Fonds Énergie renouvelable
Brookfield

Notice annuelle
Fonds Énergie renouvelable Brookfield
Le 30 mars 2011

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3669-2008 Phase 2
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 20/04/2011
Pièces n°: B-209 en ligne

TABLE DES MATIÈRES

AVERTISSEMENTS 4
Renseignements prospectifs 4
Mesures non conformes aux PCGR 5
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE 6
Relations intersociétés 7
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE 9
Historique triennal 9
DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE 11
Production d'énergie hydroélectrique et éolienne 11
Objectif et stratégie du Fonds 14
Actifs 14
Exploitation hydroélectrique au Canada 14
Exploitation d'énergie éolienne au Canada 17
Exploitation hydroélectrique aux États-Unis 18
DÉPENDANCE ÉCONOMIQUE 18
CONTEXTE COMMERCIAL 19
Marché de l'énergie renouvelable 20
Atouts concurrentiels 21
Avantages de la production hydroélectrique et éolienne 22

POLITIQUES D'ENTREPRISE 23
FACTEURS DE RISQUE 24
POLITIQUE DE DISTRIBUTION 37
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES 38
DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL 39
NOTATIONS ET LIQUIDITÉ 54
FIDUCIAIRES ET HAUTS DIRIGEANTS 55
DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES 58
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES 59
LITIGES ET MESURES DE RÉGLEMENTATION 59
CONTRATS IMPORTANTS 59
EXPERTS INTÉRESSÉS 61
INFORMATION CONCERNANT LE COMITÉ D'AUDIT 61
COMPLÉMENT D'INFORMATION 63
ANNEXE A – COMITÉ D'AUDIT – PARAMÈTRES DU MANDAT 64

AVERTISSEMENTS

Renseignements prospectifs

La présente notice annuelle contient des énoncés et des renseignements prospectifs sur les activités, l'exploitation et la situation financière du Fonds Énergie renouvelable Brookfield (le ***Fonds***). Les énoncés prospectifs peuvent être identifiés par l'utilisation de mots comme « prévoit », « s'attend », « cherche à », « est prévu », « estime », « tente », « entend », « compte », « croit » ou des variations de ces mots et expressions ou préciser que certains événements, mesures ou résultats « peuvent », « pourraient » ou « devraient » avoir lieu, se produire ou être réalisés ou « auraient » ou « auront » lieu, « se produiraient » ou « se produiront » ou « se réaliseraient » ou « se réaliseront ». Bien que le Fonds croie que ses résultats, son rendement ou ses réalisations futurs prévus que les énoncés et les renseignements prospectifs estiment ou laissent entendre sont fondés sur des hypothèses et des attentes raisonnables, le lecteur ne devrait pas accorder une confiance indue aux énoncés et aux renseignements prospectifs puisqu'ils comportent des hypothèses, des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs par suite desquels les résultats, le rendement ou les réalisations réels du Fonds peuvent différer considérablement des résultats, du rendement ou des réalisations futurs prévus que les énoncés et les renseignements prospectifs expriment ou laissent entendre. Les facteurs par suite desquels les résultats réels pourraient différer considérablement de ceux que les énoncés et les renseignements prospectifs envisagent ou laissent entendre comprennent, notamment : les changements dans l'hydrologie et le régime des vents; les défaillances d'équipement; l'omission, par les contreparties, de remplir leurs obligations contractuelles et l'omission, par le Fonds, de remplacer les contrats; la dépendance du Fonds envers Énergie renouvelable Brookfield Inc. et les conflits d'intérêts potentiels entre Énergie renouvelable Brookfield Inc., Brookfield Asset Management Inc. et le Fonds; les changements dans les droits d'usage de l'eau; l'omission, par le Fonds, de découvrir les obligations associées aux acquisitions et son incapacité d'intégrer les acquisitions avec succès; les changements apportés à la réglementation et l'augmentation des coûts de la réglementation; l'omission, par le Fonds, de renouveler, de maintenir ou d'obtenir les permis gouvernementaux nécessaires; le risque que le Fonds diminue les distributions pour financer les dépenses en immobilisations; l'incapacité de produire ou de vendre de l'électricité; l'omission, par le Fonds, de maintenir la sécurité de l'équipement ou des barrages; la défectuosité des systèmes de transport ou des capacités de transport appropriées; des assurances inadéquates; l'omission, par le Fonds, de respecter la réglementation en matière de santé, de sécurité et d'environnement; les relations et les interruptions de travail; les retards dans la construction et l'augmentation des coûts de construction; la menace de poursuites judiciaires et de réclamations contre le Fonds; les pertes importantes découlant de fraudes, d'autres actes illégaux, de processus ou de systèmes inadéquats ou défaillants ou d'événements externes ayant une incidence sur la capacité du Fonds d'exercer ses activités; les fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain; les changements dans l'économie générale; les changements dans l'appui de l'énergie renouvelable; les changements dans la technologie; l'application des règles relatives aux placements dans des abris fiscaux aux entités filiales du Fonds; les fluctuations du prix de l'énergie; l'incapacité du Fonds d'accéder à des capitaux et de refinancer le capital à des conditions souhaitables et l'évolution des taux d'intérêt; les risques liés à l'incapacité du Fonds ou de ses filiales de contracter des dettes additionnelles; l'incapacité du Fonds de retirer des liquidités des filiales; l'incapacité du Fonds de maintenir ses notations du crédit actuelles; les risques liés à la nature des parts de fiducie (au sens donné plus loin), aux questions fiscales et à l'admissibilité aux fins de placement; le marché des parts de fiducie et le prix de celles-ci; la responsabilité potentielle des porteurs de parts; et les autres risques et facteurs détaillés de temps à autre dans les documents déposés par le Fonds auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada.

