réalisation d'acquisitions ainsi qu'à l'intégration efficace de celles-ci à nos activités existantes. Rien ne garantit que nous serons en mesure de repérer des candidats attrayants pour de telles acquisitions à l'avenir (que ce soit par l'intermédiaire de TransAlta ou autrement), de procéder à des acquisitions qui augmenteront le montant des liquidités disponibles à des fins de distribution ou de réussir à intégrer les acquisitions à nos activités existantes. Il est probable que nous ferons face à une vive concurrence relativement à des occasions d'acquisition avec d'autres sociétés d'énergie renouvelable et d'autres sociétés d'énergie traditionnelle et, dans la mesure où ces occasions sont repérées, nous pourrions ne pas être en mesure de procéder à des acquisitions en raison du manque de ressources financières.

Toute acquisition pourrait comporter des risques potentiels, dont une augmentation de la dette, l'incapacité à intégrer avec succès les activités, l'incapacité à maintenir les CAÉ et les taux relatifs aux programmes de tarification incitative, l'interruption éventuelle de nos activités courantes et le détournement de l'attention de la direction des autres entreprises commerciales et la possibilité que nous verserons un montant supérieur à la valeur du projet acquis ou de la participation acquise. Il pourrait aussi y avoir des obligations dont nous n'avons pas connaissance ou que nous n'avons pu découvrir dans le cadre de notre contrôle préalable à la réalisation de l'acquisition et nous pourrions ne pas toucher d'indemnités payées par le vendeur à l'égard d'une partie ou de l'ensemble de ces obligations. De plus, nos obligations en matière de financement relativement aux coûts d'acquisition et d'intégration pourraient réduire les fonds pouvant être affectés au paiement de dividendes.

Notre stratégie de croissance est axée sur l'acquisition de projets de production d'énergie renouvelable de haute qualité et rien ne garantit que nous réussissons à mettre à exécution cette stratégie.

Notre stratégie de croissance consiste à acquérir des centrales de production d'énergie renouvelable de haute qualité qui génèrent des flux de trésorerie stables dans le but d'obtenir un rendement sur le capital investi. Cependant, rien ne garantit que nous réussissons à acquérir des centrales de production d'énergie renouvelable de haute qualité à des prix attrayants pour poursuivre notre croissance. La mise en œuvre réussie d'une stratégie de croissance fondée principalement sur l'acquisition d'actifs d'exploitation exige non seulement qu'elle soit réalisée au moment opportun, mais exige également une appréciation commerciale prudente ainsi que les ressources nécessaires pour effectuer un contrôle préalable et une évaluation de ces actifs. Nous pouvons sous-estimer les coûts liés à l'acquisition des centrales de production d'énergie renouvelable ou être incapables d'intégrer de façon efficace et en temps opportun les nouvelles acquisitions à nos activités existantes.

Méthodes et estimations comptables critiques

La préparation des états financiers exige de la direction qu'elle exerce son jugement, fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs, des produits et des charges, et les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels 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.

Dans le processus d'application des méthodes comptables de la société décrites ci-dessous, la direction exerce divers jugements et fait des estimations à l'égard de questions dont l'issue demeure incertaine au moment de l'établissement des estimations, et qui peuvent avoir un effet significatif sur les montants qu'elle comptabilise dans les états financiers consolidés. Des estimations différentes, résultant des principales variables utilisées dans les calculs ou des changements apportés aux estimations utilisées, pourraient avoir des répercussions importantes sur la situation ou la performance financières de la société. Les jugements importants et les sources d'incertitude de mesure qui en résultent sont décrits ci-après :

Réévaluation des immobilisations corporelles et incorporelles

Au moment de la création, la société a conclu des CAÉ à prix fixe avec TransAlta relativement à certaines centrales éoliennes et hydroélectriques. Par conséquent, la société a réévalué la valeur comptable des immobilisations corporelles de ces centrales. La réévaluation était basée sur la valeur actualisée des flux de trésorerie devant être générés par les centrales sur leur durée d'utilité résiduelle estimée. Pour déterminer les flux de trésorerie sous-jacents de chaque centrale, la direction a dû faire des estimations et formuler des hypothèses concernant les niveaux de production prévus, les redevances et autres coûts de production, les interruptions planifiées et non planifiées, les charges d'exploitation fixes, les coûts liés au démantèlement des actifs, les autres entrées ou sorties de trésorerie sur la durée de vie des centrales, les modifications apportées à la réglementation, et la capacité ou les restrictions de transport. Par suite de l'évaluation, la valeur comptable de ces centrales a été diminuée de 205,8 millions de dollars.

Dépréciation des immobilisations corporelles

Il y a dépréciation lorsque la valeur comptable d'un actif excède sa valeur recouvrable, soit sa juste valeur diminuée des coûts de la vente ou sa valeur d'utilité, selon le montant le plus élevé. Chaque date de présentation de l'information financière, la société évalue s'il existe un signe qu'une perte de valeur existe ou qu'une perte de valeur comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de vente, il faut utiliser les informations sur les transactions de tiers pour des actifs similaires et, s'il n'existe pas d'informations disponibles, d'autres techniques d'évaluation, comme les flux de trésorerie actualisés. La valeur d'utilité est calculée d'après la valeur actuelle des meilleures estimations de la direction des flux de trésorerie futurs fondés sur l'utilisation courante et la condition actuelle de l'actif. Pour faire une estimation de la juste valeur diminuée des coûts de vente ou de la valeur d'utilité au moyen des flux de trésorerie actualisés, des estimations doivent être faites et des hypothèses doivent être posées sur les prix de vente, la production, les coûts liés au démantèlement et les autres entrées ou sorties de trésorerie sur la durée de vie des centrales, qui peut s'échelonner entre 25 et 50 ans. Pour formuler ces hypothèses, la direction se sert d'estimations fondées sur les prix convenus, les niveaux de production prévus, les interruptions planifiées et non planifiées, les modifications apportées à la réglementation et la capacité ou les restrictions de transport pour la durée de vie résiduelle de la centrale. Les taux d'actualisation appropriés reflétant les risques spécifiques aux actifs faisant l'objet d'un examen sont utilisés dans le cadre des évaluations. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer d'une période à l'autre, et les résultats réels peuvent différer et diffèrent souvent des estimations. De plus, ils peuvent avoir une incidence positive ou négative sur l'imputation pour dépréciation estimée, laquelle incidence pourrait être importante. Tous les actifs de production de la société sont visés par des CAÉ conclus avec TransAlta ou d'autres CAÉ conclus avec divers tiers.

Impôts sur le résultat

La préparation des états financiers consolidés requiert une estimation des impôts sur le résultat ou de la provision pour impôts sur le résultat pour chaque territoire où la société exerce ses activités. Cela suppose aussi une estimation des impôts exigibles et des impôts qui devraient être payables ou recouvrables dans l'avenir, qui sont appelés impôts différés. L'impôt différé découle des effets des différences temporaires attribuables à des éléments dont le traitement aux fins fiscales diffère du traitement aux fins comptables. L'incidence fiscale de ces différences est prise en compte dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actifs et de passifs d'impôt différé. La direction doit avoir recours à son jugement pour évaluer les interprétations, les lois et les règlements fiscaux qui changent constamment, de façon à s'assurer de l'intégralité et de la présentation fiable des actifs et passifs d'impôt différé. L'utilisation d'interprétations et de traitements différés des estimations de la société pourrait avoir des effets importants sur le montant comptabilisé au titre des actifs et des passifs d'impôt différé.

Provisions pour frais de démantèlement et de remise en état

Nous comptabilisons des provisions pour frais de démantèlement et de remise en état des immobilisations corporelles au cours de la période où elles sont constituées si nous avons une obligation juridique ou implicite de remettre la centrale ou le site en état et si une estimation raisonnable de la juste valeur peut être établie. La juste valeur du passif est décrite comme le montant auquel celui-ci pourrait être réglé dans le cadre d'une transaction courante entre des parties consentantes. Les valeurs prévues sont pondérées en fonction d'un facteur de probabilité afin de tenir compte des risques et des incertitudes liés au moment et au montant du règlement d'un grand nombre de provisions. Les valeurs prévues sont actualisées au taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de l'évaluation de la solvabilité de la société par le marché.

Au 31 décembre 2013, la provision constituée à l'égard des activités de démantèlement et de remise en état s'élevait à 12,4 millions de dollars. Nous estimons à environ 133,0 millions de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaire pour s'acquitter de cette provision entre 2029 et 2060. La grande partie des coûts sera engagée entre 2030 et 2050.

Facteur	Augmentation	Diminution approximative du résultat net
Taux d'actualisation	1 %	93
Flux de trésorerie non actualisés	10 %	66

Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie sur sa durée d'utilité estimée. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits et les résultats passés, compte tenu de la durée matérielle prévue de l'actif, des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue, de la désuétude technologique possible et de la réglementation. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est examinée au moins une fois l'an afin d'assurer qu'elle continue d'être appropriée.

Opérations et soldes avec les parties liées

Relation avec TransAlta après l'acquisition

Avant l'acquisition, le 9 août 2013, des actifs acquis et la séparation de TransAlta Renewables, qui est devenue une entité ouverte autonome, les actifs acquis étaient gérés et exploités dans le cours normal des affaires par TransAlta, conjointement avec d'autres activités et sociétés affiliées de TransAlta, mais non à titre d'entité distincte. Après l'acquisition, nous avons conclu certaines ententes et opérations avec TransAlta comme suit :

Parc éolien du Wyoming

Pour financer l'acquisition de notre participation financière dans le parc éolien du Wyoming, nous avons emprunté un montant de 102,0 millions de dollars américains (108,9 millions de dollars) à TransAlta aux termes du prêt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming. Nous avons acquis indirectement la participation financière dans le parc éolien du Wyoming en souscrivant des actions privilégiées de catégorie A d'un montant de 102,7 millions de dollars américains (109,7 millions de dollars) émises par une autre filiale de TransAlta. Se reporter à la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Convention de services de gestion et d'exploitation

En vertu de la convention de services de gestion et d'exploitation, TransAlta fournit tous les services administratifs généraux pouvant être essentiels ou souhaitables aux fins de la gestion de nos affaires. En contrepartie des services rendus, TransAlta Renewables versera à TransAlta des honoraires (les «honoraires de remboursement de frais administratifs généraux») équivalant à 10,0 millions de dollars par année, rajustés annuellement pour tenir compte de la fluctuation de l'indice des prix à la consommation («IPC»). Ces honoraires de remboursement de frais administratifs généraux sont payables en versements trimestriels égaux. Ils augmenteront ou diminueront selon un pourcentage équivalant à 5,0 % du montant de toute hausse ou baisse, respectivement, de notre BAIIA total par suite de l'acquisition ou de la cession d'actifs par la société. Par suite de l'acquisition de la participation financière dans le parc éolien du Wyoming, les honoraires de remboursement de frais administratifs généraux augmenteront de 0,4 million de dollars en 2014.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, un montant au prorata de 4,0 millions de dollars a été comptabilisé par la société dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration relativement aux honoraires de remboursement de frais administratifs généraux.

TransAlta offre également des services d'exploitation et d'entretien en vertu de la convention de services de gestion et d'exploitation, qui comprennent en général tous les services pouvant être essentiels ou exigés aux fins de l'exploitation et de l'entretien de nos centrales éoliennes et hydroélectriques. TransAlta est remboursée pour tous les frais et tous les coûts décaissés et ceux liés à des tiers, incluant les salaires et les avantages sociaux relatifs à la gestion et à l'exploitation des centrales non compris dans les honoraires de remboursement de frais administratifs généraux.

La convention de services de gestion et d'exploitation a une durée initiale de 20 ans et est automatiquement renouvelée par la suite pour une durée de cinq ans après l'échéance initiale ou tout renouvellement de la convention, à moins qu'une des parties ne la résilie.

CAÉ de TransAlta

Le 9 août 2013, nous avons conclu des contrats pour chacune de nos centrales éoliennes et hydroélectriques marchandes, prévoyant l'achat par TransAlta, à un prix fixe, de toute l'électricité produite par ces centrales marchandes. Le prix à payer par TransAlta pour la production en vertu des CAÉ de TransAlta est de 30,00 \$ par MWh pour les centrales éoliennes et de 45,00 \$ par MWh pour les centrales hydroélectriques, et ces montants seront rajustés annuellement pour tenir compte de la fluctuation de l'IPC. TransAlta ne doit acheter que l'électricité qui est réellement produite. Chaque CAÉ de TransAlta a une durée de 20 ans ou équivalente à la fin de la durée d'utilité d'une immobilisation, si celle-ci est inférieure à 20 ans.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, un montant de 13,9 millions de dollars a été comptabilisé à titre de produits des activités ordinaires tirés de l'électricité vendue aux termes des CAÉ de TransAlta.

Facilité de crédit liée au fonds de roulement

La société a conclu une facilité de crédit liée au fonds de roulement non garantie de 100,0 millions de dollars consentie par TransAlta à titre de prêteur. Les emprunts en vertu de la facilité portent intérêt au taux des acceptations bancaires, majoré d'un écart de taux de 200 points de base par année. Actuellement, le taux d'emprunt applicable est d'environ 3,25 %. La facilité liée au fonds de roulement est obtenue aux fins générales de la société, y compris ses besoins courants en matière de financement et de fonds de roulement.

Au 31 décembre 2013, aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité.

Prêt à terme amortissable et prêt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming

Nous avons contracté un prêt à terme amortissable de 200,0 millions de dollars et un prêt de 108,5 millions de dollars lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming auprès de TransAlta. Se reporter à la note 18 des états financiers consolidés audités de 2013.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, un montant de 3,3 millions de dollars a été comptabilisé à titre de charge d'intérêt au titre des emprunts contractés en vertu de ces prêts. Se reporter à la note 9 des états financiers consolidés audités de 2013.

Créances clients et dettes fournisseurs

Au 31 décembre 2013, des montants de respectivement 10,2 millions de dollars (1,0 million de dollars au 31 décembre 2012) et 8,4 millions de dollars (3,1 millions de dollars au 31 décembre 2012) étaient compris dans les créances clients et les dettes fournisseurs relativement aux ventes d'électricité, aux charges d'exploitation, aux intérêts courus et aux dépenses d'investissement, ces montants étant à recevoir de TransAlta ou d'autres filiales de celle-ci, ou à payer à TransAlta ou à d'autres filiales de celle-ci.

Lettres de crédit

TransAlta a fourni des lettres de crédit en notre nom. Tous les montants que nous avons à payer pour des obligations en vertu de contrats, auxquels les lettres de crédit se rapportent, 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 31 décembre 2013 totalisaient 4,5 millions de dollars (5,8 millions de dollars au 31 décembre 2012), et aucun montant (néant au 31 décembre 2012) n'a été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements. Nous payons les intérêts et les frais associés à ces lettres de crédit. Se reporter à la note 9 des états financiers consolidés audités de 2013.

Garanties

TransAlta a conclu des contrats de garantie pour 226,5 millions de dollars en notre nom. Deux garanties totalisant 206,0 millions de dollars sont liées au parc éolien de New Richmond. Si nous ne respectons pas les dispositions des contrats connexes, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à TransAlta. Nous payons les intérêts et les frais associés à ces garanties. Se reporter à la note 9 des états financiers consolidés audités de 2013.

Régimes de retraite et régimes d'avantages postérieurs à l'emploi

Nous n'offrons aucun régime de retraite, régime d'avantages postérieurs à l'emploi ou régime d'épargne des employés. Toutefois, les employés de TransAlta qui fournissent des services d'exploitation et d'administration à la société participent à certains régimes de retraite capitalisés dont les prestations sont fondées sur le salaire de fin de carrière et qui sont offerts par TransAlta. TransAlta offre également des régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire à ses employés retraités. Il n'y a aucune entente contractuelle ou politique officielle entre la société et TransAlta pour l'imputation de ces coûts. Toutefois, les coûts associés à ces régimes sont compris dans les coûts d'exploitation et les honoraires de remboursement de frais administratifs généraux en vertu de la convention de services de gestion et d'exploitation conclue avec TransAlta. Ces coûts sont inclus dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les comptes de résultat consolidés.

Toutes les obligations en vertu de ces régimes sont des obligations de TransAlta et, par conséquent, ne sont pas incluses dans nos états de la situation financière consolidés.

Instruments financiers et instruments dérivés

Les instruments financiers et instruments dérivés découlant des activités de la société sont conclus en notre nom par une filiale de TransAlta.

Convention de gouvernance et de coopération

En vertu de la convention de gouvernance et de coopération, TransAlta constitue la structure principale par l'entremise de laquelle nous ferons l'acquisition de projets d'énergie renouvelable ou les mettrons en valeur. La convention de gouvernance et de coopération prévoit notamment que nous nous fierons à TransAlta exclusivement pour : i) déterminer les occasions d'acquisition ou de mise en valeur pour nous (les «occasions»); ii) évaluer si les occasions nous conviennent; iii) présenter au conseil, à des fins d'évaluation et d'approbation, les occasions qui nous conviennent et qui respectent nos objectifs stratégiques; et iv) saisir et mener à bien les occasions approuvées par le conseil. TransAlta et les membres de son groupe ne sont pas tenus de consacrer un nombre minimal de ressources à la recherche d'occasions de production d'énergie renouvelable ni de nous offrir des occasions particulières. L'approbation d'une occasion comprenant le transfert d'intérêts de TransAlta ou des personnes de son groupe à notre égard doit être soutenue et approuvée par la majorité des administrateurs indépendants au sein du conseil.

Relations avec TransAlta avant l'acquisition

Les actifs acquis étaient auparavant gérés et exploités dans le cours normal des affaires par TransAlta, ainsi que d'autres entreprises et sociétés affiliées de TransAlta. Les états financiers n'ont pas été préparés par le passé pour les actifs acquis, puisque ceux-ci n'exerçaient pas leurs activités comme une entité distincte. Certains coûts partagés ont été attribués aux actifs acquis et présentés comme des charges dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition. La direction de TransAlta et la société considèrent que les méthodes de répartition utilisées sont raisonnables et reflètent de façon appropriée les charges connexes attribuables aux actifs acquis; toutefois, les charges présentées dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition ne sont pas nécessairement représentatives des charges réelles qui auraient été engagées au cours des périodes présentées si nous avions exercé nos activités comme une entité distincte. De plus, les charges présentées dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition ne sont pas nécessairement représentatives des charges que nous engagerons dans l'avenir. Les transactions entre TransAlta et les actifs acquis antérieurement à l'acquisition ont été identifiées comme des transactions entre parties liées dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition. Il est possible que les modalités des transactions entre TransAlta et ses sociétés affiliées ne soient pas identiques à celles qui résulteraient de transactions entre parties non liées. De l'avis de la direction de TransAlta, tous les ajustements nécessaires pour assurer une présentation fidèle des états financiers de la période antérieure à l'acquisition ont été effectués. Les informations additionnelles liées à la préparation des états financiers de la période antérieure à l'acquisition se présentent comme suit :

Participation nette de la société mère

La participation nette de TransAlta dans les actifs acquis est présentée dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition à titre de «participation nette de la société mère» plutôt que de capitaux propres, puisque TransAlta ne détenait aucune action dans les actifs acquis (les actifs acquis n'étant pas une entité juridique distincte). L'évolution de la participation nette de la société mère inclut les transferts de fonds nets et les autres transferts à la société mère et aux actifs acquis et en provenance de celle-ci et de ceux-ci.