Ces facteurs et d'autres facteurs de risque, tels qu'ils sont décrits sous la rubrique *Facteurs de risque* à la page 24, représentent les risques que le Fonds juge importants. D'autres facteurs que le Fonds ne connaît pas actuellement ou qu'il croit négligeables en ce moment pourraient aussi faire différer sensiblement les résultats réels de ceux exprimés dans les énoncés et les renseignements prospectifs contenus aux présentes et y étant intégrés par renvoi. Le Fonds décline toute obligation de mettre à jour

publiquement ou de réviser l'un des énoncés ou des renseignements prospectifs contenus dans la présente notice annuelle ou y étant intégrés par renvoi, par suite de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement, sauf tel que les lois applicables l'exigent.

Ces énoncés prospectifs représentent le point de vue du Fonds à la date du présent document. On ne doit pas considérer que ces énoncés prospectifs représentent le point de vue du Fonds à compter de toute date ultérieure à la date de la présente notice annuelle.

Mesures non conformes aux PCGR

La présente notice annuelle contient des renvois aux « liquidités distribuables ». Les liquidités distribuables n'ont pas de signification normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus (***PCGR***) au Canada. Par conséquent, cette mesure pourrait ne pas être comparable à d'autres mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. La direction du Fonds croit que les liquidités distribuables constituent une mesure supplémentaire utile qui permet d'aider les investisseurs à évaluer le rendement financier et les liquidités générées par le Fonds qui sont à la portée des porteurs de parts de celui-ci aux fins de distribution. Les liquidités distribuables sont fondées sur 100 % du bénéfice net, à l'exclusion des principales charges d'entretien, après rajustement pour qu'il soit tenu compte des opérations sans effet sur la trésorerie comme la dépréciation, l'amortissement et les impôts futurs. Une réserve pour immobilisations est ensuite déduite du résultat pour établir les liquidités distribuables. Les liquidités distribuables ne devraient pas être considérées comme l'unique mesure du rendement du Fonds et ne devraient pas être considérées séparément de l'analyse des états financiers du Fonds préparés conformément aux PCGR, ni considérées comme un substitut de celle-ci.

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Le Fonds a été établi en 1999 en tant que fiducie à capital variable non constituée en société sous le régime des lois de la province de Québec conformément à un acte de fiducie (l'***acte de fiducie***) daté du 14 septembre 1999 et refondu le 27 octobre 1999, dans sa version modifiée à l'occasion.

Le Fonds a annoncé le 6 juillet 2009 son intention de transformer sa structure de fiducie de revenu en une société par actions au plus tard le 1er janvier 2011. Le 21 octobre 2010, le Fonds a annoncé qu'il avait décidé de reporter sa conversion d'une fiducie de revenu à une société par actions, dont la prise d'effet était initialement prévue aux environs du 30 novembre 2010, pour prendre plus de temps pour approfondir la structure optimale de la conversion et pour analyser les autres solutions de rechange à sa portée. Voir la rubrique *Règles relatives aux EIPD* ci-dessous.

Le Fonds est un important producteur d'énergie renouvelable propre à prix modique et est propriétaire d'un portefeuille diversifié d'actifs de production d'énergie produisant de l'électricité exclusivement à partir de ressources écologiques d'énergie hydraulique et éolienne. Le Fonds possède une puissance installée de plus de 1 700 mégawatts (***MW***) produisant plus de 6 500 gigawattheures (***GWh***) d'énergie par année.

Les parts de fiducie du Fonds (les ***parts de fiducie***) sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole boursier BRC.UN. Son siège social et bureau enregistré est situé au 480, boulevard de la Cité, Ville de Gatineau (Québec) J8T 8R3. Le Fonds n'a aucun membre du personnel direct, mais il compte environ 125 membres du personnel à temps plein à l'échelle des activités de ses filiales.

Le 10 février 2010, le Fonds a constitué une filiale en propriété exclusive, Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (***Actions privilégiées ERB***). Le 10 mars 2010, Actions privilégiées ERB a conclu un appel public à l'épargne visant les actions privilégiées de catégorie A, série 1 (les ***actions de série 1***) qui sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole boursier BRF.PR.A.

Compte tenu d'un échange intégral, le Fonds appartient à hauteur de 34 % à Énergie renouvelable Brookfield Inc. (***Énergie renouvelable Brookfield***), grâce à sa propriété de 33 128 338 parts de fiducie et de 4 062 500 actions (les ***actions échangeables***) de Great Lakes Power Holding Corporation (***GLPHC***), une filiale du Fonds. Les actions échangeables peuvent être échangées en tout temps contre des parts de fiducie à raison d'une pour une.

Le Fonds a changé sa dénomination, qui était Fonds de revenu Great Lakes Hydro, pour Fonds Énergie renouvelable Brookfield le 31 août 2009 après l'acquisition de la quasi-totalité des actifs de production d'Énergie renouvelable Brookfield au Canada. Le changement de dénomination reflète la position du Fonds en tant que véhicule exclusif pour les centrales hydroélectriques et les parcs éoliens en exploitation contractuelle ou prêts à la construction au Canada de Brookfield Asset Management Inc. (***Brookfield***), la société mère d'Énergie renouvelable Brookfield.

Règles relatives aux EIPD

Le Fonds n'a jamais dû payer des montants élevés d'impôt sur le revenu en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) (la ***Loi de l'impôt***) puisqu'il est généralement autorisé à déduire (et a entièrement déduit) les distributions aux porteurs de parts dans le calcul de son revenu qui serait autrement assujetti à l'impôt. En date du 1er janvier 2011, le Fonds est devenu assujetti aux règles (les ***règles relatives aux EIPD***) de la Loi de l'impôt qui ont changé l'imposition de certaines fiducies inscrites en bourse (les ***fiducies EIPD***) et de leurs porteurs de parts. Le Fonds est une fiducie EIPD en vertu des règles relatives aux EIPD. Conformément à de telles règles, les distributions du Fonds qui, avant 2011, étaient imposées en tant que revenu ordinaire en général seront désormais caractérisées comme des dividendes provenant d'une société canadienne imposable, en plus d'être assujetties à

l'impôt sur le revenu en vertu de la Loi de l'impôt à un taux comparable aux taux fédéral et provinciaux combinés d'imposition des sociétés en ce qui a trait au Fonds. Le dividende réputé versé sera traité comme un « dividende admissible » s'il est versé à un résidant du Canada. Les distributions du Fonds qui ne sont pas effectuées sur le revenu continueront de bénéficier d'un report d'impôt pour les porteurs de parts qui résident au Canada aux fins de la Loi de l'impôt et réduiront habituellement le prix de base rajusté des parts de fiducie pour les porteurs de parts. Le Fonds s'attend à avoir à peu près pas de revenu imposable en 2011 après avoir réclamé les déductions applicables et ne prévoit donc pas devoir un montant élevé d'impôt en vertu de la Loi de l'impôt en 2011.

En 2009, le Fonds a annoncé son intention de procéder à sa conversion d'une fiducie de revenu en une société par actions au plus tard le 1er janvier 2011. Le 21 octobre 2010, le Fonds a annoncé qu'il avait décidé de reporter sa conversion d'une fiducie de revenu en une société par actions, qui devait initialement prendre effet vers le 30 novembre 2010. Le conseil des fiduciaires (les ***fiduciaires de FERB***) de Fiducie Énergie renouvelable Brookfield (***FERB***) croit qu'il est dans l'intérêt fondamental du Fonds et des porteurs de parts de prendre plus de temps pour étudier davantage la structure optimale de la conversion et analyser les autres solutions de rechange à la portée du Fonds. Pour prendre sa décision, le Fonds a tenu compte des faits suivants : (i) il ne sera pas imposable en 2011 et les liquidités disponibles pour les distributions ne seront donc pas touchées par la décision de reporter la conversion; (ii) la capacité du Fonds d'émettre des titres de participation au besoin pour les occasions de croissance ne serait pas non plus touchée par le report de la conversion; et (iii) les règles de la Loi de l'impôt (les ***règles relatives à la conversion des EIPD***) qui facilitent la conversion des fiducies EIPD d'une structure de fiducie à une structure de société par actions en fonction d'un report d'impôt tant pour les fiducies EIPD que pour leurs porteurs de parts demeureront à la portée du Fonds jusqu'à la fin de 2012.

Le Fonds prévoit préciser ses projets futurs en 2011 en vue de recommander la meilleure structure qui appuiera le mieux sa croissance future, tout en accordant tous les avantages de la conversion indiqués dans son communiqué de presse daté du 4 octobre 2010.

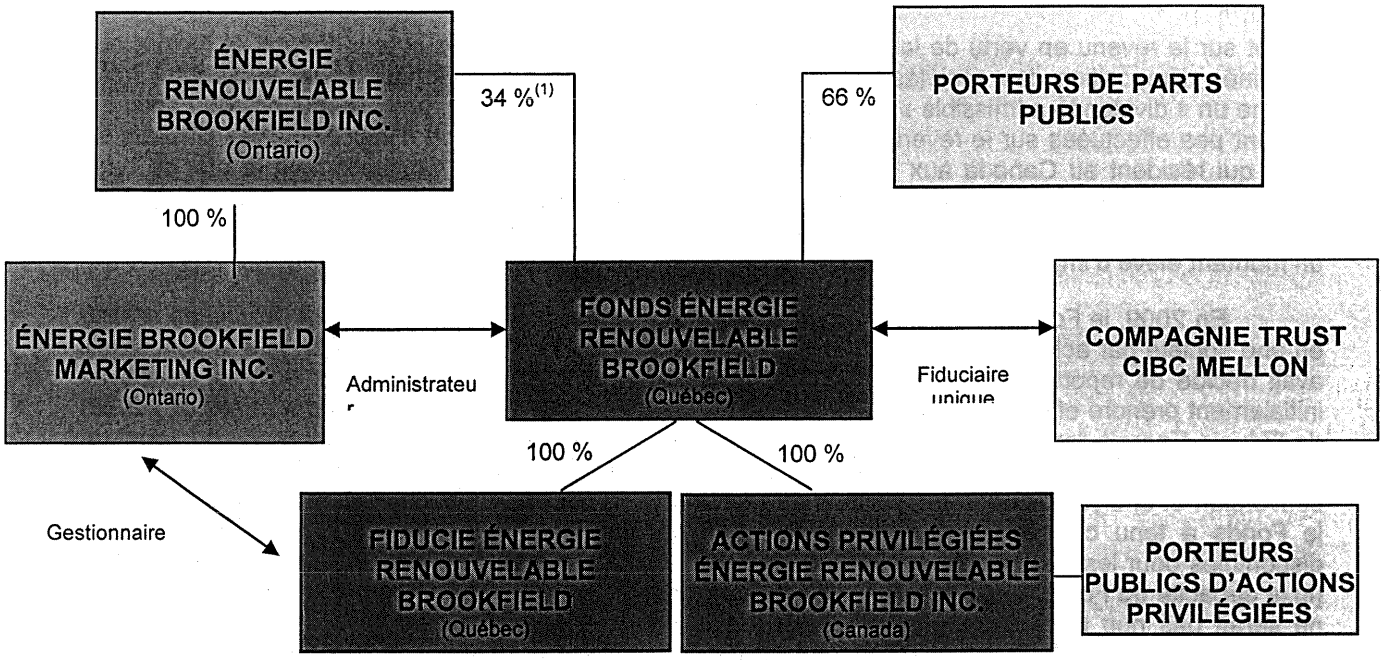
Le Fonds entend continuer à verser des distributions mensuelles au taux actuel pendant le premier trimestre de 2011 et des distributions trimestrielles par la suite, sous réserve de l'approbation, par les porteurs de parts, du changement des distributions mensuelles pour des distributions trimestrielles à l'assemblée des porteurs de parts devant avoir lieu le 13 mai 2011. Tel qu'il est indiqué ci-dessus, conformément aux règles relatives aux EIPD, les distributions du Fonds que reçoivent les porteurs de parts et qui sont payées sur le revenu après impôt du Fonds sont habituellement imposées en tant que dividendes provenant d'une société canadienne imposable. Les dividendes réputés versés seront traités comme des « dividendes admissibles » s'ils sont versés à un résidant du Canada.