Gestion de la trésorerie

Les actifs acquis participaient par le passé aux programmes centralisés de gestion de la trésorerie de TransAlta. Pour certains des actifs acquis, les entrées de trésorerie étaient reçues par la société mère et les débours étaient effectués par celle-ci, et tout excédent de trésorerie était conservé par TransAlta. Les variations de la trésorerie nette conservée par la société mère au titre de ces facilités sont, aux fins des états financiers de la période antérieure à l'acquisition, présentées dans les transferts nets de la société mère aux états des variations des capitaux propres consolidés. En ce qui a trait aux autres facilités d'exploitation, les entrées de trésorerie et les débours étaient gérés directement par la société qui détenait la facilité, et les fonds qui n'étaient pas nécessaires à court terme étaient transférés dans un compte bancaire centralisé détenu par TransAlta. En outre, les transferts à la société mère et en provenance de celle-ci étaient comptabilisés dans les prêts et emprunts de parties liées, dont il est question ci-après. La trésorerie conservée par TransAlta au nom des actifs acquis n'était pas conservée dans des comptes distincts, mais plutôt regroupée avec la trésorerie d'autres entités de TransAlta.

Depuis l'acquisition, la trésorerie de TransAlta Renewables est conservée dans des comptes distincts lui appartenant et n'est pas regroupée avec la trésorerie d'autres entités de TransAlta. TransAlta offre du soutien au crédit à TransAlta Renewables au moyen de la facilité liée au fonds de roulement.

Répartition des coûts du siège social

Les coûts répartis incluent, entre autres, les charges de TransAlta : le siège social, les ressources humaines, les affaires gouvernementales, les technologies de l'information, les charges immobilières partagées, les honoraires juridiques, la trésorerie, et les prestations de retraite et les avantages postérieurs à l'emploi. Ces coûts figurent dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration. Les charges sont imputées aux actifs acquis d'après les GWh produits. Veuillez noter que ces charges auraient pu être différentes si les actifs acquis avaient été une entité distincte au cours des périodes présentées. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, ces coûts avant impôts s'élevaient à 3,5 millions de dollars (8,3 millions de dollars au 31 décembre 2012).

Depuis l'acquisition, ces coûts sont compris dans les honoraires de remboursement de frais administratifs généraux.

Impôts sur le résultat

Les états financiers consolidés historiques de TransAlta incluait les activités des actifs acquis. Aux fins des états financiers de la période antérieure à l'acquisition, les impôts sur le résultat exigibles et différés de certains actifs acquis qui n'étaient pas détenus dans des entités juridiques distinctes étaient calculés et présentés comme s'ils se rapportaient à une entité juridique. Les impôts sur le résultat figurant dans les présentes représentent une attribution des impôts sur le résultat exigibles et différés de TransAlta à ces actifs acquis d'une manière qui est systématique, rationnelle et conforme à la méthode axée sur le bilan prescrite par les IFRS. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôt différé sont comptabilisés pour tenir compte des incidences fiscales attribuables aux écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs existants dans les états financiers et leur valeur fiscale respective et aux reports en avant de pertes d'exploitation. Par conséquent, la somme des montants attribués aux provisions pour impôts de ces actifs acquis peut ne pas être égale à la provision pour impôts sur le résultat consolidée historique. Les impôts sur le résultat exigibles et différés pour ces actifs acquis qui étaient détenus dans des entités juridiques distinctes représentent les impôts sur le résultat liés à cette entité juridique, y compris les actifs d'impôt différé comptabilisés pour tenir compte de l'économie prévue au titre des pertes disponibles aux fins d'un report en avant, dans la mesure où il est probable que les pertes pourront être appliquées à un résultat imposable futur.

Depuis l'acquisition, les impôts sur le résultat exigibles et différés sont calculés et présentés en fonction des entités juridiques constituant le groupe consolidé.

Régimes de retraite et régimes d'avantages postérieurs à l'emploi

Nous n'offrons aucun régime de retraite, régime d'avantages postérieurs à l'emploi ou régime d'épargne des employés. Toutefois, les employés de TransAlta fournissant des services d'exploitation aux actifs acquis participent à certains régimes de retraite capitalisés dont les prestations sont fondées sur le salaire de fin de carrière et qui sont offerts par TransAlta. TransAlta offre également des régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire à ses employés retraités. Il n'y avait aucune entente contractuelle ou politique officielle entre les actifs acquis et TransAlta pour l'imputation de ces coûts (il est à noter que les actifs acquis sont constitués de parties de plusieurs entités juridiques).

Toutes les obligations en vertu de ces régimes sont des obligations de TransAlta et, par conséquent, ne sont pas incluses dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition. TransAlta incluait dans son attribution aux actifs acquis les coûts associés à ces régimes. Ces coûts figurent dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition.

Depuis la date d'acquisition, ces coûts sont traités en vertu de la convention de services de gestion et d'exploitation.

Instruments financiers et instruments dérivés

Les instruments financiers et instruments dérivés découlant des activités des actifs acquis sont conclus au nom des actifs acquis par une filiale de TransAlta.

Prêts et emprunts de parties liées

Avant l'acquisition, des conventions de prêt et d'emprunt existaient entre CHD et TransAlta ou certaines filiales de TransAlta. Tous les prêts et emprunts ne portent pas intérêt et étaient remboursables à vue. Les montants à recevoir (à payer) sont présentés ci-dessous :

Aux 31 décembre	2013	2012
Prêt de premier rang à TransAlta ¹	-	14 254
Prêt à une filiale de TransAlta ²	-	117 811
Emprunt auprès d'une filiale de TransAlta ³	-	(894)

Dans le cadre de l'acquisition, ces prêts et emprunts ont été reclassés dans la participation nette de la société mère ou payés en espèces.

¹ Montant maximum de 300 millions de dollars.

² Montant maximum de 150 millions de dollars.

³ Montant maximum de 20 millions de dollars.

Modifications comptables de l'exercice écoulé

Adoption de nouvelles normes IFRS ou de normes IFRS modifiées

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

IFRS 10, États financiers consolidés

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

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

IFRS 11, Partenariats

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

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

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

L'IFRS 12 vise à accroître les informations à fournir à l'égard des intérêts que détient une entité dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et des entités structurées consolidées et non consolidées (entités *ad hoc*). L'IFRS 12 vise à ce que l'entité fournisse des informations qui aideront les utilisateurs des états financiers à évaluer la nature de ses intérêts dans d'autres entités et les risques qui y sont associés ainsi que l'incidence de ces intérêts sur ses états financiers. Les informations à fournir par suite de l'adoption de l'IFRS 12 figurent à la note 12 de nos états financiers consolidés audités de 2013.

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 communiquer de l'information à cet égard, mais ne précise pas quand elle doit évaluer un actif, un passif ou ses propres instruments de capitaux propres à la juste valeur. L'adoption prospective de l'IFRS 13 le 1^{er} janvier 2013 n'a eu aucune incidence financière importante sur la situation financière consolidée ni sur les résultats des activités d'exploitation consolidées; toutefois, certaines informations additionnelles ou plus détaillées doivent être fournies et figurent à la note 13 de nos états financiers consolidés audités de 2013.

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, *Instruments financiers : Présentation*. 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. Cette application n'a pas eu d'incidence importante.

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 annuel d'améliorations. Nous avons appliqué les modifications, le cas échéant, le 1^{er} janvier 2013. Les modifications, généralement de nature technique et ayant une portée étroite, n'ont eu aucune incidence importante sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Modifications comptables futures

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

IFRS 9, Instruments financiers

En novembre 2009, l'IASB a publié l'IFRS 9, *Instruments financiers*, qui remplaçait les exigences en matière de classement et d'évaluation de l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, pour les actifs financiers. Les actifs financiers doivent être classés et évalués au coût amorti ou à la juste valeur par le biais du résultat net ou des autres éléments du résultat global, selon le modèle de gestion de l'entité utilisé pour gérer les actifs financiers et les caractéristiques contractuelles des flux de trésorerie des actifs financiers.

En octobre 2010, l'IASB a publié des ajouts à l'IFRS 9 concernant les passifs financiers. Les ajouts portent sur le problème de la volatilité du résultat net découlant du choix posé par un émetteur d'évaluer un passif à la juste valeur et exigent que la part de la variation de la juste valeur découlant des changements au titre du risque de crédit propre à l'entité soit présentée dans les autres éléments du résultat global plutôt que dans le résultat net.

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

L'IASB a également annulé la date d'entrée en vigueur obligatoire de l'IFRS 9, fixée au 1^{er} janvier 2015. L'IASB conviendra d'une nouvelle date d'entrée en vigueur lorsque le projet lié à l'IFRS 9 touchera presque à sa fin. Les entités peuvent toujours adopter de façon anticipée les dispositions définitives et publiées de l'IFRS 9.

La société ne prévoit pas que ces normes auront une incidence importante, mais elle continue d'évaluer l'incidence de l'adoption de ces modifications sur les états financiers consolidés.

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

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

Mesures conformes aux IFRS additionnelles

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

Mesures non conformes aux IFRS

Nous évaluons le rendement 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 d'exploitation ou comme une mesure plus significative de ceux-ci, ainsi qu'ils sont calculés selon les IFRS, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures non conformes aux IFRS ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés.

Nous ne tenons pas compte de l'incidence des imputations pour dépréciation d'actifs et d'autres ajustements apportés au résultat, comme le profit à la vente d'actifs, étant donné que la direction croit que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités commerciales. Nous excluons également la charge d'impôts sur le résultat liée à des fluctuations des taux d'imposition des sociétés, ces montants étant liés à l'incidence des variations de taux sur les impôts futurs par rapport à l'incidence sur le résultat réel.

Pour calculer le résultat par action aux fins de comparaison, nous utilisons le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

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

Rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

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

Exercices clos les 31 décembre	2013			2012		
	Présenté	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Présenté	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	245 341	-	245 341	219 817	-	219 817
Redevances et autres	13 709	-	13 709	13 114	-	13 114
Marge brute	231 632	-	231 632	206 703	-	206 703
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	40 963	-	40 963	40 828	-	40 828
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6 575	-	6 575	6 492	-	6 492
BAIIA	184 094	-	184 094	159 383	-	159 383
Dotation aux amortissements	76 589	-	76 589	74 057	-	74 057
Imputation pour dépréciation d'actifs	3 663	(3 663) ¹	-	13 000	(13 000) ¹	-
Résultats d'exploitation	103 842	3 663	107 505	72 326	13 000	85 326
Profit (perte) de change	(935)	-	(935)	190	-	190
Autres produits	222	-	222	655	-	655
Profit (perte) à la vente d'actifs	-	-	-	2 987	(2 987) ¹	-
Profit à l'acquisition par étapes	-	-	-	-	-	-
Résultat avant intérêts et impôts	103 129	3 663	106 792	76 158	10 013	86 171
Charge d'intérêt nette	30 419	-	30 419	27 829	-	27 829
Charge d'impôts sur le résultat	19 835	(678) ^{2,3}	19 157	13 585	2 503 ²	16 088
Résultat net	52 875	4 341	57 216	34 744	7 510	42 254
Participation ne donnant pas le contrôle	2 617	-	2 617	2 653	-	2 653
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de TransAlta Renewables	50 258	4 341	54 599	32 091	7 510	39 601
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice (en millions)	114,7	114,7	114,7	114,7	114,7	114,7
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,44	0,04	0,48	0,28	0,07	0,35

¹ Éléments non comparables.

² Incidence fiscale nette des éléments non comparables.

³ Incidence des variations de taux sur les impôts futurs.

Fonds provenant des activités d'exploitation

La présentation des fonds provenant des activités d'exploitation d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et facilite l'évaluation des tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures.

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	161 836	116 914
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(7 879)	14 215
Fonds provenant des activités d'exploitation	153 957	131 129
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice (en millions)	114,7	114,7
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	1,34	1,14

À des fins de comparaison, les actions ordinaires émises en vertu du placement, y compris l'option de surallocation, sont présumées être en circulation au début de chaque période présentée, notamment les périodes antérieures à l'acquisition. Nous n'avons pas d'instrument dilutif ou potentiellement dilutif.

Liquidités disponibles à des fins de distribution

Les liquidités disponibles à des fins de distribution représentent les liquidités provenant des activités d'exploitation 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 de la dette, 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 les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles d'après les tableaux des flux de trésorerie consolidés, moins un montant de 39,1 millions de dollars (159,6 millions de dollars au 31 décembre 2012) que nous avons investi dans des projets de croissance.

Le rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des liquidités disponibles à des fins de distribution est présenté ci-dessous :

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	161 836	116 914
Ajouter (déduire) :		
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(7 879)	14 215
Dépenses d'investissement de maintien et dépenses d'investissement liées à la productivité	(7 719)	(6 171)
Distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle de filiales	(3 743)	(4 131)
Remboursements prévus du capital de la dette	-	(526)
Liquidités disponibles à des fins de distribution	142 495	120 301

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

Principales informations annuelles

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Produits des activités ordinaires	245 341	219 817	239 421
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	50 258	32 091	49 150
Dividendes versés par action ordinaire	0,23	-	-

Aux 31 décembre	2013	2012	2011
Total de l'actif	2 013 638	2 262 716	2 229 057
Total des passifs non courants	846 299	526 356	520 645

Principales informations trimestrielles

	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013
Produits des activités ordinaires	60 917	70 940	43 535	69 949
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	14 004	19 512	1 207	15 535
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,12	0,17	0,01	0,13
Résultat par action aux fins de comparaison	0,12	0,17	0,03	0,15

	T1 2012	T2 2012	T3 2012	T4 2012
Produits des activités ordinaires	62 478	48 099	41 896	67 344
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	17 602	(6 845)	2 812	18 522
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,15	(0,06)	0,02	0,16
Résultat par action aux fins de comparaison	0,13	0,03	0,02	0,16

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

Contrôles et procédures

La direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef de la direction des finances, l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information à la fin de la période visée par le présent rapport. Les contrôles et procédures de communication de l'information comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports est consignée et communiquée à la direction, y compris à notre chef de la direction et à notre chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à notre obligation de communication de l'information. En concevant et en évaluant nos contrôles et procédures de communication de l'information, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir l'assurance raisonnable d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle. En outre, la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles.

Pour la période couverte par ce rapport, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière. En se fondant sur l'évaluation ci-dessous, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 31 décembre 2013, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces à un niveau d'assurance raisonnable.

États financiers consolidés

Rapport de la direction

Aux actionnaires de TransAlta Renewables Inc.

Les états financiers consolidés et les autres informations financières figurant dans le présent rapport annuel ont été préparés par la direction. Il incombe à la direction de s'assurer que la préparation de ces informations est fondée sur des jugements sûrs, des méthodes et principes comptables pertinents et des estimations raisonnables. La direction s'assure en outre de la cohérence de toutes les informations présentées.

La direction est aussi responsable de l'établissement et du maintien de contrôles et de procédures internes régissant la présentation de l'information financière. Le processus de contrôle interne comprend un service d'audit interne et une politique définie de conduite des affaires qui s'applique à tous les employés. De plus, TransAlta Renewables Inc. a adopté un code d'éthique qui peut être consulté sur le site Web de TransAlta Renewables Inc. (www.transaltarenewables.com). La direction estime que le processus de contrôle interne, les procédés d'examen et les conventions établies procurent une assurance raisonnable quant à la fiabilité et à la pertinence des états financiers. La direction estime en outre que les activités de TransAlta Renewables sont menées conformément à la loi et à des normes strictes de conduite des affaires.

Le conseil d'administration (le «conseil») doit s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne, principalement par l'entremise de son comité d'audit (le «comité»). Le comité, qui est entièrement composé d'administrateurs ne faisant pas partie de la direction, examine les états financiers et le rapport annuel et en recommande l'approbation au conseil. Le comité se réunit avec la direction, les auditeurs internes et les auditeurs externes pour s'entretenir des contrôles internes ainsi que de questions d'audit et de présentation de l'information financière. Les auditeurs internes et externes ont librement et pleinement accès au comité. De plus, le comité recommande le cabinet d'auditeurs indépendants dont la nomination doit être entérinée par les actionnaires.



Brett M. Gellner

Président et chef de la direction désigné

Le 13 février 2014



David J. Koch

Vice-président et contrôleur et chef de la direction des finances désigné

Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Aux actionnaires de TransAlta Renewables Inc.

Le rapport suivant porte sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Renewables Inc. et est établi par la direction selon le Règlement 52-109 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières.

La direction de TransAlta Renewables Inc. est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne pertinent à l'égard de l'information financière de TransAlta Renewables Inc.

La direction s'est appuyée sur le cadre de travail défini par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission («COSO») pour évaluer l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Renewables Inc. La direction estime que le cadre de travail du COSO convient à son évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Renewables Inc., car il est objectif, permet des mesures qualitatives et quantitatives raisonnablement cohérentes du contrôle interne, est suffisamment complet pour ne pas exclure les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur l'évaluation de l'efficacité de ce contrôle interne et s'applique de façon appropriée à une telle évaluation.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne peut fournir une assurance absolue que les objectifs de la présentation de l'information financière sont atteints. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière repose sur un processus dont le résultat est directement lié à la diligence et à la conformité des personnes qui en sont responsables et, par conséquent, est assujéti à des erreurs de jugement ou des défaillances. En outre, le contrôle interne à l'égard de l'information financière peut être compromis par une collusion ou par une dérogation abusive. En raison de ces limites, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies significatives à temps. Cependant, ces limites inhérentes font partie intégrante du processus de présentation de l'information financière, et il est possible de mettre au point des dispositifs de protection afin de réduire, sinon d'éliminer, ce risque.

La direction a évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransAlta Renewables Inc. au 31 décembre 2013 et a conclu qu'il était efficace.



Brett M. Gellner

Président et chef de la direction désigné

Le 13 février 2014



David J. Koch

Vice-président et contrôleur et chef de la direction des finances désigné

Rapport des auditeurs indépendants d'un cabinet d'experts-comptables inscrit

Aux actionnaires de TransAlta Renewables Inc.

Nous avons audité les états financiers consolidés ci-joints de TransAlta Renewables Inc., qui comprennent les états de la situation financière consolidés aux 31 décembre 2013 et 2012, et les comptes de résultat consolidés, les états du résultat global consolidés, les états des variations des capitaux propres consolidés et les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux Normes internationales d'information financière («IFRS»), ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement des auditeurs, et notamment de leur évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, les auditeurs prennent en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, mais non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comprend également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de TransAlta Renewables Inc. aux 31 décembre 2013 et 2012 ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates conformément aux IFRS.

Ernst + Young S.N.L./S.E.N.C.R.L.

Comptables agréés
Calgary, Canada

Le 13 février 2014

Comptes de résultat consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2013	2012
Produits des activités ordinaires	200 822	189 504
Incitatifs gouvernementaux (note 5)	22 019	23 369
Produits tirés des contrats de location (note 6)	22 500	6 944
Total des produits des activités ordinaires	245 341	219 817
Redevances et autres (note 7)	13 709	13 114
Marge brute	231 632	206 703
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 7)	40 963	40 828
Amortissement	76 589	74 057
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 8)	3 663	13 000
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6 575	6 492
Résultats d'exploitation	103 842	72 326
Profit (perte) de change	(935)	190
Charge d'intérêt nette (note 9)	(30 419)	(27 829)
Autres produits	222	655
Profit à la vente d'actifs (note 10)	-	2 987
Résultat avant impôts sur le résultat	72 710	48 329
Charge d'impôts sur le résultat (note 11)	19 835	13 585
Résultat net	52 875	34 744
Résultat net attribuable :		
Aux porteurs d'actions ordinaires	50 258	32 091
À la participation ne donnant pas le contrôle (note 12)	2 617	2 653
	52 875	34 744
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice (en millions) (note 21)	114,7	114,7
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué (note 21)	0,44	0,28

Voir les notes jointes.

États du résultat global consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en milliers de dollars canadiens)	2013	2012
Résultat net	52 875	34 744
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ¹	161	(2 267)
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes ²	1 265	5 326
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	1 426	3 059
Profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ³	434	515
Reclassement en résultat net des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ⁴	(703)	(1 041)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	(269)	(526)
Autres éléments du résultat global	1 157	2 533
Total du résultat global	54 032	37 277
Total du résultat global attribuable :		
Aux porteurs d'actions ordinaires	51 415	34 624
À la participation ne donnant pas le contrôle (note 12)	2 617	2 653
	54 032	37 277

¹ Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 53 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 (recouvrement de 756 \$ en 2012).

² Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 422 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 (recouvrement de 1 775 \$ en 2012).

³ Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 145 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 (charge de 238 \$ en 2012).

⁴ Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 324 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 (charge de 354 \$ en 2012).

Voir les notes jointes.

États de la situation financière consolidés

Aux 31 décembre (en milliers de dollars canadiens)	2013	2012
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 13)	19 256	3 205
Créances clients (notes 13 et 27)	37 413	42 407
Charges payées d'avance	2 375	2 157
Actifs de gestion du risque (note 13)	22	944
Impôts sur le résultat à recevoir	-	674
Stocks	140	157
Somme à recevoir de parties liées (notes 13 et 27)	-	131 171
	59 206	180 715
Immobilisations corporelles (note 14)		
Coût	2 021 386	2 184 118
Amortissement cumulé	(314 387)	(245 621)
	1 706 999	1 938 497
Immobilisations incorporelles (note 15)	105 284	113 261
Actifs de gestion du risque (note 13)	14	-
Autres actifs (note 16)	3 059	4 933
Placement dans des actions privilégiées (note 17)	109 325	-
Actifs d'impôt différé (note 11)	29 751	25 310
Total de l'actif	2 013 638	2 262 716
Découvert bancaire (note 13)	891	-
Dettes fournisseurs et charges à payer (notes 13 et 27)	31 692	36 316
Passifs de gestion du risque (note 13)	73	7
Impôts sur le résultat à payer	364	-
Dividendes à verser (note 21)	29 239	-
Partie courante des produits différés (note 20)	425	425
Partie courante de la dette à long terme (notes 13, 18 et 27)	37 596	-
	100 280	36 748
Dette à long terme (notes 13, 18 et 27)	646 619	372 733
Provisions pour frais de démantèlement (note 19)	12 410	10 945
Produits différés (note 20)	6 552	7 119
Passifs d'impôt différé (note 11)	180 651	135 496
Passifs de gestion du risque (note 13)	67	63
Total du passif	946 579	563 104
Capitaux propres		
Participation nette de la société mère	-	1 660 166
Actions ordinaires (note 21)	1 223 845	-
Déficit	(196 263)	-
Cumul des autres éléments du résultat global	187	(970)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 027 769	1 659 196
Participation ne donnant pas le contrôle (note 12)	39 290	40 416
Total des capitaux propres	1 067 059	1 699 612
Total du passif et des capitaux propres	2 013 638	2 262 716

Engagements et éventualités (note 26)

Voir les notes jointes.



Allen R. Hagerman
Administrateur



Kathryn A.B. McQuade
Administratrice

Au nom du conseil,

États des variations des capitaux propres consolidés

(en milliers de dollars canadiens)

	Participation nette de la société mère	Actions ordinaires	Résultats non distribués (déficit)	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuable aux actionnaires	Attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2012	1 660 166	-	-	(970)	1 659 196	40 416	1 699 612
Résultat net ¹	35 487	-	14 771	-	50 258	2 617	52 875
Autres éléments du résultat global :							
Profits nets sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	1 157	1 157	-	1 157
Total du résultat global	35 487	-	14 771	1 157	51 415	2 617	54 032
Évolution du capital investi par la société mère (note 4)	(682 231)	-	(154 877)	-	(837 108)	-	(837 108)
Émission d'actions à la société mère (note 21)	(1 013 422)	1 013 422	-	-	-	-	-
Conclusion d'un appel public à l'épargne (note 21)	-	210 423	-	-	210 423	-	210 423
Dividendes sur actions ordinaires (note 21)	-	-	(56 157)	-	(56 157)	-	(56 157)
Distributions aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	(3 743)	(3 743)
Solde au 31 décembre 2013	-	1 223 845	(196 263)	187	1 027 769	39 290	1 067 059

¹ Le résultat net pour la période est divisé entre la participation nette de la société mère pour la période antérieure au 9 août 2013 et les résultats non distribués (le déficit) pour la période suivant la création de la société.

Voir les notes jointes.

(en milliers de dollars canadiens)

	Participation nette de la société mère	Cumul des autres éléments du résultat global	Total de la participation nette de la société mère	Attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2011	1 635 254	(3 503)	1 631 751	40 889	1 672 640
Résultat net	32 091	-	32 091	2 653	34 744
Autres éléments du résultat global :					
Profits nets sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	2 533	2 533	-	2 533
Total du résultat global	32 091	2 533	34 624	2 653	37 277
Transferts nets à la société mère ¹	(7 179)	-	(7 179)	-	(7 179)
Distributions aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle	-	-	-	(3 126)	(3 126)
Solde au 31 décembre 2012	1 660 166	(970)	1 659 196	40 416	1 699 612

¹ Voir la note 28.

Voir les notes jointes.

Tableaux des flux de trésorerie consolidés

Exercices clos les 31 décembre (en milliers de dollars canadiens)	2013	2012
Activités d'exploitation		
Résultat net	52 875	34 744
Amortissement (note 23)	76 589	74 030
Profit à la vente d'actifs (note 10)	-	(2 987)
Désactualisation des provisions (notes 9 et 19)	848	730
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	-	(115)
Charge d'impôt différé (note 11)	17 994	12 813
(Profit) perte latent(e) de change	785	(568)
Profit latent sur les activités de gestion du risque (note 13)	(49)	(1 054)
Provisions	-	(100)
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 8)	3 663	13 000
Crédits différés	-	(283)
Autres éléments sans effet de trésorerie	1 252	919
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variations du fonds de roulement	153 957	131 129
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation (note 22)	7 879	(14 215)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	161 836	116 914
Activités d'investissement		
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 14)	(46 798)	(165 377)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles (note 15)	-	(422)
Produit de la vente d'actifs	-	287
Placement dans des actions privilégiées (note 17)	(109 695)	-
Variation des autres actifs	-	210
Profit (perte) réalisé(e) découlant de la gestion du risque	3 180	(2 185)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(13 893)	10 933
Divers	162	-
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(167 044)	(156 554)
Activités de financement		
Augmentation (remboursement) de la participation nette de la société mère et des avances des parties liées (note 28)	(56 762)	43 512
Émission de dette à long terme (note 18)	108 895	-
Remboursements de la dette à long terme (note 18)	-	(526)
Produit net tiré de l'émission d'actions ordinaires (note 21)	206 898	-
Remboursement du billet relatif à la clôture et du billet relatif à l'acquisition à TransAlta	(208 000)	-
Dividendes versés sur les actions ordinaires (note 21)	(26 920)	-
Distributions aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle (note 12)	(3 743)	(4 131)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	20 368	38 855
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	15 160	(785)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	3 205	3 990
Trésorerie et équivalents de trésorerie, déduction faite du découvert bancaire, à la fin de l'exercice	18 365	3 205
Impôts sur le résultat au comptant payés	802	1 256
Intérêts au comptant payés	29 901	29 149

Voir les notes jointes.

Notes des états financiers consolidés

(Tous les montants des tableaux sont en milliers de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

1. Renseignements sur la société

A. Création de la société

TransAlta Renewables Inc. (la «société» ou «TransAlta Renewables») a été constituée en société le 28 mai 2013 en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* et a été créée pour détenir un portefeuille d'installations de production d'énergie renouvelable. La société n'a pas exercé d'activités au cours de la période allant de la date de création jusqu'au 9 août 2013, date à laquelle elle a acquis indirectement 28 actifs de production hydroélectrique et éolienne (les «actifs acquis») auprès de TransAlta Corporation («TransAlta» ou la «société mère») (l'«acquisition») et a réalisé un premier appel public à l'épargne de 22,1 millions d'actions ordinaires (voir la note 4).

B. Base d'établissement

Les présents états financiers consolidés ont été préparés par la direction selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB»).

Ils comprennent les comptes de la société et des filiales sur lesquelles elle exerce un contrôle, soit Canadian Hydro Developers Inc. («CHD») et Western Sustainable Power Inc. («WSP»). Il y a contrôle lorsque la société est exposée ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec la filiale et qu'elle a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'elle détient sur la filiale. Les états financiers consolidés comprennent également les états financiers cumulés des actifs acquis pour toutes les périodes antérieures à l'acquisition, car les actifs acquis sont contrôlés *in fine* par TransAlta avant et après l'acquisition et les activités n'ont subi aucun changement important (voir la note 4).

Les présents états financiers consolidés ont été préparés sur la base du coût historique, sauf pour les instruments financiers dérivés, qui sont présentés à la juste valeur.

Ils reflètent tous les ajustements qui consistent en des ajustements et charges récurrents réguliers et qui sont, de l'avis de la direction, nécessaires pour une présentation fidèle des résultats. Les résultats de la société sont en partie à caractère saisonnier en raison de la nature même de l'électricité, qui ne peut être entreposée, et de la nature des ressources d'énergie éolienne et hydroélectrique au fil de l'eau, qui fluctuent en fonction des saisons et des variations météorologiques annuelles. Habituellement, les centrales hydroélectriques au fil de l'eau produisent la majorité de leur électricité et génèrent la majorité de leurs produits durant les mois de printemps et d'été alors que la fonte des neiges alimente les bassins hydrographiques et les rivières. Inversement, les vents sont plus forts généralement durant les mois froids d'hiver lorsque la densité de l'air est à son maximum.

Les états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens, soit la monnaie fonctionnelle et de présentation de la société. Toutes les informations financières présentées dans les tableaux en dollars canadiens ont été arrondies au millier de dollars près, à moins d'indication contraire.

L'autorisation de publication de ces états financiers consolidés a été reçue du conseil d'administration le 13 février 2014.

C. Base d'établissement avant l'acquisition

Les états financiers comparatifs au 31 décembre 2012 et pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, et les états financiers de la période du 1^{er} janvier 2013 au 8 août 2013 ont été préparés selon les IFRS au moyen des mêmes méthodes comptables que celles décrites à la note 2.

Par le passé, TransAlta n'a pas préparé d'états financiers pour les actifs acquis, puisque ceux-ci n'exerçaient pas leurs activités comme une entité distincte. Par conséquent, les états financiers pour les périodes antérieures à l'acquisition reflètent les états financiers des actifs acquis d'une manière conforme à celle utilisée par TransAlta pour gérer les actifs acquis et comme si les actifs acquis avaient été une entreprise distincte. Tous les actifs et passifs importants se rapportant spécifiquement aux actifs acquis, tous les produits et charges importants attribuables spécifiquement aux actifs acquis, et toutes les répartitions des frais généraux ont été présentés dans les états financiers pour les périodes antérieures à l'acquisition. Les états financiers pour les périodes antérieures à l'acquisition peuvent ne pas refléter nécessairement la situation financière, les résultats d'exploitation ou les flux de trésorerie qui auraient pu être ceux des actifs acquis dans le passé s'ils avaient constitué une entreprise distincte au cours des périodes antérieures à l'acquisition (voir la note 28).

2. Principales méthodes comptables

A. Comptabilisation des produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires de la société sont essentiellement tirés de la vente d'énergie. Les ventes d'électricité sont comptabilisées : i) au moment de la production et de la livraison à l'acquéreur comme évaluées au point d'interconnexion avec le réseau de transport, ii) lorsque le montant des produits peut être évalué de façon fiable, iii) lorsqu'il est probable que les avantages économiques iront à la société et iv) lorsque les coûts engagés ou à engager concernant la transaction peuvent être évalués de façon fiable.

Les ventes de certificats d'énergie renouvelable sont comptabilisées au moment de la livraison à l'acquéreur.

Les produits sont évalués à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir.

Dans certaines situations, un contrat d'achat d'électricité («CAÉ») peut comprendre un contrat de location, ou être considéré comme tel. Les produits associés à des éléments non visés par des contrats de location sont comptabilisés à titre de produits tirés de la vente de biens ou de la prestation de services, comme il est mentionné ci-dessus. Les produits associés à des contrats de location sont comptabilisés comme il est mentionné à la note 2(O).

B. Écarts de conversion des monnaies étrangères

La monnaie fonctionnelle de la société est le dollar canadien. Les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis aux taux de change en vigueur à la date de l'état de la situation financière. Les transactions libellées en une monnaie autre que la monnaie fonctionnelle sont converties au taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les profits ou pertes de change qui en découlent sont comptabilisés en résultat net au cours de la période où ils surviennent.

C. Instruments financiers et couvertures

I. Instruments financiers

Les actifs financiers et les passifs financiers, notamment les instruments dérivés, et certains instruments dérivés non financiers sont comptabilisés dans les états de la situation financière consolidés à partir du moment où la société devient partie au contrat. Tous les instruments financiers, sauf certains contrats de dérivés non financiers qui respectent les exigences de la société en matière d'utilisation à ses propres fins, sont évalués à la juste valeur au moment de la comptabilisation initiale. L'évaluation au cours de périodes subséquentes dépend du classement de l'instrument financier, soit détenu à la juste valeur par le biais du résultat net, disponible à la vente, détenu jusqu'à l'échéance, prêts et créances, ou autres passifs financiers. Le classement de l'instrument financier est déterminé à la date de mise en place en fonction de la nature de l'instrument financier et de son utilisation.

Les actifs financiers et les passifs financiers classés ou désignés comme étant détenus à la juste valeur par le biais du résultat net sont évalués à la juste valeur, les variations de leur juste valeur étant comptabilisées en résultat net. Les actifs financiers classés comme détenus jusqu'à l'échéance ou comme prêts et créances, et les autres passifs financiers sont évalués au coût amorti en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif.

Les actifs financiers sont décomptabilisés lorsque les droits contractuels sur les flux de trésorerie arrivent à expiration. Les passifs financiers sont sortis des états de la situation financière consolidés lorsque l'obligation est éteinte, qu'elle est annulée ou qu'elle a expiré.

Les instruments dérivés qui sont incorporés dans des contrats financiers ou non financiers et qui n'ont pas à être comptabilisés à la juste valeur sont traités et comptabilisés comme des instruments dérivés distincts si leurs risques et leurs caractéristiques ne sont pas étroitement liés aux contrats hôtes et si le contrat n'est pas évalué à la juste valeur. Les variations de la juste valeur de ces instruments dérivés et d'autres dérivés sont comptabilisées en résultat net, sauf celles ayant trait à la partie efficace des instruments dérivés désignés comme des couvertures de flux de trésorerie, lesquelles sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

Les coûts de transaction sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés pour les instruments financiers classés ou désignés comme détenus à la juste valeur par le biais du résultat net. Les coûts de transaction des autres instruments financiers, comme les instruments d'emprunt, sont comptabilisés comme partie intégrante de la valeur comptable de l'instrument financier. La société utilise la méthode du taux d'intérêt effectif aux fins de l'amortissement de tous les coûts de transaction, de toutes les primes ou de tous les escomptes obtenus ou engagés à l'égard des instruments financiers évalués au coût amorti.

II. Couvertures

Si la comptabilité de couverture peut être appliquée et si la société choisit cette méthode, une relation de couverture est désignée comme une couverture de la juste valeur ou une couverture de flux de trésorerie. Une relation de couverture remplit les conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture si, à l'origine de la couverture, il existe une désignation et une documentation officielle décrivant la relation de couverture et s'il est prévu que la couverture sera hautement efficace sur une base continue. La documentation comprend l'identification de l'instrument de couverture de l'élément ou de la transaction faisant l'objet de la couverture, la nature du risque couvert, les

objectifs de la société en matière de gestion du risque et de stratégie de couverture et la manière dont l'efficacité de la couverture sera évaluée. Le processus de la comptabilité de couverture consiste notamment à rattacher tous les instruments dérivés à des actifs et à des passifs spécifiques figurant dans les états de la situation financière consolidés, ou à des engagements fermes spécifiques ou à des transactions prévues hautement probables.

La société détermine, de façon méthodique, tant au moment de la mise en place de la couverture que par la suite, si les instruments dérivés utilisés permettent de compenser de façon très efficace les variations des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts. Si les critères de couverture ci-dessus ne sont pas satisfaits ou que la société n'applique pas la comptabilité de couverture, l'instrument dérivé est comptabilisé à la juste valeur dans les états de la situation financière consolidés, et les variations ultérieures de la juste valeur sont comptabilisées en résultat net au cours de la période où elles ont lieu.

Couvertures de flux de trésorerie

Dans une relation de couverture de flux de trésorerie, la partie efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global, tandis que toute partie inefficace est comptabilisée en résultat net. Les couvertures de flux de trésorerie sont efficaces si les flux de trésorerie des instruments dérivés sont hautement efficaces pour compenser les variations des flux de trésorerie de l'élément couvert et si les flux de trésorerie ont un échéancier similaire. Toutes les composantes de la variation de la juste valeur de chaque instrument dérivé sont incluses dans l'évaluation de l'efficacité des couvertures de flux de trésorerie. Si les conditions d'application de la comptabilité de couverture sont satisfaites, comme il est décrit ci-dessus, la juste valeur des couvertures est comptabilisée dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, ou la variation de la juste valeur est présentée dans les autres éléments du résultat global. Au moment du règlement, les profits ou les pertes découlant de ces instruments dérivés sont comptabilisés dans le résultat net au cours de la même période et au même poste des états financiers que le risque couvert, ou dans le coût de l'actif acquis si la couverture a trait à un actif non financier. Si la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants comptabilisés antérieurement dans le cumul des autres éléments du résultat global sont reclassés en résultat net au cours des périodes où la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert influe sur le résultat net. Les profits ou les pertes sur instruments dérivés qui sont classés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont immédiatement reclassés en résultat net si on ne s'attend plus à ce que la transaction prévue ait lieu au cours de la période indiquée dans la documentation sur la couverture.

D. Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'encaisse et les placements très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins.

E. Stocks

Les crédits et quotas d'émission achetés sont comptabilisés comme stocks au coût et, par la suite, au moindre du coût moyen pondéré et de la valeur nette de réalisation. Les crédits consentis à la société ou générés en interne ne sont pas comptabilisés.

Les activités de négociation pour compte propre des quotas d'émission qui répondent à la définition d'un instrument dérivé sont comptabilisées selon la méthode de la juste valeur. Autrement, les quotas sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice.

F. Immobilisations corporelles

L'investissement de la société dans les immobilisations corporelles est d'abord présenté au coût initial de chaque composante au moment de la construction, de l'achat ou de l'acquisition. Une composante est la partie corporelle d'un actif qui peut être identifiée séparément et amortie sur sa propre durée d'utilité attendue et qui devrait procurer des avantages sur plus d'un an. Les coûts initiaux comprennent, par exemple, les matériaux, la main-d'œuvre, les coûts d'emprunt et d'autres coûts directement attribuables, y compris l'estimation initiale du coût de démantèlement et de remise en état. Les coûts sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles s'il est probable que des avantages économiques futurs seront réalisés et que le coût de l'élément peut être évalué de façon fiable.

Le coût des pièces de rechange amortissables est incorporé et classé dans les immobilisations corporelles, puisque ces éléments ne peuvent être utilisés qu'avec un élément des immobilisations corporelles.