Les renseignements contenus dans la présente notice annuelle sont fournis en date du 31 décembre 2010, sauf indication contraire. Tous les renseignements financiers sont présentés en dollars canadiens, sauf indication contraire. Tous les renvois au « Fonds » visent le Fonds et ses filiales consolidées, sauf si le contexte l'exige autrement. La présente notice annuelle contient également certains renseignements concernant la filiale du Fonds, Actions privilégiées ERB.

Relations intersociétés

L'organigramme suivant présente la propriété principale, les relations structurelles entre le Fonds, Énergie renouvelable Brookfield, Énergie Brookfield Marketing Inc. (***EBMI***), l'administrateur du Fonds, Compagnie Trust CIBC Mellon, l'unique fiduciaire du Fonds, Actions privilégiées ERB et FERB, qui détient les actifs du Fonds. Par l'entremise de ses filiales, Énergie renouvelable Brookfield est l'administrateur du Fonds et le gestionnaire de FERB et le gestionnaire, l'administrateur et(ou) l'exploitant des actifs du Fonds.

ORGANIGRAMME SIMPLIFIÉ DE L'ENTREPRISE



[1] Énergie renouvelable Brookfield est propriétaire de 4 062 500 actions échangeables de GLPHC, une filiale indirecte du Fonds. Les actions échangeables peuvent être échangées contre des parts de fiducie à raison d'une pour une. Dans l'hypothèse de l'échange de toutes les actions échangeables d'Énergie renouvelable Brookfield contre des parts de fiducie, Énergie renouvelable Brookfield détient une participation approximative de 34 % dans le Fonds. De même, dans l'hypothèse de l'échange de toutes les actions échangeables d'Énergie renouvelable Brookfield contre des parts de fiducie, GLPHC est une filiale en propriété exclusive indirecte du Fonds.

Les principales filiales de FERB sont les suivantes :

Nom de la filiale[1]	Territoire d'exploitation	Territoire de constitution ou d'organisation	Pourcentage des titres comportant droit de vote détenus en propriété ou contrôlés
Exploitation au Canada			
Carmichael Limited Partnership	Ontario	Ontario	100,0 %
Comber Wind Limited Partnership	Ontario	Ontario	100,0 %
Gosfield Wind Limited Partnership	Ontario	Ontario	100,0 %
Great Lakes Power Limited	Ontario	Ontario	100,0 %
➢Hydro-Pontiac Inc.	Québec	Québec	100,0 %
➢Valerie Falls Limited Partnership	Ontario	Ontario	25,0 %[2]
Great Lakes Power Holding Corporation	Ontario	Ontario	100,0 %[3]
➢Pingston Creek Hydro Joint Venture	Colombie-Britannique	Colombie-Britannique	50,0 %
➢Brookfield Power Wind Prince LP	Ontario	Ontario	99,0 %
Énergie La Lièvre, s.e.c	Québec	Québec	100,0 %
Fiducie Mississagi Power	Ontario	Québec	100,0 %
Powell River Energy Inc.	Colombie-Britannique	Canada	49,9 %
Exploitation aux États-Unis			
Great Lakes Hydro America LLC	Maine et New Hampshire	Delaware	100,0 %

[1] Les entités présentées en retrait indiquent que les titres comportant droit de vote appartiennent directement ou indirectement à la filiale indiquée au-dessus.
[2] Le Fonds détient la totalité de la participation économique dans Valerie Falls Limited Partnership. Toutefois, Énergie renouvelable Brookfield détient une action rachetable comportant droit de vote de Valerie Falls General Partner Limited, qui accorde à Énergie renouvelable Brookfield 75 % de la participation de vote.
[3] Dans l'hypothèse de l'échange de toutes les actions échangeables d'Énergie renouvelable Brookfield contre des parts de fiducie, GLPHC est une filiale en propriété exclusive indirecte du Fonds.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE

Historique triennal

La convention d'achat d'électricité (***CAE***) existant entre Powell River Energy Inc. et Catalyst Paper Corporation a pris fin en date du 31 janvier 2011 et une nouvelle CAE d'une durée de cinq ans intervenue entre les mêmes parties a pris effet le 1er février 2011.

En novembre 2010, le Fonds a obtenu une facilité de crédit renouvelable de 250 millions de dollars d'un consortium de banques canadiennes. La facilité sera accessible sur une période de trois ans, pourra être prolongée chaque année pour une durée additionnelle de douze mois si les parties en conviennent et est censée être affectée principalement au financement des occasions de croissance.

Le 9 novembre 2010, le Fonds a conclu une convention définitive pour acquérir le projet de parc éolien Comber de 166 MW (le ***parc éolien Comber***) dans la ville de Lakeshore, dans le sud-ouest de l'Ontario, tout près du parc éolien Gosfield (le ***parc éolien Gosfield***) du Fonds. La clôture de l'acquisition a eu lieu le 15 décembre 2010. L'acquisition du parc éolien Comber auprès d'Énergie renouvelable Brookfield représente un investissement de 567 millions de dollars par le Fonds. Le 12 octobre 2010, le Fonds a obtenu d'un consortium de six banques canadiennes une facilité de crédit d'une durée de trois ans au montant de 354 millions de dollars pour le financement du projet à l'égard du parc éolien Comber. Le début des travaux de construction du parc éolien Comber a été annoncé le 4 octobre 2010. Le parc éolien Comber est censé avoir une production annuelle de 537 GWh. Le parc éolien Comber bénéficie de deux CAE d'une durée de 20 ans avec l'Ontario Power Authority (***OPA***) conformément au programme de rachats garantis Feed-in Tariff (***FIT***) de la province.

Le 9 novembre 2010, le Fonds a augmenté à 40 millions de dollars le montant de 25 millions de dollars disponible aux termes de sa facilité de réserve hydrologique auprès d'Énergie renouvelable Brookfield. Cette facilité vise à fournir une source temporaire de fonds lorsque l'hydrologie ne répond pas aux attentes. La facilité a été rehaussée pour refléter la base croissante des actifs du Fonds et les prix contractuels plus élevés et supprime les sous-limites annuelles, tout en couvrant toutes les installations hydroélectriques du Fonds.

Le 16 septembre 2010, l'exploitation commerciale a commencé au parc éolien Gosfield de 50 MW du Fonds dans la ville de Kingsville, comté d'Essex, en Ontario. Toute l'électricité produite au parc éolien Gosfield est vendue à prix fixe à l'OPA aux termes d'une CAE de 22 ans et sera admissible aux termes du programme écoÉNERGIE pour l'énergie renouvelable du gouvernement fédéral du Canada. En décembre 2009, le parc éolien Gosfield a obtenu une facilité de crédit garantie de premier rang non renouvelable allant jusqu'à 100 millions de dollars pour financer la construction, la mise en service et l'exploitation initiale du parc éolien.

Le 6 juillet 2010, le Fonds a conclu un placement secondaire dans le cadre d'une prise ferme préalable auprès d'un syndicat de preneurs fermes dirigé par Marchés mondiaux CIBC Inc. et Scotia Capitaux Inc., grâce auquel Énergie renouvelable Brookfield, le porteur de parts vendeur, a vendu 9 200 000 de ses parts de fiducie (y compris 1 200 000 parts de fiducie vendues aux preneurs fermes aux termes de l'option de surallocation qui a été intégralement levée) au prix d'offre de 19,60 $ la part. Le 29 octobre 2010, le Fonds a conclu un autre placement secondaire dans le cadre d'une prise ferme préalable auprès d'un syndicat de preneurs fermes dirigé par Marchés mondiaux CIBC Inc. et Scotia Capitaux Inc., grâce auquel Énergie renouvelable Brookfield a vendu 8 000 000 de ses parts de fiducie (y compris 1 000 000 de parts de fiducie conformément à l'option de surallocation qui a été intégralement levée) au prix d'offre de 21,85 $ la part. Le Fonds n'a tiré aucun produit des placements, dont les coûts ont été pris en charge par Énergie renouvelable Brookfield. Les deux placements secondaires ont permis à Énergie renouvelable Brookfield de vendre de façon cumulative 17,2 millions de parts de fiducie du Fonds contre un produit brut de 355 millions de dollars. Les deux opérations ont

réduit la propriété du Fonds par Énergie renouvelable Brookfield, qui est passée de 50,01 % à quelque 34 %, compte tenu d'un échange intégral.

En 2009, le Fonds a acquis auprès d'Énergie renouvelable Brookfield presque tous les actifs d'énergie hydraulique et éolienne de celle-ci au Canada dans le cadre de deux opérations distinctes. Ces acquisitions, qui sont décrites ci-dessous, incluaient seize centrales hydroélectriques, un parc éolien opérationnel et un parc éolien prêt à la construction, et a fait passer la puissance installée du Fonds de 1 021 MW à 1 652 MW.

Une déclaration d'acquisition d'entreprise sur l'*Annexe 51-102A4, Déclaration d'acquisition d'entreprise* concernant chacune de ces acquisitions a été déposée sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Tout d'abord, en février 2009, le Fonds a acquis auprès d'Énergie renouvelable Brookfield le parc éolien Prince (***parc éolien Prince***) situé près de Sault Ste Marie, en Ontario, et une participation de 50 % dans la coentreprise Pingston Creek Hydro (la ***centrale Pingston***) qui exploite une installation au fil de l'eau à Revelstoke, en Colombie-Britannique (l'***opération visant Prince et Pingston***). La contrepartie totale payable à Énergie renouvelable Brookfield totalisait 130 millions de dollars, dont 65 millions de dollars ont été réglés au comptant par le Fonds. Le solde a été versé à Énergie renouvelable Brookfield sous forme d'actions échangeables de GLPHC, une société de portefeuille grâce à laquelle le Fonds est propriétaire du parc éolien Prince et de la centrale Pingston. Les actions échangeables peuvent être échangées par Énergie renouvelable Brookfield contre des parts de fiducie à raison d'une pour une.

La tranche au comptant du prix d'achat dans le cadre de l'opération visant Prince et Pingston a été financée au moyen d'un appel public à l'épargne, en janvier 2009, portant sur 4 690 000 parts de fiducie à 16,00 $ la part de fiducie, qui visait à recueillir environ 75 millions de dollars au moyen d'une prise ferme préalable (le ***placement de janvier***). Au moment de la clôture du placement de janvier, le Fonds a aussi vendu à Énergie renouvelable Brookfield, dans le cadre d'un placement privé, 627 500 parts de fiducie à un prix d'offre de 16,00 $ la part de fiducie.