L'entretien planifié tout au long du cycle de vie des centrales hydroélectriques est effectué à intervalles réguliers, et comprend l'inspection, les réparations et l'entretien des composantes existantes ainsi que leur remplacement. Les coûts engagés sont incorporés dans le coût de l'actif au cours de la période où les activités d'entretien ont lieu et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'à la prochaine activité d'entretien. Les dépenses de remplacement de composantes engagées sont incorporées dans le coût de l'actif et amorties sur la durée d'utilité estimée de ces composantes.

Les coûts de réparation et d'entretien courants et de remplacement de pièces mineures sont imputés au résultat net à mesure qu'ils sont engagés.

Après la comptabilisation initiale et l'évaluation au coût, toutes les catégories d'immobilisations corporelles continuent d'être évaluées selon le modèle du coût et sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur, le cas échéant.

Un élément des immobilisations corporelles ou une composante est décomptabilisé au moment de la cession ou lorsqu'aucun avantage économique futur n'est attendu de son utilisation ou de sa cession. Tout profit ou toute perte découlant de la décomptabilisation de l'actif est inclus dans le compte de résultat lorsque celle-ci survient.

La durée d'utilité de chaque composante des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits courants et les résultats passés, compte tenu des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue, et de la désuétude technologique possible. La durée d'utilité sert à évaluer le taux d'amortissement de la composante des immobilisations corporelles. Les immobilisations corporelles peuvent être amorties si l'entité s'attend à pouvoir utiliser l'actif, soit, en général, au commencement des activités commerciales. Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie au montant de sa valeur résiduelle sur sa durée d'utilité estimée, selon le mode linéaire. La durée d'utilité estimée, la valeur résiduelle et les modes d'amortissement sont examinés annuellement et peuvent être révisés sur la base de nouveaux renseignements ou de renseignements additionnels. L'effet d'un changement de la durée d'utilité, de la valeur résiduelle ou du mode d'amortissement est comptabilisé de façon prospective.

La durée d'utilité estimée des composantes des actifs amortissables, classés par catégorie d'actifs, se présente comme suit :

Production hydroélectrique	30 à 50 ans
Production d'énergie éolienne	5 à 30 ans
Pièces de rechange amortissables et autres	2 à 10 ans

La société inscrit à l'actif les coûts d'emprunt sur le capital investi dans des projets en construction (voir la note 2 K)). Au démarrage des activités commerciales, les coûts d'emprunt inscrits à l'actif, à titre de quote-part du coût total de l'actif, sont amortis sur la durée d'utilité estimée de l'actif connexe.

G. Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles acquises dans le cadre d'un regroupement d'entreprises sont comptabilisées à leur juste valeur à la date de l'acquisition. Les immobilisations incorporelles acquises séparément sont comptabilisées au coût. Les immobilisations incorporelles générées en interne découlant de projets de mise en valeur sont comptabilisées si l'entité peut démontrer qu'elle respecte certains critères liés à la faisabilité de l'utilisation interne ou de la vente ou aux avantages économiques futurs probables de l'immobilisation incorporelle. Les immobilisations incorporelles sont initialement comptabilisées au coût, qui comprend tous les coûts directement imputables nécessaires pour créer, produire et préparer l'immobilisation pour qu'elle puisse être exploitée de la manière prévue par la direction.

Après la comptabilisation initiale, les immobilisations incorporelles continuent d'être évaluées selon le modèle du coût et sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur, le cas échéant. L'amortissement est compris dans le poste Amortissement des comptes de résultat consolidés.

L'amortissement commence lorsque l'immobilisation incorporelle est prête à être utilisée et est comptabilisé selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée de l'immobilisation incorporelle. La durée d'utilité estimée des immobilisations incorporelles peut être déterminée, par exemple, d'après la durée du contrat ou de l'accord de licence connexe. La durée d'utilité estimée et les modes d'amortissement sont examinés à la fin de chaque exercice, et l'effet des changements est comptabilisé de façon prospective. Les immobilisations incorporelles à durée d'utilité indéterminée ne sont pas amorties, mais font l'objet d'un test de dépréciation tous les ans.

Les immobilisations incorporelles comprennent des contrats de vente d'électricité, à des tarifs fixes plus élevés que les tarifs du marché à la date d'acquisition, des logiciels et des immobilisations incorporelles en cours de développement. La durée d'utilité estimée des immobilisations incorporelles se présente comme suit :

Logiciels	2 à 7 ans
Contrats de vente d'électricité	1 an à 25 ans

H. Dépréciation d'immobilisations corporelles et incorporelles

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la société examine la valeur comptable nette des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles à durée d'utilité déterminée pour évaluer s'il existe un indice de perte de valeur.

Un rendement très faible par rapport aux résultats d'exploitation projetés ou passés, des changements importants au titre de l'utilisation des actifs ou de la stratégie d'affaires globale de la société, ou des tendances sectorielles ou économiques négatives notables sont quelques-uns des facteurs qui pourraient indiquer une dépréciation. Dans certains cas, ces événements sont manifestes. Toutefois, dans bien des cas, il n'existe pas d'événement isolable indiquant une dépréciation possible, mais plutôt une série d'événements sans conséquence, s'ils sont pris isolément, qui surviennent au cours d'une période et indiquent qu'un actif peut avoir subi une perte de valeur.

Les activités, le marché et l'environnement d'affaires de la société font l'objet d'un suivi régulier, et des jugements et des évaluations sont posés et formulés pour déterminer s'il s'est produit un événement indiquant une dépréciation possible. En pareil cas, nous faisons une estimation de la valeur recouvrable de l'actif. La valeur recouvrable correspond à la juste valeur de l'actif diminuée des coûts de la vente ou à sa valeur d'utilité,

selon le plus élevé des deux montants. La juste valeur correspond au prix qui serait obtenu de la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif si une transaction ordonnée entre des intervenants du marché avait lieu à la date d'évaluation. Pour déterminer la juste valeur, les transactions récentes sur le marché sont prises en considération. Si aucune transaction ne peut être identifiée, un modèle d'évaluation approprié, comme les flux de trésorerie actualisés, est utilisé. La valeur d'utilité correspond à la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs estimatifs devant être générés par l'utilisation continue de l'actif et par sa cession *in fine*. Si la valeur recouvrable est inférieure à la valeur comptable de l'actif, une perte de valeur de l'actif est comptabilisée en résultat net, et la valeur comptable de l'actif est ramenée à sa valeur recouvrable.

Chaque date de présentation de l'information financière, la société évalue s'il existe un signe qu'une perte de valeur comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. En pareil cas, la valeur recouvrable de l'actif est estimée, et la perte de valeur comptabilisée antérieurement est reprise si la valeur recouvrable de l'actif a augmenté. Si une perte de valeur est reprise, la valeur comptable de l'actif est accrue et est établie au moindre de sa valeur recouvrable estimée révisée et de la valeur comptable (diminuée des amortissements) qui aurait été calculée si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée antérieurement. La reprise d'une perte de valeur est comptabilisée en résultat net.

I. Impôts sur le résultat

La charge d'impôts sur le résultat comprend l'impôt exigible et l'impôt différé. L'impôt exigible est l'impôt à payer ou à recevoir prévu sur le résultat imposable de l'exercice, selon les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture et tout ajustement de l'impôt sur le résultat au titre des exercices antérieurs.

L'impôt différé est comptabilisé pour tenir compte des différences temporaires entre la valeur comptable des actifs et passifs aux fins de l'information financière et la valeur fiscale utilisée (différences temporaires). L'impôt différé est évalué aux taux d'impôt qui sont censés être appliqués aux différences temporaires lorsqu'elles se résorbent, d'après les lois fiscales qui sont adoptées ou quasi adoptées à la date de clôture.

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales non utilisées, des crédits d'impôt et des différences temporaires déductibles, dans la mesure où il est probable que de telles pertes pourront être déduites des résultats imposables futurs. Les actifs d'impôt différé sont examinés chaque date de clôture et sont réduits dans la mesure où il n'est plus probable que l'économie d'impôt sur le résultat connexe sera réalisée.

J. Provisions

Une provision est comptabilisée lorsque la société a une obligation actuelle (juridique ou implicite) résultant d'un événement passé, qu'il est probable que la société devra éteindre l'obligation et que le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable. Une obligation juridique peut découler d'un contrat, de dispositions légales et de toute autre jurisprudence. Une obligation implicite découle des actions d'une entité lorsque celle-ci a indiqué à un tiers, par ses pratiques passées, par sa politique affichée ou par une déclaration récente suffisamment explicite, qu'elle assumera certaines responsabilités et qu'elle a, par conséquent, créé chez ce tiers une attente fondée qu'elle assumera ces responsabilités. Le montant comptabilisé à titre de provision doit être la meilleure estimation des dépenses requises pour régler l'obligation actuelle à la fin de chaque période, compte tenu des risques et incertitudes associés à l'obligation. S'il est prévu que des dépenses seront engagées dans l'avenir, l'obligation est évaluée à sa valeur actualisée au moyen d'un taux d'intérêt ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché.

La société comptabilise une provision pour frais de démantèlement et de remise en état de toutes les centrales à l'égard desquelles elle a l'obligation juridique ou implicite d'enlever les installations à la fin de leur durée d'utilité et de remettre en état le site. Pour certaines centrales hydroélectriques, la société a l'obligation d'enlever le matériel de production, mais n'est pas légalement tenue de faire de même avec les structures. Les provisions initiales pour frais de démantèlement sont comptabilisées à leur valeur actualisée lorsque le démantèlement a lieu. Chaque date de clôture, la société détermine la valeur actualisée de la provision au moyen des taux d'actualisation courants, reflétant la valeur temps de l'argent et les risques connexes. La société comptabilise les provisions initiales au titre du démantèlement et de la remise en état, ainsi que les variations découlant des révisions des estimations de coûts et des révisions à la fin de la période au taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché à titre de coût de l'immobilisation corporelle connexe (voir la note 2 F)). La désactualisation de la valeur actualisée nette est imputée au résultat net de chaque période et incluse dans la charge d'intérêt nette.

Les changements apportés aux autres provisions résultant des révisions des estimations des dépenses nécessaires pour éteindre l'obligation ou des révisions à la fin de la période du taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché sont comptabilisés en résultat net. La désactualisation de la valeur actualisée nette est imputée au résultat net de chaque période et incluse dans la charge d'intérêt nette.

K. Coûts d'emprunt

La société inscrit à l'actif les coûts d'emprunt qui sont directement imputables aux emprunts généraux contractés aux fins de la construction d'actifs qualifiés ou qui y sont liés. Les actifs qualifiés sont des actifs qui exigent une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisés et qui comprennent en général des centrales ou d'autres actifs qui sont construits sur des périodes de plus de 12 mois. Les coûts d'emprunt considérés comme directement imputables sont ceux qui auraient pu être évités si les dépenses relatives aux actifs qualifiés

n'avaient pas été faites. Les coûts d'emprunt sont inclus dans le coût de la composante de l'immobilisation corporelle connexe. L'incorporation dans l'actif des coûts d'emprunt prend fin lorsque les activités nécessaires à la préparation de l'actif préalablement à son utilisation sont pratiquement terminées.

Tous les autres coûts d'emprunt sont passés en charges pendant la période au cours de laquelle ils sont engagés.

L. Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle découlent d'un accord contractuel conclu entre la société et une autre partie, en vertu duquel l'autre partie fait l'acquisition d'une participation dans un actif ou une activité en particulier, et la société conserve le contrôle.

Après l'acquisition, la valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle est augmentée ou diminuée de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle des variations subséquentes de capitaux propres et des paiements faits aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle. Le résultat global total est attribué aux participations ne donnant pas le contrôle même si cela donne lieu à un solde négatif.

M. Partenariats

Un partenariat est un accord contractuel en vertu duquel deux parties ou plus conviennent d'exercer une activité économique sous contrôle conjoint. Les partenariats de la société sont généralement classés comme des entreprises communes.

Une entreprise commune implique le contrôle conjoint ou la copropriété, par deux parties ou plus, d'un ou de plusieurs actifs apportés ou acquis aux fins de l'entreprise commune et qui lui sont dévolus à ces fins. En général, chaque partie a droit à une quote-part de la production générée par l'actif et assume une quote-part convenue des charges engagées au titre de l'entreprise commune. La société présente sa participation dans les entreprises communes dans ses états financiers consolidés en utilisant la méthode de la consolidation proportionnelle et en comptabilisant les actifs, les passifs, les produits et les charges au titre de sa participation dans l'entreprise commune sur laquelle elle exerce un droit.

N. Incitatifs gouvernementaux

Les incitatifs gouvernementaux sont comptabilisés lorsqu'il existe une assurance raisonnable que la société respectera les conditions rattachées aux incitatifs et que les incitatifs seront reçus. Lorsque l'incitatif est lié à une charge ou un produit, il est comptabilisé en résultat net au cours de la même période pendant laquelle les coûts ou les produits connexes sont comptabilisés. Lorsque l'incitatif est lié à un actif, il est comptabilisé en réduction de la valeur comptable de l'immobilisation corporelle et comptabilisé en résultat comme une réduction de la charge d'amortissement sur la durée d'utilité estimée de l'actif connexe.

O. Contrats de location

Un contrat de location est un accord en vertu duquel le bailleur cède au preneur, pour une période déterminée, le droit d'utilisation d'un actif en échange d'un paiement ou d'une série de paiements.

Les CAÉ peuvent contenir des contrats de location ou être considérés comme tels si l'accord ne peut être exécuté sans l'utilisation d'un actif précis (p. ex., une centrale) et si l'accord donne au client le droit d'utiliser cet actif.

Si la société détermine que les dispositions d'un CAÉ contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont conservés par la société, l'accord est un contrat de location simple. Dans le cas des contrats de location simple, l'actif est inclus dans les immobilisations corporelles, ou continue de l'être, et est amorti sur sa durée d'utilité. Le produit locatif tiré des contrats de location simple, y compris les loyers conditionnels, est comptabilisé sur la durée de l'accord et est pris en compte dans les produits des activités ordinaires aux comptes de résultat consolidés. Un loyer conditionnel peut survenir lorsque le paiement contractuel, dont le montant n'est pas fixe, est établi en fonction d'un critère comme le degré d'utilisation ou la production.

P. Jugements importants en matière de comptabilité et principales sources d'incertitude relative aux estimations

La préparation des états financiers exige de la direction qu'elle exerce son jugement, fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs, des produits et des charges, et les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels 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.

Dans le processus d'application des méthodes comptables de la société susmentionnées, la direction exerce divers jugements et fait des estimations à l'égard de questions dont l'issue demeure incertaine au moment de l'établissement des estimations, et qui peuvent avoir un effet significatif sur les montants qu'elle comptabilise dans les états financiers consolidés. Des estimations différentes, résultant des principales variables utilisées dans les calculs ou des changements apportés aux estimations utilisées, pourraient avoir d'importantes répercussions sur la situation financière ou le rendement. Les jugements importants et les sources d'incertitude relatives aux estimations qui en résultent sont décrits ci-dessous :

I. Réévaluation des immobilisations corporelles

Au moment de la création, la société a conclu des contrats d'achat d'électricité à prix fixe avec TransAlta («CAÉ de TransAlta») relativement à certaines centrales éoliennes et hydroélectriques. Par conséquent, la société a réévalué la valeur comptable des immobilisations corporelles de ces centrales. La réévaluation était basée sur la valeur actualisée des flux de trésorerie devant être générés par les centrales sur leur durée d'utilité résiduelle estimée. Pour déterminer les flux de trésorerie sous-jacents de chaque centrale, la direction a dû émettre des estimations et formuler des hypothèses concernant les niveaux de production prévus, les redevances et autres coûts de production, les interruptions planifiées et non planifiées, les charges d'exploitation fixes, les coûts liés au démantèlement des actifs, les autres entrées ou sorties de trésorerie sur la durée de vie des centrales, les modifications apportées à la réglementation, et la capacité ou les restrictions de transport. Par suite de l'évaluation, la valeur comptable de ces centrales a été diminuée de 205,8 millions de dollars (voir la note 14).

II. Influence notable

En vertu de son placement dans les actions privilégiées d'une filiale de TransAlta, la société détient 25 % des droits de vote de cette filiale. Selon les IFRS, l'entité détenant une participation de 20 % est présumée exercer une influence notable sur l'entité émettrice. Une influence notable est le pouvoir de participer aux décisions financières et opérationnelles de l'entité. Malgré sa participation avec droit de vote de 25 %, la direction a déterminé que la société n'exerce pas une influence notable sur la filiale de TransAlta, car la participation de 75 % restante est détenue, directement ou indirectement, par TransAlta. Par conséquent, le contrôle est exercé par TransAlta.

III. Consolidation du parc éolien de Kent Hills

En vertu des IFRS, la société est tenue de consolider toutes les entités sur lesquelles elle exerce un contrôle. La société consolide le parc éolien de Kent Hills à titre de filiale. Le parc éolien de Kent Hills est assujéti à une convention de coentreprise, mais n'est pas une entité non constituée. La société a déterminé que le parc éolien de Kent Hills était une entité, puisqu'il était suffisamment isolé pour être considéré comme une entité réputée distincte. Le parc éolien de Kent Hills est considéré comme étant isolé, car ses actifs, ses passifs et ses résultats des activités d'exploitation sont distincts de ceux de la société et que la convention de coentreprise indique comment il doit être géré. La société contrôle le parc éolien de Kent Hills au moyen de sa participation de 83 %. Par conséquent, une consolidation est requise.

IV. Dépréciation des immobilisations corporelles

Il y a une dépréciation lorsque la valeur comptable d'un actif excède sa valeur recouvrable, soit la juste valeur diminuée des coûts de la vente ou la valeur d'utilité, selon le montant le plus élevé. Chaque date de présentation de l'information financière, la société évalue s'il existe un signe qu'une perte de valeur existe ou qu'une perte de valeur comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de la vente, la société doit utiliser les informations sur les transactions de tiers pour des actifs similaires et, s'il n'existe pas d'informations disponibles, d'autres techniques d'évaluation, comme les flux de trésorerie actualisés. La valeur d'utilité est calculée d'après la valeur actualisée des meilleures estimations de la direction des flux de trésorerie futurs fondés sur l'utilisation courante et la condition actuelle de l'actif. Pour faire une estimation de la juste valeur diminuée des coûts de la vente ou de la valeur d'utilité au moyen des flux de trésorerie actualisés, des estimations doivent être faites et des hypothèses doivent être posées sur les prix de vente, la production, les coûts de mise hors service d'immobilisations et les autres entrées ou sorties de trésorerie sur la durée de vie des centrales, qui peut s'échelonner sur 25 à 50 ans. Pour formuler ces hypothèses, la direction se sert d'estimations fondées sur les prix convenus, les niveaux de production prévus, les interruptions planifiées et non planifiées, les modifications apportées à la réglementation, et la capacité ou les restrictions de transport pour la durée de vie résiduelle des centrales. Des taux d'actualisation appropriés reflétant les risques spécifiques aux actifs faisant l'objet d'un examen sont utilisés dans le cadre des évaluations. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer d'une période à l'autre, et les résultats réels peuvent différer et diffèrent souvent des estimations. De plus, ils peuvent avoir une incidence positive ou négative importante sur la perte de valeur estimée. Tous les actifs de production de la société sont visés par des CAÉ conclus avec la société mère, les CAÉ de TransAlta ou d'autres CAÉ conclus avec diverses parties.

V. Impôts sur le résultat

La préparation des états financiers consolidés requiert une estimation des impôts sur le résultat ou de la provision pour impôts sur le résultat pour chaque territoire où la société exerce ses activités. Cela suppose aussi une estimation des impôts exigibles et des impôts qui devraient être payables ou recouvrables dans l'avenir, qui sont appelés impôts différés. L'impôt différé découle des effets des différences temporaires attribuables à des éléments dont le traitement aux fins fiscales diffère du traitement aux fins comptables. L'incidence fiscale de ces différences est prise en compte dans les états de la situation financière consolidés à titre d'actifs et de passifs d'impôt différé. La direction doit avoir recours à son jugement pour évaluer les interprétations, les lois et les règlements fiscaux qui changent constamment, de façon à s'assurer de l'intégralité et de la présentation fiable des actifs et passifs d'impôt différé. L'utilisation d'interprétations et de traitements différents des estimations de la société pourrait avoir des effets importants sur le montant comptabilisé au titre des actifs et des passifs d'impôt différé.

VI. Provisions pour frais de démantèlement et de remise en état

La société comptabilise des provisions au titre des obligations de démantèlement et de remise en état comme il est décrit à la note 2 J) et à la note 19. Les provisions initiales pour frais de démantèlement et leurs variations subséquentes sont déterminées selon la meilleure estimation de la société des dépenses au comptant requises, ajustées pour tenir compte des risques et des incertitudes inhérents au calendrier et au

montant du règlement. Les dépenses au comptant estimées sont évaluées à la valeur actualisée selon un taux d'actualisation avant impôts et taxes courant ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché. Toute variation des flux de trésorerie estimés, des taux d'intérêt du marché ou du calendrier pourrait avoir une incidence importante sur la valeur comptable de la provision.

VII. Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'une immobilisation corporelle est amortie sur sa durée d'utilité estimée. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits courants et les résultats passés, compte tenu de la durée matérielle prévue de l'actif, des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue, de la désuétude technologique possible et de la réglementation. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est examinée au moins une fois l'an afin d'assurer qu'elle continue d'être appropriée.

3. Modifications comptables

A. Modifications comptables de l'exercice écoulé

Le 1^{er} janvier 2013, la société a adopté les nouvelles normes comptables suivantes qui ont été publiées par l'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 l'interprétation 12, *Consolidation – Entités ad hoc*, du Standing Interpretations Committee («SIC»). L'IFRS 10 définit le principe de contrôle, établit le contrôle comme étant la base pour déterminer si les entités doivent être consolidées et fournit des lignes directrices sur la manière d'appliquer le principe de contrôle afin de déterminer si un investisseur contrôle une entité détenue. Selon l'IFRS 10, un investisseur exerce un contrôle sur une entité lorsque toutes les conditions suivantes sont réunies : i) il exerce un pouvoir sur l'entité émettrice, ii) il est exposé ou a droit aux rendements variables découlant de l'entité et iii) il a la capacité d'influer sur les rendements qu'il obtient.

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

II. IFRS 11, Partenariats

L'IFRS 11 remplace l'IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, et la SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs*. L'IFRS 11 présente une approche fondée sur les principes aux fins de la comptabilisation des partenariats selon laquelle l'entité doit comptabiliser ses droits et obligations contractuels découlant de sa participation à des partenariats. Un partenariat est une entreprise sur laquelle deux parties ou plus exercent un contrôle conjoint. En vertu de l'IFRS 11, les partenariats sont classés soit comme une entreprise commune, soit comme une coentreprise, tandis que, selon l'IAS 31, ils étaient classés comme un actif contrôlé conjointement, une activité contrôlée conjointement ou une entité contrôlée conjointement. Selon l'IFRS 11, il faut utiliser la méthode de la mise en équivalence pour la comptabilisation des participations dans les coentreprises, alors que l'IAS 31 permettait de choisir entre la méthode de la mise en équivalence et la méthode de la consolidation proportionnelle pour la comptabilisation des entités contrôlées conjointement. Dans le cas des entreprises communes, selon l'IFRS 11, chaque partie comptabilise 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^{er} janvier 2013. Cette application n'a pas eu d'incidence importante.

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

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

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 rehausse les informations à fournir sur les évaluations de la juste valeur. L'IFRS 13 s'applique lorsque d'autres IFRS imposent ou permettent des évaluations de la juste valeur ou la communication d'informations à leur sujet. L'IFRS 13 précise comment une entité doit évaluer la juste valeur et communiquer de l'information à cet égard, mais ne précise pas quand elle doit évaluer un actif, un passif ou ses propres instruments de capitaux propres à la juste valeur. L'adoption prospective de l'IFRS 13 le 1^{er} janvier 2013 par la société n'a eu aucune incidence financière importante sur la situation financière consolidée ou les résultats des activités d'exploitation consolidées; toutefois, certaines informations additionnelles ou plus détaillées doivent être fournies et figurent à la note 13.

V. 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, *Instruments financiers : Présentation*. 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. Cette application n'a pas eu d'incidence importante.

VI. Améliorations annuelles de 2009 à 2011

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

B. Modifications comptables de l'exercice précédent

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, afin d'améliorer l'uniformité et la clarté de la présentation des postes du résultat global en exigeant que les éléments présentés dans les autres éléments du résultat global soient regroupés en fonction qu'ils seront ou non ultérieurement reclassés à un moment donné, en résultat net. Les modifications à l'IAS 1 ont pris effet le 1^{er} janvier 2013 et ont été adoptées pour l'exercice 2012. Les éléments présentés dans les états du résultat global consolidés ont été remaniés afin de répondre aux exigences en matière de regroupement.

C. Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation de la période. Ces reclassements n'ont pas eu d'incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

La société a présenté auparavant les actifs et passifs d'impôt différé selon leur montant net, même si aucun droit de compensation légal n'était en vigueur. Par conséquent, les actifs et passifs d'impôt différé ont été reclassés afin de présenter les actifs et passifs d'impôt différé selon leur montant brut.

D. Modifications comptables futures

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

I. IFRS 9, Instruments financiers

En novembre 2009, l'IASB a publié l'IFRS 9, *Instruments financiers*, qui remplaçait les exigences en matière de classement et d'évaluation de l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, pour les actifs financiers. Les actifs financiers doivent être classés et évalués au coût amorti ou à la juste valeur par le biais du résultat net ou des autres éléments du résultat global, selon le modèle de gestion de l'entité utilisé pour gérer les actifs financiers et les caractéristiques contractuelles des flux de trésorerie des actifs financiers.

En octobre 2010, l'IASB a publié des ajouts à l'IFRS 9 concernant les passifs financiers. Les ajouts portent sur le problème de la volatilité du résultat net découlant du choix posé par un émetteur d'évaluer un passif à la juste valeur et exigent que la part de la variation de la juste valeur découlant des changements au titre du risque de crédit propre à l'entité soit présentée dans les autres éléments du résultat global plutôt que dans le résultat net.

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

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

La société ne prévoit pas que ces normes auront une incidence importante, mais elle continue toutefois d'évaluer l'incidence de l'adoption de ces modifications sur les états financiers consolidés.

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

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

4. Événements importants

A. Acquisition d'actifs de production

Le 9 août 2013, la société a acquis indirectement 28 actifs de production hydroélectrique et éolienne auprès de TransAlta en achetant toutes les actions émises et en circulation de deux filiales de TransAlta : CHD et WSP. Le prix d'achat de 1,7 milliard de dollars a été réglé au moyen de la prise en charge indirecte des débentures en circulation de CHD pour un capital total de 0,4 milliard de dollars et d'une contrepartie transférée de 1,3 milliard de dollars, comme suit :

Contrepartie transférée	Montant
Émission de 66 666 667 actions ordinaires à 10 \$ par action	666 667
Émission du billet relatif à la clôture	187 000
Émission du billet à court terme	250 000
Émission du billet relatif à l'acquisition	30 000
Émission du prêt à terme amortissable	200 000
Total	1 333 667

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises sous contrôle commun, ce qui se produit lorsque la société faisant l'objet de l'acquisition est contrôlée *in fine* par la même partie avant et après la transaction. TransAlta contrôlait les actifs acquis avant l'acquisition du 9 août 2013 par TransAlta Renewables et continue de contrôler indirectement les actifs acquis après la date de l'acquisition en vertu de sa participation approximative de 80,7 % en actions ordinaires de la société. La méthode de l'acquisition pour la comptabilisation d'un regroupement d'entreprises comme il est prescrit par l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, qui exige que les actifs et les passifs acquis soient présentés à leur juste valeur, ne s'applique pas. Comme aucune autre norme IFRS ne s'applique particulièrement à ce type de transaction, la société a appliqué les lignes directrices publiées par le Financial Accounting Standards Board («FASB») des États-Unis de la sous-section 805-50, *Related Issues*, de la section 805, *Business Combinations*, telles qu'elles figurent dans l'Accounting Standards Codification du FASB. Par conséquent, la méthode de la mise en commun d'intérêts, ou la méthode à la valeur comptable, a été utilisée par TransAlta Renewables pour comptabiliser les actifs acquis pour la période considérée et les périodes comparatives.

Les états financiers des actifs acquis et de la société ont été regroupés à leur valeur comptable, comme si les actifs acquis avaient toujours été détenus par TransAlta Renewables, à l'exception de la comptabilisation d'une réduction de la valeur comptable de certaines centrales hydroélectriques et éoliennes découlant d'une réévaluation fondée sur les conditions des CAÉ de TransAlta. La réévaluation a entraîné des réductions avant impôts et taxes de 205,8 millions de dollars de la valeur comptable des centrales (voir la note 14) et de 0,7 million de dollars de la valeur comptable des immobilisations incorporelles (voir la note 15), et le montant après impôts et taxes correspondant de 154,9 millions de dollars a été imputé aux résultats non distribués (déficit).

B. Premier appel public à l'épargne pour des actions ordinaires

Le 31 juillet 2013, la société a déposé un prospectus définitif qui visait à autoriser le placement de 20,0 millions d'actions ordinaires à émettre en vertu des modalités d'une convention de prise ferme à un prix de 10,00 \$ l'action ordinaire (le «placement»). La société 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.

Le 9 août 2013, la société a réalisé le placement de 20,0 millions d'actions ordinaires pour un produit brut de 200,0 millions de dollars. Le produit net du placement a été utilisé par TransAlta Renewables pour rembourser le billet relatif à la clôture émis à TransAlta. Le 29 août 2013, les preneurs fermes ont exercé leur option de surallocation en partie pour acheter 2,1 millions d'actions ordinaires supplémentaires à un prix d'offre de 10,00 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut de 21,0 millions de dollars. La société a affecté le produit net tiré de l'exercice partiel de l'option de surallocation à la réduction de l'encours aux termes du billet relatif à l'acquisition émis à TransAlta. Le solde du capital de 9,0 millions de dollars aux termes du billet relatif à l'acquisition après ce paiement a été converti en 0,9 million d'actions ordinaires, selon un ratio d'une action ordinaire pour chaque montant de 10,00 \$ à verser à TransAlta en vertu du billet relatif à l'acquisition.

Immédiatement avant la clôture du placement, la société a remboursé le billet à court terme de 250,0 millions de dollars émis à TransAlta, en émettant indirectement à celle-ci 25,0 millions d'actions ordinaires à un prix réputé de 10,00 \$ l'action ordinaire.

Compte tenu du placement et des autres émissions d'actions ordinaires, TransAlta détient, directement et indirectement, 92,6 millions d'actions ordinaires, ce qui représente environ 80,7 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables.

C. Évolution du capital investi par la société mère

Par suite de l'acquisition, de la clôture du placement et de la séparation de la société pour devenir une entité autonome distincte, la participation nette de la société mère auparavant attribuée aux actifs acquis a changé comme suit : i) un montant de 408,0 millions de dollars a été converti en dette, soit le prêt à terme amortissable de 200,0 millions de dollars, le billet relatif à la clôture de 187,0 millions de dollars et le billet relatif à l'acquisition de 21,0 millions de dollars – le billet relatif à la clôture et le billet relatif à l'acquisition ont été remboursés au comptant; ii) les montants à recevoir de parties liées, y compris les augmentations relatives de ces montants depuis le 31 décembre 2012, totalisant environ 197,3 millions de dollars, ont été reclassés des états de la situation financière consolidés à la participation nette de la société mère; et iii) les passifs d'impôt différé de la société ont été accrus d'environ 76,6 millions de dollars, moyennant un ajustement compensatoire de la participation nette de la société mère, pour tenir compte de l'avantage fiscal conservé par TransAlta relativement aux pertes autres qu'en capital liées à certaines centrales éoliennes.

5. Incitatifs gouvernementaux

Certaines des centrales éoliennes et hydroélectriques de la société sont admissibles à des incitatifs en vertu du Programme d'encouragement à la production éolienne ou du Programme d'encouragement à l'électricité renouvelable ÉcoÉnergie parrainés par le gouvernement du Canada, qui favorisent le développement de projets de production d'énergie non polluante au Canada. Les centrales admissibles reçoivent des incitatifs déterminés pour chaque kilowattheure d'énergie produit, et ce, pour une durée d'au plus dix ans après la mise en service.

6. Produits tirés des contrats de location

Plusieurs des contrats d'achat d'énergie éolienne et hydroélectrique de la société liés à la vente d'électricité respectent les critères des contrats de location simple, en vertu desquels la société est le bailleur et le client, le preneur. Les produits tirés de ces contrats sont comptabilisés à titre de produits tirés des contrats de location.

7. Charges selon leur nature

Les charges sont classées selon leur nature comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2013		2012	
	Redevances et autres	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	Redevances et autres	Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration
Redevances et coûts de la location des terrains ¹	9 856	-	10 838	-
Tarifs de transport	3 853	-	2 276	-
Charges d'exploitation engagées	-	8 730	-	4 396
Autres charges d'exploitation	-	32 233	-	36 432
Total	13 709	40 963	13 114	40 828

¹ Comprendent des redevances dérogatoires brutes entre 1,00 % et 2,00 % des produits tirés de l'électricité produite par quatre centrales hydroélectriques qui sont payables en contrepartie de services d'ingénierie déjà rendus et des coûts relatifs aux locations de terrains.

8. Imputation pour dépréciation d'actifs

En 2013, la société a comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 3,7 millions de dollars relativement à deux actifs de production hydroélectrique. Ces actifs ont été dépréciés en raison surtout d'une augmentation des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation résultant des évaluations effectuées. Les tests de dépréciation annuels sont fondés sur les estimations de la juste valeur moins les coûts de la vente découlant des prévisions à long terme de la société.

En 2012, la société a comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 13,0 millions de dollars à l'égard de trois actifs de production d'énergie éolienne et d'un actif de production hydroélectrique. Les dépréciations résultent du test de dépréciation annuel fondé sur les estimations de la juste valeur moins les coûts de la vente, en fonction des prévisions à long terme de la société et des prix observés sur les marchés. La dépréciation des actifs est principalement imputable aux prévisions à la baisse des prix du marché estimés établies au moyen d'une combinaison de prévisions de tiers et de prévisions en interne. Si les CAÉ de TransAlta avaient été en vigueur en 2012, les ajustements au titre de l'évaluation décrits à la note 4 C) auraient été enregistrés au cours de cette période, et les actifs n'auraient pas subi de dépréciation.

9. Charge d'intérêt nette

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

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012
Intérêt sur la dette à long terme	29 436	27 606
Intérêt sur les lettres de crédit et garanties données par TransAlta (note 27)	2 297	4 156
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 14)	(2 147)	(4 621)
Produit d'intérêt	(15)	(42)
Charge d'intérêt	29 571	27 099
Désactualisation des provisions (note 19)	848	730
Charge d'intérêt nette	30 419	27 829

10. Acquisition et cessions

A. Acquisition

Parc éolien du Wyoming

Le 20 décembre 2013, la société a conclu l'acquisition, par l'entremise d'une filiale de TransAlta, d'une participation financière dans un parc éolien de 144 mégawatts au Wyoming («parc éolien du Wyoming»). La société a acquis la participation financière dans le parc éolien du Wyoming grâce à un placement de 102,7 millions de dollars américains (109,7 millions de dollars) dans les actions privilégiées de catégorie A d'une filiale de TransAlta. Les actions privilégiées de catégorie A sont assorties de dividendes en fonction du résultat net avant impôts et taxes du parc éolien. Se reporter à la note 17 pour plus de renseignements sur le placement dans les actions privilégiées.

La société a financé l'acquisition de la participation financière à l'aide d'un prêt de 102,0 millions de dollars américains (108,9 millions de dollars) de TransAlta («prêt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming») (voir la note 18).

TransAlta a acquis le parc éolien auprès d'une filiale de NextEra Energy Resources, LLC, pour une contrepartie totale en espèces transférée de 102,7 millions de dollars américains. Le parc est entièrement opérationnel et fait l'objet d'un CAÉ jusqu'en 2028 avec une contrepartie ayant une note de première qualité. Cette acquisition représente le premier projet éolien dans l'ouest des États-Unis pour la société et TransAlta, et s'aligne sur la stratégie de la société, qui vise à accroître ses plateformes d'énergie renouvelable.

B. Cessions

Au cours de 2012, la société a réalisé un profit avant impôts et taxes de 3,0 millions de dollars lié à la vente de son installation de biomasse en 2011 située à Grande Prairie. Le profit était attribuable au versement de la contrepartie restante par suite du respect de conditions portant sur des éléments environnementaux par l'acquéreur en 2012. La vente a pris effet le 1^{er} septembre 2011 et a été conclue le 1^{er} octobre 2011.

11. Impôts sur le résultat

A. Comptes de résultat consolidés

I. Rapprochements des taux

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012
Résultat avant impôts sur le résultat	72 710	48 329
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(2 617)	(2 653)
Résultat ajusté avant impôts sur le résultat	70 093	45 676
Taux d'impôt canadien, fédéral et provincial, prévu par la loi (%)	25,0	25,0
Charge d'impôts sur le résultat prévue	17 523	11 419
Augmentation des impôts sur le résultat résultant des éléments suivants :		
Pertes en capital non imposables	-	611
Réduction de valeur des actifs d'impôt différé	-	635
Différences au titre des taux prévus par la loi et autres	1 891	-
Divers	421	920
Charge d'impôts sur le résultat	19 835	13 585
Taux d'impôt effectif (%)	28	30

II. Composantes de la charge d'impôts sur le résultat

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012
Charge d'impôt exigible	1 081	772
Ajustements au titre de l'impôt exigible des exercices précédents	760	-
Ajustements au titre de l'impôt différé des exercices précédents	(1 128)	-
Charge d'impôt différé liée à la naissance et à la reprise des différences temporaires	17 231	12 813
Charge d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'impôt	1 891	-
Charge d'impôts sur le résultat	19 835	13 585

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012
Charge d'impôt exigible	1 841	772
Charge d'impôt différé	17 994	12 813
Charge d'impôts sur le résultat	19 835	13 585

B. États des variations des capitaux propres consolidés

Le montant total d'impôt exigible et différé lié aux éléments portés au crédit ou au débit des capitaux propres est présenté comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat lié(e) aux :		
Couvertures de flux de trésorerie, montant net	296	903
Frais d'émission des actions ordinaires	(3 526)	-
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat présenté(e) dans les capitaux propres	(3 230)	903

C. Composantes du passif d'impôt différé

Les principales composantes des passifs d'impôt différé de la société sont les suivantes :

Aux 31 décembre	2013	2012
Reports prospectifs de pertes d'exploitation et de pertes en capital nettes	(217 929)	(292 724)
Immobilisations corporelles	368 855	402 691
Actifs et passifs de gestion du risque, montant net	(26)	219
Passifs d'impôt différé, montant net	150 900	110 186

12. Participation ne donnant pas le contrôle

Les exploitations de la société ayant une participation ne donnant pas le contrôle sont présentées dans le tableau qui suit :

Exploitation	Participation ne donnant pas le contrôle
Parc éolien de Kent Hills	17 % - Natural Forces Technologies Inc.