Dans le cadre d'une deuxième opération effectuée en août 2009, le Fonds a acquis la quasi-totalité du reste des actifs de production d'énergie renouvelable au Canada appartenant à Énergie renouvelable Brookfield (l'***acquisition des actifs au Canada***) moyennant une contrepartie totale de 945 millions de dollars, dont 365 millions de dollars ont été réglés au comptant, 200 millions de dollars ont été payés par l'émission d'un billet de premier rang non garanti payable à Énergie renouvelable Brookfield et dont le solde a été acquitté par l'émission de parts de fiducie. Ces actifs étaient constitués de quinze centrales hydroélectriques situées en Ontario et au Québec, et du parc éolien Gosfield prêt à être construit.

Dans le cadre de l'acquisition des actifs au Canada, Énergie renouvelable Brookfield a aussi convenu d'augmenter le prix payé par le Fonds pour la production provenant des centrales Énergie La Lièvre et Mississagi Power du Fonds aux termes des conventions d'approvisionnement garanti en électricité et d'achat d'électricité existantes conclues avec Énergie renouvelable Brookfield. L'approbation des porteurs de parts minoritaires du Fonds concernant l'acquisition des actifs au Canada a été obtenue lors d'une assemblée extraordinaire des porteurs de parts tenue le 19 août 2009.

La tranche au comptant de la contrepartie de l'acquisition des actifs au Canada a été recueillie en juillet 2009 au moyen de la vente de reçus de souscription (les ***reçus de souscription***) échangeables contre des parts de fiducie à raison d'un reçu pour une part lors de la clôture de l'acquisition des actifs au Canada. Le Fonds a recueilli environ 185 millions de dollars au moyen d'un appel public à l'épargne (le ***placement de juillet***) visant 12 242 500 reçus de souscription aux termes d'un prospectus daté du 24 juillet 2009. Au moment du placement de juillet, le Fonds a également vendu 13 320 000 reçus de souscription dans le cadre d'un placement privé (le ***placement privé***) effectué auprès de certains investisseurs institutionnels contre un produit brut approximatif de 195 millions de dollars. Les reçus de souscription ont été échangés contre des parts de fiducie à la clôture de l'acquisition des actifs au Canada le 31 août 2009.

Énergie renouvelable Brookfield a reçu 25 562 500 parts de fiducie, soit le même nombre de parts de fiducie émises dans le cadre du placement de juillet et du placement privé, pour le solde de la contrepartie de l'acquisition des actifs au Canada.

Au moment de la clôture de l'acquisition des actifs au Canada, le Fonds a conclu deux nouvelles conventions de garantie du prix de l'électricité avec Énergie renouvelable Brookfield aux termes desquelles celle-ci garantit au Fonds un prix fixe par mégawattheure (***MWh***) de l'énergie produite et livrée par les installations de Great Lakes Power et celles d'Hydro-Pontiac. Les conventions de garantie du prix de l'électricité ont une durée initiale de 20 ans et comportent des périodes de renouvellement successives de 20 ans. La convention de garantie du prix de l'électricité conclue avec Great Lakes Power a pris effet le 31 août 2009 et la convention de garantie du prix de l'électricité avec Hydro-Pontiac prendra effet après l'expiration des CAE existantes avec Hydro-Québec en 2019 et en 2020.

Lors de la clôture de l'acquisition des actifs au Canada, le Fonds a changé sa dénomination, qui était Fonds de revenu Great Lakes Hydro, pour Fonds Énergie renouvelable Brookfield. Le changement de dénomination reflétait la position du Fonds en tant que véhicule exclusif de Brookfield pour les centrales hydroélectriques et les parcs éoliens en exploitation contractuelle et prêts à la construction au Canada aux termes d'une convention relative aux relations (la ***convention relative aux relations***) entre le Fonds et Brookfield en date du 31 août 2009. Pour valoir à la date du changement de la dénomination du Fonds, FERB a aussi changé sa dénomination, qui était Fiducie Great Lakes Power, pour Fiducie Énergie renouvelable Brookfield.

Également en 2009, le Fonds a réussi à recueillir 95 millions de dollars sous forme d'obligations de première hypothèque pour refinancer son exploitation de Powell River Energy en Colombie-Britannique. Les nouvelles obligations viendront à échéance en juillet 2016 et ont remplacé des obligations de première hypothèque pour 75 millions de dollars qui sont venues à échéance en juillet 2009.

En mars 2010, Actions privilégiées ERB, une filiale en propriété exclusive du Fonds, a procédé à la clôture d'un appel public à l'épargne visant 10 millions d'actions de série 1 au prix de 25 $ l'action. Le placement a permis de recueillir un produit brut global de 250 millions de dollars aux termes d'un prospectus daté du 3 mars 2010. Les actions de série 1 peuvent être converties en actions privilégiées de catégorie A, série 2 (les ***actions de série 2***) dans certaines circonstances. Voir la rubrique *Description générale de la structure du capital* à la page 39 de la présente notice annuelle pour les caractéristiques des actions de série 1 et des actions de série 2. Le Fonds a fourni des garanties (les ***garanties***) à l'égard des actions de série 1 et des actions de série 2 d'Actions privilégiées ERB, qui sont présentées plus en détail sous la rubrique *Contrats importants* à la page 59 de la présente notice annuelle. Les garanties peuvent également être consultées sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sous les profils d'Actions privilégiées ERB et du Fonds. Actions privilégiées ERB a prêté au Fonds le produit net du placement aux termes d'un billet à ordre non garanti daté du 10 mars 2010. Le Fonds a affecté le produit au remboursement d'un billet non garanti de 200 millions de dollars émis par le Fonds à Énergie renouvelable Brookfield dans le cadre de la contrepartie de l'acquisition des actifs au Canada et aux fins générales de l'entreprise.