Les informations financières résumées relatives au parc éolien de Kent Hills se présentent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012
Résultats des activités d'exploitation		
Produits des activités ordinaires	31 717	32 331
Résultat net et total du résultat global	15 426	15 756
Montants attribuables à la participation ne donnant pas le contrôle :		
Résultat net et total du résultat global	2 617	2 653
Distributions versées à Natural Forces Technologies Inc.	3 743	4 131

Aux 31 décembre	2013	2012
Situation financière		
Actifs courants	5 035	4 520
Actifs non courants	227 256	236 079
Passifs courants	(762)	(566)
Passifs non courants	(414)	(406)
Total des capitaux propres	(231 115)	(239 627)
Capitaux propres attribuables à la participation ne donnant pas le contrôle	(39 290)	(40 416)

13. Instruments financiers et gestion du risque

A. Actifs financiers et passifs financiers – Classement et évaluation

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement à la juste valeur ou au coût amorti (voir la note 2). Le tableau suivant présente la valeur comptable et le classement des actifs financiers et des passifs financiers :

Valeur comptable des instruments financiers au 31 décembre 2013

	Couvertures de flux de trésorerie	Instruments dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres actifs et passifs financiers	Total
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	-	19 256	19 256
Créances clients	-	-	37 413	-	37 413
Actifs de gestion du risque					
Courants	22	-	-	-	22
Non courants	14	-	-	-	14
Placement dans des actions privilégiées	-	-	-	109 325	109 325
Passifs financiers					
Découvert bancaire	-	-	-	891	891
Dettes fournisseurs et charges à payer	-	-	-	31 692	31 692
Passifs de gestion du risque					
Courants	73	-	-	-	73
Non courants	2	65	-	-	67
Dettes à long terme ¹	-	-	-	684 215	684 215

¹ Inclut la partie courante.

Valeur comptable des instruments financiers au 31 décembre 2012

	Couvertures de flux de trésorerie	Instruments dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres actifs et passifs financiers	Total
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	-	3 205	3 205
Créances clients	-	-	42 407	-	42 407
Actifs de gestion du risque					
Courants	677	267	-	-	944
Somme à recevoir de parties liées	-	-	131 171	-	131 171
Passifs financiers					
Dettes fournisseurs et charges à payer	-	-	-	36 316	36 316
Passifs de gestion du risque					
Courants	7	-	-	-	7
Non courants	6	57	-	-	63
Dettes à long terme ¹	-	-	-	372 733	372 733

¹ Inclut la partie courante.

B. Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur d'un instrument financier correspond au prix qui serait obtenu de la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif si une transaction ordonnée entre des intervenants du marché avait lieu à la date d'évaluation. La juste valeur peut être établie au moyen du prix négocié pour cet instrument dans un marché actif auquel la société a accès. En l'absence d'un marché actif, les justes valeurs sont calculées par la société d'après des modèles d'évaluation ou par rapport à d'autres produits semblables dans les marchés actifs.

Les justes valeurs calculées selon les modèles d'évaluation exigent de recourir à des hypothèses. Afin de déterminer ces hypothèses, la société examine d'abord les données de marché observables de l'extérieur. Dans certaines circonstances, la société a recours à des données d'entrée qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

I. Établissement des niveaux et classements

Les classements de niveaux I, II et III de la hiérarchie de la juste valeur utilisée par la société sont définis comme suit :

a. Niveau I

Les justes valeurs sont calculées au moyen de données d'entrée correspondant aux cours du marché (non rajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation.

b. Niveau II

Les justes valeurs sont évaluées au moyen de données d'entrée autres que les cours du marché visés au niveau I qui sont observables pour les actifs ou les passifs concernés, directement ou indirectement.

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

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 les actifs ou les passifs, 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.

c. Niveau III

Les justes valeurs sont calculées en utilisant des données d'entrée pour des actifs ou des passifs qui ne sont pas observables.

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

La société détient aussi divers contrats dont la durée s'étend au-delà d'une période de négociation liquide. Comme les prévisions de prix à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur est déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III.

TransAlta a une politique de gestion du risque lié aux produits de base qui régit ses activités de négociation pour compte propre et les opérations de couverture des produits de base entreprises pour le compte de la société, et qui 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 produits de base sont établies par le Service de gestion du risque de TransAlta pour le compte 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 TransAlta selon les données contractuelles sous-jacentes et les données d'entrée observables et non observables. L'établissement de données d'entrée non observables repose sur le jugement. Pour assurer la vraisemblance, les évaluations de la juste valeur de niveau III produites par le système sont passées en revue et validées par le Service de gestion du risque et le Service des finances de TransAlta. L'examen s'effectue officiellement chaque trimestre, ou plus souvent si les procédures d'examen et de surveillance quotidiens permettent d'identifier des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

II. Produits de base et autres actifs et passifs de gestion du risque

Les actifs et passifs de gestion du risque fondés sur les produits de base sont liés aux activités de négociation et à certaines activités d'impartition. Les autres actifs et passifs de gestion du risque incluent les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés pour la couverture du risque de change.

Les tableaux suivants résumant les facteurs clés influant sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque de la société par niveau de classement au cours des exercices clos respectivement les 31 décembre 2013 et 2012 :

	Couvertures de flux de trésorerie		Éléments autres que de couverture		Total
	Niveau II	Niveau III	Niveau II	Niveau III	
Actifs nets de gestion du risque au 31 décembre 2012	664	210	664	210	874
Variations attribuables aux :					
Variations des prix du marché pour les contrats existants	(3)	(7)	(3)	(7)	(10)
Nouveaux contrats	(56)	-	(56)	-	(56)
Contrats réglés	(644)	(268)	(644)	(268)	(912)
Passifs nets de gestion du risque au 31 décembre 2013	(39)	(65)	(39)	(65)	(104)
Informations supplémentaires sur le niveau III :					
Total des pertes incluses dans le résultat avant impôts sur le résultat		(7)		(7)	(7)
Pertes latentes incluses dans le résultat avant impôts sur le résultat liées au passif net détenu au 31 décembre 2013		(275)		(275)	(275)

	Couvertures de flux de trésorerie		Éléments autres que de couverture		Total
	Niveau II	Niveau III	Niveau III	Niveau II	
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2011	(5 697)	19	(783)	(5 697)	(6 461)
Variations attribuables aux :					
Variations des prix du marché pour les contrats existants	29	(14)	588	29	603
Nouveaux contrats	675	-		675	675
Contrats réglés	5 657	(5)	405	5 657	6 057
Actifs nets de gestion du risque au 31 décembre 2012	664	-	210	664	874
Informations supplémentaires sur le niveau III :					
Total des pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global		(19)	-		(19)
Total des profits inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat		-	588		588
Profits latents inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat liés à l'actif net détenu au 31 décembre 2012		-	993		993

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 net.

Selon les estimations, l'incidence de l'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données d'entrée pour les techniques d'évaluation à partir desquelles les justes valeurs de niveau III des produits de base sont déterminées au 31 décembre 2013 est de +/- 0,1 million de dollars (0,2 million 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 au titre des 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.

Le règlement prévu des contrats en cours au 31 décembre 2013 pour chacune des cinq prochaines années civiles et par la suite se présente comme suit :

		2014	2015	2016	2017	2018	2019 et par la suite	Total
Couvertures	Niveau II	(51)	8	4	-	-	-	(39)
Éléments autres que de couverture	Niveau III	-	-	(2)	(3)	(3)	(57)	(65)
Total	Niveau II	(51)	8	4	-	-	-	(39)
	Niveau III	-	-	(2)	(3)	(3)	(57)	(65)
Total des actifs (passifs) nets		(51)	8	2	(3)	(3)	(57)	(104)

III. Instruments financiers non comptabilisés à la juste valeur

La valeur comptable de la trésorerie, des créances clients, du placement dans des actions privilégiées, et des dettes fournisseurs et charges à payer se rapproche de leur juste valeur présentée à la date de l'état de la situation financière en raison de leur échéance à court terme.

La juste valeur de la dette à long terme de la société au 31 décembre 2013 était de 700,7 millions de dollars (396,6 millions de dollars au 31 décembre 2012), dont la totalité était incluse dans le niveau II. La juste valeur des débtures de la société est établie en utilisant les prix observés sur les marchés secondaires. La juste valeur de l'autre dette à long terme est déterminée en calculant un prix implicite reposant sur une évaluation courante du rendement à l'échéance.

IV. Couvertures de flux de trésorerie

a. Gestion du risque de change

La société utilise des contrats de change à terme pour couvrir une partie de ses encaissements et dépenses futurs libellés en monnaies étrangères et des contrats de change à terme pour gérer l'exposition au risque de change au titre de la dette libellée en monnaies étrangères.

Aux 31 décembre

2013				2012			
Notionnel vendu	Notionnel acquis	Passif à la juste valeur	Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Passif à la juste valeur	Échéance
21 544 \$ CA	20 000 \$ US	(72)	2014	-	-	-	-
2 577 \$ CA	1 763 €	16	2014	31 592	24 517 €	675	2013

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, la société a conclu une couverture des flux de trésorerie en monnaies étrangères à l'égard des débtures de CHD de 20 millions de dollars américains.

b. Incidence des couvertures de flux de trésorerie

Les tableaux ci-dessous résument les montants avant impôts et taxes comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, puis reclassés relativement aux couvertures de flux de trésorerie :

Exercice clos le 31 décembre 2013					
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Partie efficace			Partie inefficace	
	Profit (perte) avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement du (profit) comptabilisé dans les résultats	(Profit) avant impôts et taxes comptabilisé dans les résultats
Contrats sur produits de base	(3)	Produits des activités ordinaires	(307)	Produits des activités ordinaires	-
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	214	Immobilisations corporelles	1 687	(Profit) perte de change	-
Contrats de change à terme sur les couvertures de la dette en dollars américains	582	(Profit) perte de change	(720)	(Profit) perte de change	-
Incidence sur les autres éléments du résultat global	793	Incidence sur les autres éléments du résultat global	660	Incidence sur le résultat net	-

Exercice clos le 31 décembre 2012

	Partie efficace			Partie inefficace	
	Profit (perte) avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement du (profit) comptabilisé dans les résultats	(Profit) avant impôts et taxes comptabilisé dans les résultats
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie					
Contrats sur produits de base	753	Produits des activités ordinaires	(1 395)	Produits des activités ordinaires	-
Contrats de change à terme sur les couvertures de projets	(3 023)	Immobilisations corporelles	7 101	(Profit) perte de change	-
Incidence sur les autres éléments du résultat global	(2 270)	Incidence sur les autres éléments du résultat global	5 706	Incidence sur le résultat net	-

Au cours des 12 prochains mois, la société estime qu'un montant non significatif de profits (pertes) sera reclassé du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net.

C. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers et des instruments dérivés

I. 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 gère activement son risque de crédit en évaluant la capacité des contreparties à respecter leurs engagements en vertu des contrats visés avant de les conclure. La société examine minutieusement la solvabilité de toutes les contreparties et, le cas échéant, obtient des garanties des sociétés, des garanties en espèces ou des lettres de crédit pour assurer le recouvrement ultime de ces créances. Dans le cas des opérations liées aux produits de base, la société fixe des limites de crédit strictes pour chaque contrepartie et surveille les expositions quotidiennement. Si les limites de crédit sont dépassées, la société exigera une garantie de la contrepartie ou suspendra ses activités de négociation avec cette dernière.

L'exposition au risque de crédit de la société est limitée, étant donné que la majorité de ses contrats de vente d'électricité sont conclus avec TransAlta Corporation, des gouvernements et des services publics de grande envergure qui exercent des activités soutenues. Par le passé, la société n'a eu aucun problème de recouvrement lié à ses créances, et le classement des créances par échéance est revu régulièrement pour assurer le recouvrement en temps opportun des montants dus à la société.

L'exposition maximale au risque de crédit de la société au 31 décembre 2013, compte non tenu de la garantie détenue ou du droit de compensation, est représentée par les valeurs comptables actuelles des créances clients et des actifs de gestion du risque figurant dans les états de la situation financière consolidés.

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. Au 31 décembre 2013, presque toutes les contreparties de la société étaient considérées comme ayant une note de première qualité. Le classement des créances de la société au 31 décembre se présente comme suit :

Aux 31 décembre	2013	2012
Créances clients, montant brut	37 413	40 045
Créances de 60 à 120 jours	-	2 362
Total des créances clients	37 413	42 407

Au 31 décembre 2013, la société avait un contrat avec deux clients non liés dont le solde impayé représentait plus de 10 % du total des créances clients impayées. La société a évalué le risque de défaut lié à ces clients comme étant minime.

II. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la société d'avoir accès au capital requis pour 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. La société tient à maintenir une situation financière solide.

La société gère son risque de liquidité associé aux passifs financiers en utilisant les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et des conventions d'emprunt conclues avec TransAlta. Au 31 décembre 2013, la société se conformait à toutes les clauses restrictives relatives à sa dette.

Le tableau ci-dessous présente les échéances contractuelles des passifs financiers de la société :

	2014	2015	2016	2017	2018	2019 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	31 692	-	-	-	-	-	31 692
Dette à long terme ¹	37 596	193 534	66 427	24 413	283 827	82 511	688 308
(Actifs) passifs nets de gestion du risque	51	(8)	(2)	3	3	57	104
Intérêt sur la dette à long terme ²	34 345	29 255	22 173	19 867	12 163	5 889	123 692
Total	103 684	222 781	88 598	44 283	295 993	88 457	843 796

¹ Exclut l'incidence des instruments dérivés.

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

III. Risque de change

De temps à autre, la société conclut des transactions en monnaies autres que sa monnaie fonctionnelle, comme le dollar américain ou l'euro. La société gère ces risques en concluant des couvertures des flux de trésorerie en devises lorsqu'elle le juge nécessaire. En outre, un risque lié aux fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain pourrait découler de la participation financière dans le parc éolien du Wyoming, puisque les distributions reçues au titre du placement seront libellées en dollars américains. Cependant, ce risque sera contrebalancé en partie par le versement d'intérêts en dollars américains sur le prêt de TransAlta, qui a servi à financer l'acquisition du parc éolien par la société.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012, l'incidence possible sur le résultat net et les autres éléments du résultat global des fluctuations des taux de change associés aux instruments financiers libellés dans des monnaies étrangères autres que la monnaie fonctionnelle est présentée ci-dessous. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution moyenne de 0,05 \$ (0,05 \$ en 2012) de ces monnaies étrangères par rapport au dollar canadien est une variation potentielle raisonnable au cours du prochain trimestre.

Exercices clos les 31 décembre	2013		2012	
	Diminution du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ¹	Diminution du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ¹
Monnaie étrangère				
Euro	-	71	-	981
Total	-	71	-	981

¹ Ces calculs supposent une augmentation de la valeur de cette monnaie étrangère par rapport au dollar canadien. Une diminution aurait l'effet contraire.

IV. Risque de taux d'intérêt

La totalité de la dette à long terme de la société qui est décrite à la note 18 inclut une dette portant intérêt à des taux fixes. Par conséquent, la société n'est pas exposée au risque de taux d'intérêt.

La stratégie de gestion du risque de taux d'intérêt de la société est de minimiser la volatilité des flux de trésorerie en s'assurant que la totalité de sa dette à long terme porte intérêt à des taux fixes.

V. Risque de marché – Risque lié au prix des produits de base

La société est exposée aux fluctuations de certains prix des produits de base liés aux contrats de dérivés sur produits de base, lesquels sont touchés par les fluctuations du prix à terme de l'électricité en Alberta. Les fluctuations des prix du marché associées aux couvertures de flux de trésorerie n'ont pas d'incidence sur le résultat net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Les variations de la juste valeur pendant la période sont plutôt différées jusqu'au règlement au moyen des autres éléments du résultat global.

La valeur à risque («VaR») est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi du risque de marché associé aux produits de base et autres instruments dérivés et gérer celui-ci. Une mesure de la VaR donne, à un niveau de confiance précis, une perte maximale estimée avant impôts et taxes qui pourrait être subie sur une période donnée. La VaR sert à déterminer les variations possibles de la valeur des actifs et des passifs de gestion du risque 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. La VaR associée aux actifs et aux passifs nets de gestion du risque lié aux produits de base au 31 décembre 2013 était de néant (0,2 million de dollars au 31 décembre 2012).

14. Immobilisations corporelles

Les variations du coût des principales catégories d'immobilisations corporelles et l'amortissement cumulé connexe sont comme suit :

	Production d'énergie hydroélectrique	Production d'énergie éolienne	Actifs en construction ¹	Pièces de rechange amortissables et autres	Total
Coût					
Au 31 décembre 2011	252 126	1 746 318	32 591	3 727	2 034 762
Acquisitions	26	266	166 421	(1 336)	165 377
Cessions	(279)	(1 214)	-	-	(1 493)
Révision et augmentation des coûts de démantèlement	(1 344)	(590)	-	-	(1 934)
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 8)	(1 364)	(11 636)	-	-	(13 000)
Transferts	3 966	2 349	(10 128)	4 219	406
Au 31 décembre 2012	253 131	1 735 493	188 884	6 610	2 184 118
Acquisitions	2 062	4 771	38 963	1 002	46 798
Cessions	(430)	(251)	-	-	(681)
Révision et augmentation des coûts de démantèlement	(486)	1 103	-	-	617
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 8)	(3 663)	-	-	-	(3 663)
Réévaluation ²	(3 804)	(201 999)	-	-	(205 803)
Transferts	140	227 707	(227 847)	-	-
Au 31 décembre 2013	246 950	1 766 824	-	7 612	2 021 386
Amortissement cumulé					
Au 31 décembre 2011	10 450	169 340	-	-	179 790
Amortissement	34 311	31 583	-	-	65 894
Cessions	(73)	(45)	-	-	(118)
Transferts	(392)	447	-	-	55
Au 31 décembre 2012	44 296	201 325	-	-	245 621
Amortissement	7 041	61 798	-	-	68 839
Cessions	(23)	(50)	-	-	(73)
Au 31 décembre 2013	51 314	263 073	-	-	314 387
Valeur comptable					
Au 31 décembre 2012	208 835	1 534 168	188 884	6 610	1 938 497
Au 31 décembre 2013	195 636	1 503 751	-	7 612	1 706 999

¹ Comprennent surtout les coûts relatifs au parc éolien de New Richmond qui a été mis en service en mars 2013.

² À l'acquisition, la valeur comptable de certaines centrales éoliennes et hydroélectriques a été réévaluée par la société selon les CAÉ de TransAlta (voir la note 4).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, 2,1 millions de dollars (4,6 millions de dollars au 31 décembre 2012) d'intérêts ont été incorporés dans le coût des immobilisations corporelles à un taux moyen pondéré de 5,46 % (5,41 % au 31 décembre 2012).

La société détient des installations de transport d'électricité pour le parc éolien de Kent Hills qui sont louées dans le cadre d'un contrat de location-financement (voir la note 16). Au 31 décembre 2013, la valeur comptable nette au titre de la production d'énergie éolienne était de 5,3 millions de dollars (5,5 millions de dollars au 31 décembre 2012).

15. Immobilisations incorporelles

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

	Contrats d'électricité ¹	Logiciels	Immobilisations incorporelles en cours de développement	Total
Coût				
Au 31 décembre 2011	134 498	322	1 080	135 900
Acquisitions	-	-	422	422
Cessions	-	(29)	-	(29)
Transferts	2	1 617	(1 502)	117
Au 31 décembre 2012	134 500	1 910	-	136 410
Acquisitions	-	(137)	-	(137)
Réévaluation ²	-	(700)	-	(700)
Au 31 décembre 2013	134 500	1 073	-	135 573
Amortissement cumulé				
Au 31 décembre 2011	16 176	83	-	16 259
Amortissement	6 803	274	-	7 077
Cessions	-	(28)	-	(28)
Transferts	(159)	-	-	(159)
Au 31 décembre 2012	22 820	329	-	23 149
Amortissement	6 855	285	-	7 140
Au 31 décembre 2013	29 675	614	-	30 289
Valeur comptable				
Au 31 décembre 2012	111 680	1 581	-	113 261
Au 31 décembre 2013	104 825	459	-	105 284

1 Comprend des valeurs liées à certains contrats d'électricité qui découlent de l'acquisition de CHD par TransAlta, aux termes desquels le prix du marché de l'électricité à livrer en vertu du contrat était supérieur au prix du marché.

2 À l'acquisition, la valeur comptable de certaines immobilisations incorporelles a été réévaluée par la société selon le CAÉ de TransAlta (voir la note 4).

16. Autres actifs

Les autres actifs comprennent les éléments ci-dessous :

Aux 31 décembre	2013	2012
Coûts de transport payés d'avance	3 059	3 120
Charges payées d'avance à long terme et autres	-	1 813
Total	3 059	4 933

Les coûts de transport payés d'avance sont associés aux montants payés en avance dans le cadre d'un contrat de location-financement pour les installations de transport d'électricité du parc éolien de Kent Hills (voir la note 14).

17. Actions privilégiées

Le 20 décembre 2013, la société a acquis une participation financière dans le parc éolien du Wyoming grâce à un investissement de 102,7 millions de dollars américains visant 1 027 491 actions privilégiées de catégorie A d'une filiale de TransAlta (voir la note 10).

Les actions privilégiées sont assorties de dividendes en espèces cumulatifs mensuels, qui sont fondés sur le résultat net avant impôts et taxes du parc éolien du Wyoming et y sont liés. Les actions privilégiées sont rachetables au gré de la société, et elles sont rachetables au gré de l'émetteur, à tout moment après la date de placement, soit le 20 décembre 2013, ou lorsque surviennent des événements particuliers relatifs à la liquidation ou à la vente de la participation de TransAlta dans le parc éolien du Wyoming. Le prix de rachat correspond au prix d'émission initial des actions privilégiées, majoré de 95 % de l'excédent de la juste valeur du parc éolien du Wyoming à la date de rachat sur son coût initial.

18. Dette à long terme

A. Encours

Aux 31 décembre	2013			2012		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Débetures non garanties	340 866	344 780	5,91 %	338 069	343 404	5,91 %
Débetures garanties	34 821	35 000	5,28 %	34 664	35 000	5,28 %
Prêt à terme amortissable	200 000	200 000	4,00 %	-	-	-
Prêt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming	108 528	108 528	4,00 %	-	-	-
	684 215	688 308		372 733	378 404	
Moins : tranche courante	(37 596)	(37 596)		-	-	
Total de la dette à long terme	646 619	650 712		372 733	378 404	

¹ Le taux d'intérêt reflète le taux stipulé ou le taux moyen pondéré en fonction de l'encours du capital.

Prêt à terme amortissable Le 9 août 2013, la société a émis un prêt non garanti de 200,0 millions de dollars en faveur de TransAlta à titre de contrepartie partielle pour l'acquisition d'actifs de production éolienne et hydroélectrique auprès de TransAlta (voir la note 4 A)). Le prêt a une échéance de huit ans et porte intérêt à un taux de 4,0 %, un montant de capital et d'intérêts de 14,7 millions de dollars étant payable tous les semestres.

Prêt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming Le 20 décembre 2013, la société a emprunté un montant de 102,0 millions de dollars américains (108,9 millions de dollars) à TransAlta afin de financer l'acquisition de sa participation financière dans le parc éolien du Wyoming (voir la note 10). Le prêt est non garanti et porte intérêt à un taux annuel de 4,0 %, les intérêts étant payables trimestriellement. Des remboursements de capital d'un total d'au moins 15,0 millions de dollars sont exigés pour 2014, 2015 et 2016. Le solde de capital impayé à la date d'échéance, soit le 31 décembre 2018, devra être réglé à ce moment-là.

Les débetures non garanties portent intérêt à des taux fixes se situant entre 5,33 % et 7,31 %. Les intérêts sont payables tous les semestres, et aucun remboursement de capital ne doit être effectué avant l'échéance qui varie de 2015 à 2018. Ces débetures ne sont pas garanties. Des débetures de série 5 de 21,3 millions de dollars (19,9 millions de dollars au 31 décembre 2012) d'un montant en capital de 20,0 millions de dollars américains sont incluses dans ce montant.

Les débetures garanties portent intérêt à un taux de 5,28 %. Les intérêts sont payables tous les semestres, et aucun remboursement de capital ne doit être effectué avant l'échéance en février 2015. Les débetures sont garanties par l'installation hydroélectrique de Pingston et ne comportent pas de recours en ce qui a trait aux participants de la coentreprise.

B. Restrictions

Les débetures non garanties incluent des clauses financières restrictives exigeant que le produit tiré de la vente de certains actifs soit réinvesti dans des actifs renouvelables semblables.

C. Remboursements de capital

	2014	2015	2016	2017	2018	2019 et par la suite	Total
Remboursements de capital	37 596	193 534	66 427	24 413	283 827	82 511	688 308

19. Provision pour frais de démantèlement et de remise en état

La variation des soldes de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état est présentée ci-dessous :

	Démantèlement et remise en état
Solde au 31 décembre 2011	12 272
Passifs réglés	(115)
Désactualisation	730
Révisions des flux de trésorerie estimés	(297)
Révisions des taux d'actualisation	(1 637)
Reprises	(8)
Solde au 31 décembre 2012	10 945
Passifs contractés	1 391
Désactualisation	848
Révisions des taux d'actualisation	(774)
Solde au 31 décembre 2013	12 410

La société comptabilise une provision pour frais de démantèlement et de remise en état pour toutes les centrales à l'égard desquelles elle a l'obligation juridique ou implicite d'enlever les installations à la fin de leur durée d'utilité et de remettre le site en état. La société estime à environ 133,0 millions de dollars le montant non actualisé des flux de trésorerie nécessaire pour s'acquitter des obligations de démantèlement et de remise en état entre 2029 et 2060. La grande partie des coûts sera engagée entre 2030 et 2050.

20. Produits différés

Les produits différés sont constitués principalement d'un paiement reçu au titre d'une option de prolongation de la durée du contrat par l'acheteur dans le cadre d'un CAÉ. Ce montant est amorti selon le mode linéaire dans les produits des activités ordinaires sur la durée initiale du contrat.

21. Actions ordinaires

A. Autorisées et en circulation

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées. Les actions ordinaires donnent droit à un vote par action aux assemblées des actionnaires. Les actions privilégiées peuvent être émises en séries et comportent des droits, restrictions, conditions et limites que le conseil d'administration (le « conseil ») peut déterminer de temps à autre.

Les actions ordinaires émises et en circulation de la société sont comme suit :

Au 31 décembre	2013	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant (en milliers)
Émises et en circulation au début de l'exercice	-	-
Émises à l'acquisition des actifs acquis	66,7	666 667
Émises au règlement du billet relatif à l'acquisition	0,9	9 000
Émises au règlement du billet à court terme	25,0	250 000
Ajustements d'évaluation ¹	-	87 755
Actions émises à la société mère	92,6	1 013 422
Premier appel public à l'épargne y compris l'option de surallocation des preneurs fermes ²	22,1	210 423
Émises et en circulation à la fin de l'exercice	114,7	1 223 845

¹ Découlant de l'utilisation de la méthode de continuité des intérêts communs.

² Déduction faite des frais d'émission après impôts et taxes de 10,6 millions de dollars (frais d'émission de 14,1 millions de dollars, moins l'incidence fiscale de 3,5 millions de dollars).

B. Dividendes

Les dividendes déclarés sur les actions ordinaires de la société sont fixés par le conseil.

Les tableaux suivants résument les dividendes sur actions ordinaires déclarés en 2013 :

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Total des dividendes	TransAlta	Autres actionnaires
9 août 2013	30 sept. 2013	0,04726	5 419	4 375	1 044
9 août 2013	31 oct. 2013	0,06250	7 167	5 786	1 381
9 août 2013	29 nov. 2013	0,06250	7 167	5 786	1 381
29 oct. 2013	31 déc. 2013	0,06250	7 167	5 786	1 381
29 oct. 2013	31 janv. 2014	0,06250	7 167	5 786	1 381
20 déc. 2013	28 févr. 2014	0,06416	7 357	5 938	1 419
20 déc. 2013	28 mars 2014	0,06416	7 356	5 938	1 418
20 déc. 2013	30 avril 2014	0,06416	7 357	5 938	1 419
Total		0,48974	56 157	45 333	10 824

C. Résultat par action

Le résultat par action de base est fondé sur le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et est calculé selon le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours des périodes présentées. À des fins de comparaison, les actions ordinaires de la société émises en vertu du placement, y compris l'option de surallocation, sont présumées être en circulation au début de chaque période présentée, notamment les périodes antérieures à l'acquisition. La société n'a pas d'instrument dilutif ou potentiellement dilutif.

22. Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012
Source (utilisation) :		
Créances clients	4 136	(8 559)
Charges payées d'avance	(3 761)	106
Stocks	15	(142)
Impôts sur le résultat à recevoir	(179)	(484)
Dettes fournisseurs et charges à payer	6 475	(5 636)
Impôts sur le résultat à payer	1 218	396
Divers	(25)	104
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	7 879	(14 215)

23. Amortissement

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

Exercices clos les 31 décembre	2013	2012
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés	76 589	74 057
Mise hors service d'immobilisations	-	(27)
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés	76 589	74 030

24. Capital

La société, en procédant à la gestion de son capital, vise à garantir sa capacité à soutenir les activités quotidiennes et à honorer ses obligations financières, ainsi qu'à offrir des perspectives de croissance et à assurer des distributions stables et prévisibles aux actionnaires. Les composantes du capital de la société sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux 31 décembre	2013	2012	Augmentation/ (diminution)
Partie courante de la dette à long terme	37 596	-	37 596
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles ¹	(18 365)	(3 205)	(15 160)
	19 231	(3 205)	22 436
Dette à long terme	646 619	372 733	273 886
Capitaux propres			
Actions ordinaires	1 223 845	-	1 223 845
Participation nette de la société mère	-	1 660 166	(1 660 166)
Résultats non distribués	(196 263)	-	(196 263)
Cumul des autres éléments du résultat global	187	(970)	1 157
Participation ne donnant pas le contrôle	39 290	40 416	(1 126)
	1 713 678	2 072 345	(358 667)
Total du capital	1 732 909	2 069 140	(336 231)

¹ La société inclut la trésorerie et les équivalents de trésorerie, déduction faite du découvert bancaire, dont elle dispose à titre de réduction dans le calcul du capital, le capital étant géré en interne et évalué par la direction au moyen d'une position de dette nette. À cet égard, ces fonds peuvent être mis à la disposition de la société et utilisés par celle-ci pour faciliter le remboursement de la dette.

La structure du capital de la société a été modifiée par suite de sa séparation de TransAlta pour devenir une entité autonome, le 9 août 2013.

Même si la filiale CHD de la société a émis certaines débetures, les provisions liées aux clauses restrictives financières connexes n'exigent pas qu'elle respecte un ratio minimum d'endettement. CHD se conformait à toutes les clauses restrictives relatives à sa dette. En outre, le prêt à terme amortissable et le prêt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming consentis par TransAlta n'exigent pas de la société qu'elle maintienne un ratio d'endettement précis ou d'autres ratios.

La société devra refinancer, ou sinon rembourser, les débetures de CHD à mesure qu'elles arrivent à échéance, soit de 2015 à 2018 (voir la note 18). Rien ne garantit que les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation seront suffisants, ni que la société sera en mesure d'obtenir du financement, pour rembourser le capital de ces débetures.

Les dividendes sur actions ordinaires de la société sont versés à la discrétion du conseil d'administration. Dans le cadre de la détermination du paiement et du niveau des dividendes futurs, le conseil d'administration considère le rendement financier, les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et les besoins sur le plan du financement des activités et de la croissance en regard du rendement à fournir aux actionnaires.

25. Entreprises communes

Les entreprises communes de la société au 31 décembre 2013 comprennent ce qui suit :

Entreprises communes	Propriété (en pourcentage)	Description
Soderglen	50	Centrale éolienne en Alberta exploitée par la société
Pingston	50	Centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique exploitée par la société
McBride Lake	50	Centrale éolienne en Alberta exploitée par la société

26. Engagements et éventualités

A. Contrats sur des biens et services

Dans le cours normal des affaires, la société conclut régulièrement des contrats pour l'achat de biens et de services et pour la location d'équipement. La société a en outre plusieurs ententes de service à long terme en vigueur pour la réparation et l'entretien des turbines de centrales éoliennes, y compris un contrat de 15 ans entré en vigueur en 2013 visant le parc éolien de New Richmond récemment entré en service. De plus, en 2013, la société a conclu une entente avec TransAlta à l'égard de services administratifs généraux en contrepartie de frais fixes de 10,0 millions de dollars par année (voir la note 27).

Les paiements futurs approximatifs en vertu de ces obligations contractuelles se présentent comme suit :

	Ententes de service à long terme	Services administratifs généraux	Contrats de location d'équipement	Total
2014	17 927	10 363	520	28 810
2015	14 287	10 570	508	25 365
2016	9 482	10 782	532	20 796
2017	5 841	10 997	561	17 399
2018	7 270	11 217	591	19 078
2019 et par la suite	41 040	191 869	601	233 510
Total	95 847	245 798	3 313	344 958

B. Litiges

Dans le cours normal des affaires, la société pourrait être partie à des litiges. La société a établi qu'aucune réclamation connue à l'heure actuelle n'était assez importante pour être divulguée dans les présentes.

27. Opérations et soldes avec les parties liées

Avant l'acquisition, le 9 août 2013, des actifs acquis et la séparation de TransAlta Renewables, qui est devenue une entité ouverte autonome, les actifs acquis étaient gérés et exploités dans le cours normal des affaires par TransAlta, conjointement avec d'autres activités et sociétés affiliées de TransAlta, mais non à titre d'entité distincte.

Après l'acquisition, la société a conclu certaines ententes et opérations avec TransAlta comme suit :

A. Convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation

En vertu de la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation (la «convention de services de gestion et d'exploitation»), TransAlta fournit tous les services administratifs généraux pouvant être essentiels ou souhaitables aux fins de la gestion des affaires de la société. En contrepartie des services rendus, la société versera à TransAlta des honoraires (les «honoraires de remboursement de frais administratifs généraux») équivalant à 10,0 millions de dollars par année, rajustés annuellement pour tenir compte de la fluctuation de l'indice des prix à la consommation). Ces honoraires de remboursement de frais administratifs généraux sont payables en versements trimestriels égaux. Ils augmenteront ou diminueront selon un montant équivalant à 5,0 % du montant de toute hausse ou baisse, respectivement, du BAIIA total de la société par suite de l'acquisition ou de la cession d'actifs par la société. En raison de l'acquisition d'une participation financière dans le parc éolien du Wyoming, les honoraires de remboursement des frais d'administration augmenteront d'un montant additionnel de 0,4 million de dollars en 2014.

En 2013, un montant au prorata de 4,0 millions de dollars a été comptabilisé par la société dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration en ce qui a trait aux honoraires de remboursement de frais administratifs généraux.

TransAlta offre également des services d'exploitation et d'entretien en vertu de la convention de services de gestion et d'exploitation, qui comprend en général tous les services pouvant être essentiels ou exigés aux fins de l'exploitation et de l'entretien des centrales éoliennes et hydroélectriques de la société. TransAlta est remboursée pour tous les frais et tous les coûts décaissés et ceux liés à des tiers, y compris les salaires et les avantages sociaux relatifs à la gestion et à l'exploitation des centrales non compris dans les honoraires de remboursement de frais administratifs généraux.

La convention de services de gestion et d'exploitation a une durée initiale de 20 ans et est automatiquement renouvelée par la suite pour une durée de 5 ans après l'échéance initiale ou tout renouvellement de la convention, à moins qu'une des parties ne la résilie.

B. CAÉ de TransAlta

Le 9 août 2013, la société a conclu des contrats pour chacune de ses centrales éoliennes et hydroélectriques marchandes, prévoyant l'achat par TransAlta, pour un prix fixe, de toute l'électricité produite par ces centrales marchandes. Le prix à payer par TransAlta pour la production en vertu des CAÉ de TransAlta est de 30,00 \$ par MWh pour les centrales éoliennes et de 45,00 \$ par MWh pour les centrales hydroélectriques, rajusté annuellement pour tenir compte de la fluctuation de l'indice des prix à la consommation. TransAlta doit n'acheter que l'électricité qui est réellement produite. Chaque CAÉ de TransAlta a une durée de 20 ans ou équivalente à la fin de la durée de vie d'une immobilisation, si celle-ci est inférieure à 20 ans.

En 2013, un montant de 13,9 millions de dollars a été comptabilisé à titre de produits des activités ordinaires par la société pour l'électricité vendue en vertu des CAÉ de TransAlta.

C. Facilité de crédit liée au fonds de roulement

La société a conclu une facilité de crédit liée au fonds de roulement non garantie de 100,0 millions de dollars consentie par TransAlta à titre de prêteur. Les emprunts en vertu de la facilité portent intérêt au taux des acceptations bancaires, majoré d'un écart de taux de 200 points de base par année. Actuellement, le taux d'emprunt applicable est d'environ 3,25 %. La facilité est obtenue aux fins générales de la société, y compris ses besoins courants en matière de financement et de fonds de roulement.

Au 31 décembre 2013, aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité.

D. Prêt à terme amortissable

La société a consenti un prêt à terme amortissable de 200,0 millions de dollars en faveur de TransAlta (voir la note 18).

En 2013, un montant de 3,2 millions de dollars a été comptabilisé en tant que charge d'intérêt par la société au titre des emprunts contractés en vertu du prêt à terme amortissable, et a été inclus dans l'intérêt sur la dette à long terme (voir la note 9).

E. Prêt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming

La société a emprunté un montant de 102,0 millions de dollars américains (108,9 millions de dollars) à TransAlta afin de financer l'acquisition de sa participation financière dans le parc éolien (voir les notes 10 et 17).

En 2013, un montant de 0,1 million de dollars a été comptabilisé en tant que charge d'intérêt par la société au titre des emprunts contractés en vertu du prêt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming, et a été inclus dans l'intérêt sur la dette à long terme (voir la note 9).

F. Placement dans des actions privilégiées

La société a investi 102,7 millions de dollars américains (109,7 millions de dollars) dans des actions privilégiées émises par une filiale de TransAlta (voir les notes 10 et 17).

G. Créances clients et dettes fournisseurs

Au 31 décembre 2013, des montants de respectivement 10,2 millions de dollars (1,0 million de dollars au 31 décembre 2012) et 8,4 millions de dollars (3,1 millions de dollars au 31 décembre 2012) étaient compris dans les créances clients et les dettes fournisseurs relativement aux ventes d'électricité, aux charges d'exploitation, aux intérêts courus et aux dépenses d'investissement, ces montants étant à recevoir de TransAlta ou d'autres filiales de celle-ci, ou à payer à TransAlta ou à d'autres filiales de celle-ci.