Aucun fait nouveau important n'est survenu en 2008.

DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Production d'énergie hydroélectrique et éolienne

Le Fonds est l'une des plus importantes entreprises ouvertes non diversifiées d'énergie renouvelable au Canada et est doté d'une capacité de production d'électricité de plus de 1 700 MW et d'une production annuelle moyenne d'environ 6 500 GWh. Le portefeuille d'actifs du Fonds couvre quatre régions géographiques distinctes, soit le Québec, l'Ontario, la Colombie-Britannique et la Nouvelle-

Angleterre, et vient d'être élargi pour inclure 42 centrales hydroélectriques, deux parcs éoliens opérationnels et un parc éolien en construction.

Les centrales hydroélectriques classiques produisent de l'électricité en convertissant l'énergie inhérente au mouvement vertical de l'eau entre de grandes et de faibles hauteurs, habituellement grâce à la construction de barrages et de vannes de décharge. La production d'énergie hydroélectrique est une technologie bien développée, efficace et relativement simple qui n'a pas changé beaucoup au cours du siècle dernier. Les actifs d'énergie hydroélectrique sont considérés comme étant des actifs à faible coût, de longue durée et souples et offrent une forme de production d'énergie électrique préférable sur le plan environnemental. S'ils sont gérés efficacement, ces actifs devraient dégager des flux de trésorerie croissants et augmentera la valeur des actifs.

La production d'énergie éolienne utilise la configuration du débit et de la vitesse de l'écoulement de l'air d'origine naturelle pour déclencher la rotation des turbines en vue de la production d'électricité.

Le coût d'exploitation de la production d'électricité par l'énergie hydraulique classique ou éolienne est nettement inférieur à celui de la plupart des autres technologies en raison de l'absence du coût du combustible, de la possibilité d'automatiser leur exploitation et du prix relativement modique des permis réglementaires, des droits d'usage de l'eau pour les projets hydroélectriques et des droits fonciers pour les projets éoliens. Le Fonds est d'avis que ces caractéristiques lui accordent une position durable en tant que producteur à faible coût dans l'industrie de l'énergie et lui permettent de réaliser des marges d'exploitation supérieures dans un large éventail de conditions du marché.

Actifs d'exploitation
En date du 31 décembre 2010

Installations	Rivières	Centrales	Unités de production/ Éoliennes	Puissance installée MW[1]	Moyenne à long terme GWh[2]	Stockage GWh
Hydroélectriques						
Québec	3	6	19	291	1 713	584
Ontario	7	18	33	868	2 461	519
Colombie-Britannique	3	3	10	128	643	158
Nouvelle-Angleterre	3	15	57	176	1 043	506
	16	**42**	**119**	**1 463**	**5 860**	**1 767**
Éoliennes						
Ontario	-	2	148	240	659[3]	-
Total	**16**	**44**	**267**	**1 703**	**6 519**	**1 767**

1) La puissance installée vise la puissance mesurée aux bornes de sortie des centrales hydroélectriques, calculée en fonction de la charge maximum prévue ou de la demande maximum simultanée à laquelle la centrale est censée répondre.

2) La moyenne à long terme (la *MLT*) est le niveau de production moyen prévu découlant des résultats d'une simulation qui repose sur les données historiques du débit entrant.

3) 506 GWh de la MLT correspondent à la quantité nivelée de la production pour le parc éolien Prince et sont inclus dans cette quantité.

Le Fonds croit qu'à la longue, s'ils sont adéquatement entretenus, les actifs du secteur de l'hydroélectricité auront une longue durée de vie utile excédant les perceptions courantes concernant la dépréciation des actifs. La pierre angulaire du programme d'entretien et d'amélioration des actifs du Fonds est un plan prospectif d'entretien des immobilisations sur 20 ans. Bien que le Fonds ait plusieurs centrales hydroélectriques relativement nouvelles dans son portefeuille, il a également des centrales qui sont en exploitation depuis plus de 100 ans. Les installations plus anciennes ont été mises à niveau pour respecter les normes de l'industrie et pour être entièrement automatisées, ce qui permet un contrôle centralisé des unités de production.

Résultats d'exploitation sectoriels

Production en gigawattheures (***GWh***)	Exercices terminés le 31 décembre		Moyenne annuelle à long terme
	2010	2009	
Production hydroélectrique			
Québec	**1 421**	1 747	1 713
Ontario	**1 501**	1 259	2 455
Colombie-Britannique	**654**	545	634
Nouvelle-Angleterre	**1 082**	1 191	1 036
	4 658	4 742	5 838
Production éolienne	**499**	401	553
Total	**5 157**	5 143	6 391

Revenus sectoriels

	Exercices terminés le 31 décembre	
	2010	2009
Millions	**$**	$
Production hydroélectrique		
Québec	**101,5**	81,4
Ontario	**108,1**	87,0
Colombie-Britannique	**25,5**	20,9
Nouvelle-Angleterre	**44,8**	55,5
	279,9	244,8
Production éolienne[1]	**53,1**	43,2
	333,0	288,0
Autres revenus[2]	**10,0**	-
Revenus totaux	**343,0**	288,0

1) Tous les actifs sont situés en Ontario.
2) Les autres revenus incluent le produit des déclarations de sinistres pour les conditions hydrologiques qui ont été inférieures à la moyenne en 2010.

Pour l'exercice complet, la production s'est établie à 5 157 GWh, soit 1 234 GWh en dessous de la moyenne à long terme de 6 391 GWh, en raison de la faiblesse sans précédent des précipitations durant le printemps et l'été. Les revenus pour l'exercice complet se sont accrus de 19 %, passant à 343,0 millions de dollars, et le bénéfice avant les éléments hors caisse, les coûts d'assurance et un paiement de modification contractuelle, sur une base comparable, a régressé de 1 % à 138,1 millions de dollars.