H. Lettres de crédit

TransAlta a fourni des lettres de crédit au nom de la société. Tous les montants à payer par la société pour des obligations en vertu de contrats, auxquels les lettres de crédit se rapportent, 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 31 décembre 2013 totalisaient 4,5 millions de dollars (5,8 millions de dollars au 31 décembre 2012), et aucun montant (néant au 31 décembre 2012) n'a été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements. La société paie les intérêts et les frais associés à ces lettres de crédit (voir la note 9).

I. Garanties

TransAlta a conclu des contrats de garantie pour 226,5 millions de dollars au nom de la société. Deux garanties totalisant 206,0 millions de dollars sont liées au parc éolien de New Richmond. Si la société ne respecte pas les dispositions des contrats connexes, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement de TransAlta. La société paie les intérêts et les frais associés à ces garanties (voir la note 9).

J. Régimes de retraite et régimes d'avantages postérieurs à l'emploi

La société n'offre aucun régime de retraite, régime d'avantages postérieurs à l'emploi ou régime d'épargne des employés. Toutefois, les employés de TransAlta qui fournissent des services d'exploitation et d'administration à la société participent à certains régimes de retraite capitalisés dont les prestations sont fondées sur le salaire de fin de carrière et qui sont offerts par TransAlta. TransAlta offre également des régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire à ses employés retraités. Il n'y a aucune entente contractuelle ou politique officielle entre la société et TransAlta pour l'imputation de ces coûts. Cependant, les coûts associés à ces régimes font partie des coûts d'exploitation et des honoraires de remboursement de frais administratifs généraux en vertu de la convention de services de gestion et d'exploitation avec TransAlta. Ces coûts sont inclus dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les comptes de résultat consolidés.

Toutes les obligations en vertu de ces régimes sont des obligations de TransAlta et, par conséquent, ne sont pas incluses dans les états de la situation financière consolidés de la société.

K. Instruments financiers et instruments dérivés

Les instruments financiers et instruments dérivés découlant des activités de la société sont conclus au nom de la société par une filiale de TransAlta.

L. Transactions avec les principaux dirigeants

Les principaux dirigeants de la société sont les membres du conseil d'administration et de la haute direction. La rémunération des principaux dirigeants est présentée ci-après, et comprend les jetons de présence versés aux administrateurs externes et la répartition de la rémunération reçue de TransAlta par la haute direction.

Exercice clos le 31 décembre	2013 ¹
Rémunération totale	348
Composée des éléments suivants :	
Avantages du personnel à court terme	260
Avantages postérieurs à l'emploi	24
Paiement fondé sur des actions	56
Autres avantages à long terme	8

¹ Pour la période du 9 août 2013 au 31 décembre 2013.

28. Relations avec la société mère avant l'acquisition

Les actifs acquis étaient auparavant gérés et exploités dans le cours normal des affaires par TransAlta, ainsi que d'autres entreprises et sociétés affiliées de TransAlta. Les états financiers n'ont pas été préparés par le passé pour les actifs acquis, puisque ceux-ci n'exerçaient pas leurs activités comme une entité distincte. Certains coûts partagés ont été attribués aux actifs acquis et présentés comme des charges dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition. La direction de TransAlta et la société considèrent que les méthodes de répartition utilisées sont raisonnables et reflètent de façon appropriée les charges connexes attribuables aux actifs acquis; toutefois, les charges présentées dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition ne sont pas nécessairement représentatives des charges réelles qui auraient été engagées au cours des périodes présentées si la société avait exercé ses activités comme une entité distincte. De plus, les charges présentées dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition ne sont pas nécessairement représentatives des charges qui seront engagées dans l'avenir par la société. Les transactions entre TransAlta et les actifs acquis antérieurement à l'acquisition ont été identifiées comme des transactions entre parties liées dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition. Il est possible que les modalités des transactions entre TransAlta et ses sociétés affiliées ne soient pas identiques à celles qui résulteraient de transactions entre parties non liées. De l'avis de la direction de TransAlta, tous les ajustements nécessaires pour assurer une présentation fidèle des états financiers de la période antérieure à l'acquisition ont été effectués. Les informations additionnelles liées à la préparation des états financiers de la période antérieure à l'acquisition se présentent comme suit :

A. Participation nette de la société mère

La participation nette de TransAlta dans les actifs acquis est présentée à titre de «participation nette de la société mère» plutôt que de capitaux propres dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition, puisque TransAlta ne détenait aucune action dans les actifs acquis (les actifs acquis n'étant pas une entité juridique distincte). L'évolution de la participation nette de la société mère inclut les transferts de fonds nets et les autres transferts à la société mère et aux actifs acquis et en provenance de celle-ci et de ceux-ci.

B. Gestion de la trésorerie

Les actifs acquis participaient par le passé aux programmes centralisés de gestion de la trésorerie de TransAlta. Pour certains des actifs acquis, les entrées de trésorerie étaient reçues par la société mère et les débours étaient effectués par celle-ci, et tout excédent de trésorerie était conservé par TransAlta. Les variations de la trésorerie nette conservée par la société mère au titre de ces facilités sont, aux fins des états financiers de la période antérieure à l'acquisition, présentées dans les transferts nets de la société mère aux états des variations des capitaux propres consolidés. En ce qui a trait aux autres facilités d'exploitation, les entrées de trésorerie et les débours étaient gérés directement par la société qui détenait la facilité, et les fonds qui n'étaient pas nécessaires à court terme étaient transférés dans un compte bancaire centralisé tenu par TransAlta. En outre, les transferts à la société mère et en provenance de celle-ci étaient comptabilisés dans le prêt de premier rang qui est examiné à la rubrique Prêts et emprunts de parties liées présentée ci-après. La trésorerie conservée par TransAlta au nom des actifs acquis n'était pas conservée dans des comptes distincts, mais plutôt regroupée avec la trésorerie d'autres entités de TransAlta.

Depuis l'acquisition, la trésorerie de TransAlta Renewables est conservée dans des comptes distincts qu'elle détient et n'est pas regroupée avec la trésorerie d'autres entités de TransAlta. TransAlta offre du soutien au crédit à TransAlta Renewables au moyen de la facilité liée au fonds de roulement.

C. Répartition des coûts du siège social

Les coûts répartis incluent, entre autres, les charges de TransAlta : le siège social, les ressources humaines, les affaires gouvernementales, les technologies de l'information, les charges immobilières partagées, les honoraires juridiques, la trésorerie et les prestations de retraite et les avantages postérieurs à l'emploi. Ces coûts figurent dans les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration. Les charges sont attribuées aux actifs acquis d'après les gigawattheures de production. Veuillez noter que ces charges auraient pu être différentes si les actifs acquis avaient été une entité distincte au cours des périodes présentées. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, ces coûts avant impôts et taxes étaient de 3,5 millions de dollars (8,3 millions de dollars au 31 décembre 2012).

Depuis l'acquisition, ces coûts sont compris dans les honoraires de remboursement des frais administratifs généraux.

D. Impôts sur le résultat

Les états financiers consolidés historiques de TransAlta incluaient les activités des actifs acquis. Aux fins des états financiers de la période antérieure à l'acquisition, les impôts sur le résultat exigibles et différés pour certains actifs acquis qui n'étaient pas détenus dans des entités juridiques distinctes étaient calculés et présentés comme s'ils se rapportaient à une entité juridique. Les impôts sur le résultat figurant dans les présentes représentent une attribution des impôts sur le résultat exigibles et différés de TransAlta à ces actifs acquis d'une manière qui est systématique, rationnelle et conforme à la méthode axée sur le bilan prescrite par les IFRS. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôt différé sont comptabilisés pour tenir compte des incidences fiscales attribuables aux écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs existants dans les états financiers et leur valeur fiscale respective et aux reports en avant de pertes d'exploitation. Par conséquent, la somme des montants attribués aux provisions pour impôts sur le résultat des actifs acquis peut ne pas être égale à la provision d'impôts sur le résultat consolidée historique. Les impôts sur le résultat exigibles et différés pour ces actifs acquis qui étaient détenus dans des entités juridiques distinctes représentent les impôts sur le résultat liés à cette entité juridique, y compris les actifs d'impôt différé comptabilisés pour tenir compte de l'économie prévue au titre des pertes disponibles aux fins d'un report en avant, dans la mesure où il est probable que les pertes pourraient être appliquées à un résultat imposable futur.

Depuis l'acquisition, les impôts sur le résultat exigibles et différés sont calculés et présentés en fonction des entités juridiques constituant le groupe consolidé.

E. Régimes de retraite et régimes d'avantages postérieurs à l'emploi

La société n'offre aucun régime de retraite, régime d'avantages postérieurs à l'emploi ou régime d'épargne des employés. Toutefois, les employés de TransAlta fournissant des services d'exploitation aux actifs acquis participent à certains régimes de retraite capitalisés dont les prestations sont fondées sur le salaire de fin de carrière et qui sont offerts par TransAlta. TransAlta offre également des régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire à ses employés retraités. Il n'y a aucune entente contractuelle ou politique officielle entre les actifs acquis et TransAlta pour l'imputation de ces coûts (il est à noter que les actifs acquis sont constitués de parties de plusieurs entités juridiques).

Toutes les obligations en vertu de ces régimes sont des obligations de TransAlta et, par conséquent, ne sont pas incluses dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition. TransAlta inclut dans la répartition des actifs acquis les coûts associés à ces régimes. Ces coûts font partie des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration dans les états financiers de la période antérieure à l'acquisition.

Depuis la date d'acquisition, ces coûts sont traités en vertu de la convention de services de gestion et d'exploitation.

F. Instruments financiers et instruments dérivés

Les instruments financiers et instruments dérivés découlant des activités des actifs acquis sont conclus au nom des actifs acquis par une filiale de TransAlta.

G. Prêts et emprunts de parties liées

Avant l'acquisition, des conventions de prêt et d'emprunt existaient entre la filiale CHD de la société et TransAlta ou certaines filiales de TransAlta. Tous les prêts et emprunts ne portaient pas intérêt et étaient remboursables à vue. Les montants à recevoir (à payer) sont présentés ci-dessous :

Aux 31 décembre	2013	2012
Prêt de premier rang à TransAlta ¹	-	14 254
Prêt à une filiale de TransAlta ²	-	117 811
Emprunt auprès d'une filiale de TransAlta ³	-	(894)

¹ Montant maximum de 300 millions de dollars.

² Montant maximum de 150 millions de dollars.

³ Montant maximum de 20 millions de dollars.

Dans le cadre de l'acquisition, ces prêts et emprunts ont été reclassés dans la participation nette de la société mère ou payés en espèces.

29. Clients importants

En plus des produits découlant des CAÉ de TransAlta (voir la note 27), qui ont représenté 29 % des produits des activités ordinaires, les produits provenant de deux autres clients ont excédé 10 % du total des produits des activités ordinaires de la société, représentant respectivement 41 % et 13 % de ce total.

Glossaire de termes clés

Actions privilégiées liées au parc éolien du Wyoming

Placement de 102,7 millions de dollars américains en actions privilégiées de catégorie A d'une filiale de TransAlta pour acquérir la participation financière dans le parc éolien de 144 MW du Wyoming.

CAÉ

Contrat d'achat et de vente d'électricité entre un producteur d'électricité et un tiers acquéreur d'électricité.

CAÉ de TransAlta

CAÉ entre TransAlta et la société prévoyant l'achat par TransAlta, pour un prix fixe, de toute l'énergie produite par certaines centrales éoliennes et hydroélectriques. Le prix à payer par TransAlta pour la production est de 30,00 \$ par MWh pour les centrales éoliennes et de 45,00 \$ par MWh pour les centrales hydroélectriques, rajusté annuellement pour tenir compte de la fluctuation de l'indice des prix à la consommation.

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.

Énergie renouvelable

Énergie produite à l'aide de mécanismes terrestres renouvelables comme l'énergie éolienne, l'énergie hydroélectrique, l'énergie géothermique et l'énergie solaire, qui peuvent se régénérer.

Facilité de crédit liée au fonds de roulement

Facilité de crédit liée au fonds de roulement non garantie de 100 millions de dollars consentie par TransAlta. La facilité sera obtenue aux fins générales de la société, y compris ses besoins courants en matière de financement du fonds de roulement.

Force majeure

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

Gaz à effet de serre (GES)

Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote 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 de réserve

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

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.

Prêt à terme amortissable

Prêt à terme amortissable de 200 millions de dollars non garanti consenti par TransAlta.

Prêt lié à l'acquisition du parc éolien du Wyoming

Prêt de 102 millions de dollars américains non garanti consenti par TransAlta pour financer l'acquisition de la participation financière dans le parc éolien de 144 MW du Wyoming.

Information pour les actionnaires et renseignements sur la société

Assemblée annuelle

L'assemblée annuelle des actionnaires aura lieu à 11 h HAR le 2 mai 2014 au Metropolitan Conference Centre, 333 Fourth Avenue S.W., Calgary, Alberta.

Agent des transferts

Société de fiducie CST*
C. P. 700, Succursale B
Montréal (Québec)
H3B 3K3

Téléphone

Amérique du Nord :
1.800.387.0825 (sans frais)
Toronto ou en dehors de l'Amérique du Nord :
416.682.3860

Courriel

inquiries@canstockta.com

Télécopieur

514.985.8843

Site Web

www.canstockta.com

Bourse

Bourse de Toronto (TSX)

Symboles boursiers

Actions ordinaires de
TransAlta Renewables Inc. :
TSX : RNW

Droits de vote

Les porteurs d'actions ordinaires ont droit à un vote par action ordinaire détenue.

* Société de fiducie CST a remplacé Compagnie Trust CIBC Mellon à titre d'agent des transferts. Le 1^{er} novembre 2010, Compagnie Trust CIBC Mellon a vendu son entreprise de services aux émetteurs à Société canadienne de transfert d'actions Inc., qui a assuré l'exploitation de l'entreprise en son nom jusqu'au 30 août 2013, date à laquelle Société de fiducie CST, société affiliée de Société canadienne de transfert d'actions Inc., a reçu l'approbation du gouvernement fédéral de commencer ses activités.

Services spéciaux pour les actionnaires inscrits¹

Service	Description
Dépôt direct des dividendes	Dépôt automatique des dividendes dans votre compte bancaire
Consolidation des comptes	Élimination d'envois superflus et coûteux au moyen de la consolidation des comptes
Changements d'adresse et transferts d'actions	Réception des relevés d'impôt et des dividendes sans les retards occasionnés par un changement d'adresse ou un transfert de propriété

Pour utiliser ces services, veuillez communiquer avec l'agent des transferts.

¹ Aussi offert aux actionnaires non inscrits.

Déclaration de dividendes sur actions ordinaires

Les dividendes sur actions ordinaires sont versés au gré du conseil. Dans le cadre de la détermination du paiement et du niveau des dividendes futurs, le conseil considère notre rendement financier, nos résultats des activités d'exploitation, nos flux de trésorerie et nos besoins sur le plan du financement des activités poursuivies et de la croissance en regard du rendement à fournir aux actionnaires. Le conseil continue de mettre l'accent sur la croissance des flux de trésorerie distribuables.

Dividendes sur actions ordinaires déclarés

Date de versement	Date de référence	Date ex-dividende	Dividende
30 sept. 2013	3 sept. 2013	29 août 2013	0,04726 \$ ¹
31 oct. 2013	1 ^{er} oct. 2013	27 sept. 2013	0,06250 \$
29 nov. 2013	1 ^{er} nov. 2013	30 oct. 2013	0,06250 \$
31 déc. 2013	2 déc. 2013	28 nov. 2013	0,06250 \$
31 janv. 2014	2 janv. 2014	30 déc. 2013	0,06250 \$
28 févr. 2014	3 févr. 2014	30 janv. 2014	0,06416 \$ ²
28 mars 2014	3 mars 2014	27 févr. 2014	0,06416 \$
30 avril 2014	1 ^{er} avril 2014	28 mars 2014	0,06416 \$

Les dividendes sur actions ordinaires sont versés le dernier jour ouvrable de chaque mois civil, ou vers cette date, aux actionnaires inscrits à la fin du premier jour ouvrable de chaque mois civil. Les dividendes sont versés en dollars canadiens.

¹ Le premier dividende versé sur les actions ordinaires de TransAlta Renewables est fondé sur la période du 9 août 2013 au 31 août 2013.

² Le 19 décembre 2013, nous avons déclaré un dividende mensuel plus élevé. Cette augmentation a donné un dividende annuel de 0,77 \$ par action, une hausse par rapport au dividende annualisé précédent de 2,7 %.

Questions liées à la comptabilité ou à l'audit

TransAlta Renewables a adopté une procédure permettant aux employés, aux membres de la haute direction ou à d'autres parties de transmettre de façon anonyme et confidentielle au comité d'audit du conseil d'administration des préoccupations ou plaintes se rapportant à la comptabilité ou à l'audit. Ces questions peuvent être transmises au président du comité d'audit.

Gouvernance d'entreprise

Les lignes directrices en matière de gouvernance d'entreprise, la charte du comité d'audit et le code de conduite de TransAlta Renewables peuvent être consultés sur notre site Web à l'adresse www.transaltarenewables.com.

Ligne d'aide en matière d'éthique

Le conseil d'administration a mis en place pour les employés, entrepreneurs, actionnaires et autres parties intéressées un numéro de téléphone sans frais, un numéro de télécopieur ainsi qu'une adresse courriel permettant de signaler de façon anonyme et confidentielle des irrégularités comptables, des manquements à l'éthique ou toute autre question qu'ils souhaitent porter à l'attention du conseil.

Le numéro de la ligne d'aide en matière d'éthique est le **1.888.806.6646**

Télécopieur : **403.267.7985**

Courriel : ethics_helpline@transalta.com

Toute communication au conseil d'administration peut également être transmise à l'adresse suivante : corporate_secretary@transalta.com

Membres de la haute direction

Brett M. Gellner

Président et chef de la direction désigné

Cynthia Johnston

Chef de l'exploitation

David J. Koch

Vice-président et contrôleur et chef de la direction des finances désigné

Maryse C.C. St.-Laurent

Vice-présidente et secrétaire de la société

Todd J. Stack

Vice-président et trésorier

Renseignements supplémentaires

Les demandes peuvent être adressées à :

Relations avec les investisseurs*

TransAlta Corporation

110 - 12th Avenue S.W.

P.O. Box 1900, Station "M"

Calgary, Alberta

T2P 2M1

Téléphone

Amérique du Nord :

1.800.387.3598 (sans frais)

403.267.2520 : Calgary ou en dehors de l'Amérique du Nord

Courriel

investor_relations@transalta.com

Télécopieur

403.267.7405

Site Web

www.transaltarenewables.com

Par respect pour l'environnement, veuillez communiquer avec votre institution financière afin d'éviter que le présent rapport annuel ne soit posté en double.

Le logo TransAlta et le mot-symbole TransAlta sont des marques de commerce de TransAlta Corporation.

Le présent rapport a été imprimé au Canada. Le papier, les papeteries et l'imprimeur ont tous obtenu une certification du Forest Stewardship Council, organisme international dont l'objectif est de promouvoir une gestion écologique et socialement responsable des forêts du monde.

Conception graphique et production : One Design Inc.

Impression : McAra Printing

* Conformément à la convention de services de gestion, d'administration et d'exploitation conclue entre TransAlta Corporation et TransAlta Renewables Inc., qui peut être consultée sur le site www.sedar.com, TransAlta Corporation offre des services de relations avec les investisseurs à TransAlta Renewables.

TransAlta Renewables Inc.

110 - 12th Avenue SW
Box 1900, Station "M"
Calgary, Alberta
Canada T2P 2M1

403.267.7110

www.transaltarenewables.com