Le Fonds a investi 21,1 millions de dollars dans les immobilisations et 5,8 millions de dollars dans les dépenses d'entretien majeures en 2010 et prévoit actuellement investir au total 27,9 millions de dollars dans les immobilisations et 11,2 millions de dollars pour les dépenses d'entretien majeures en 2011.

Le Fonds a accès à des facilités de crédit consenties de 255,0 millions de dollars, dont une tranche de 193,7 millions de dollars était à sa portée le 31 décembre 2010. Ces facilités fournissent des liquidités à court terme pour le financement de l'exploitation et des investissements stratégiques. Énergie renouvelable Brookfield a consenti une facilité de réserve hydrologique de 40,0 millions de dollars, dont une tranche de 32,0 millions de dollars était accessible le 31 décembre 2010.

Des renseignements supplémentaires sur le rendement financier du Fonds figurent dans le rapport annuel de celui-ci pour 2010, auquel on peut accéder sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Objectif et stratégie du Fonds

Le Fonds tente d'accorder aux investisseurs l'occasion d'investir dans un imposant portefeuille diversifié d'installations de production d'énergie renouvelable situées pour la plupart au Canada, surtout constitué d'actifs hydroélectriques respectueux de l'environnement, à faible coût d'exploitation et de longue durée et d'une plateforme croissante d'énergie éolienne, produisant des flux de trésorerie prévisibles. Le Fonds entend fournir à ses porteurs de parts des distributions stables et durables et accroître ses liquidités distribuables à la longue en réinvestissant son surplus de flux de trésorerie dans des occasions attrayantes et rentables dans le secteur de l'énergie renouvelable au Canada.

Le Fonds vend presque toute sa production d'électricité dans le cadre de CAE à des services publics, à un utilisateur industriel ou à Énergie renouvelable Brookfield, y compris ses filiales. Les CAE conclues avec l'utilisateur industriel et des filiales d'Énergie renouvelable Brookfield sont garanties par Énergie renouvelable Brookfield. Ces CAE fournissent des flux de trésorerie prévisibles et une stabilité financière venant appuyer la capacité du Fonds de payer des distributions et ne comportent habituellement aucun engagement fixe ou minimum au titre du volume. Le Fonds limite ainsi le risque d'avoir à acheter de l'électricité sur le marché de gros pour approvisionner ses clients lorsque les conditions hydrologiques ou le régime des vents sont faibles. Le rendement stable du Fonds est amélioré par les importantes capacités de stockage d'eau de celui-ci, son exploitation diversifiée sur le plan géographique, son faible coût d'exploitation et les avantages de sa relation stratégique avec Brookfield et Énergie renouvelable Brookfield.

Le Fonds entend miser sur l'expérience d'Énergie renouvelable Brookfield dans le secteur de l'énergie renouvelable pour augmenter à la longue le montant des liquidités distribuables par part de fiducie, surtout grâce à l'acquisition d'installations de production d'énergie renouvelable en exploitation ou prêtes à la construction au Canada, tout en continuant d'améliorer la rentabilité de ses actifs existants. Depuis sa création en 1999, le Fonds a conclu dix acquisitions stratégiques d'actifs d'énergie renouvelable, dont l'intégration a été réalisée avec succès et qui ont augmenté sa puissance installée à plus de 1 700 MW, ainsi que sa production annuelle moyenne à long terme à environ 6 500 GWh.

Actifs

Exploitation hydroélectrique au Canada

Au Canada, le Fonds est propriétaire de vingt-sept installations hydroélectriques situées sur treize réseaux hydrographiques d'une capacité de production totale de plus de 1 287 MW produisant en moyenne plus de 4 817 GWh d'électricité par année. L'exploitation hydroélectrique du Fonds au Canada est située dans les trois provinces les plus peuplées, soit le Québec, l'Ontario et la Colombie-Britannique.

Québec

Les actifs du Fonds au Québec sont constitués de six centrales situées sur trois réseaux hydrographiques. Ensemble, elles ont une puissance installée globale de 291 MW et produisent en moyenne quelque 1 713 GWh d'électricité par année. L'exploitation au Québec a une capacité de stockage de 584 GWh. À peu près 26 % de la production d'électricité moyenne à long terme du Fonds proviennent d'actifs situés au Québec. La plus ancienne centrale, Waltham, est une centrale au fil de l'eau initialement construite pour la production d'électricité en 1906. Cette centrale a été complètement modernisée pour être entièrement automatisée et pour qu'elle puisse être télécommandée à partir d'un centre de contrôle centralisé. Rapides-des-Cèdres, la plus récente centrale, a été construite par le Fonds en 2005.

Énergie La Lièvre. Énergie La Lièvre est propriétaire de quatre centrales (Masson, High Falls, Dufferin et Rapides-des-Cèdres) situées sur la rivière du Lièvre au Québec. Les centrales sont constituées de douze unités de production d'une puissance installée totale de 263 MW et produisent en moyenne environ 1 520 GWh d'énergie par année. Le réseau électrique inclut également quatre

raccordements au réseau électrique du Québec et deux raccordements au réseau électrique de l'Ontario à travers la rivière des Outaouais.

L'électricité produite par la centrale Rapides-des-Cèdres est vendue à Hydro-Québec aux termes d'une CAE qui expire en 2030. Le reste de l'électricité produite par Énergie La Lièvre est vendu à Énergie renouvelable Brookfield dans le cadre d'une convention de garantie d'électricité qui prend fin en 2019. En date du 1er septembre 2009, Énergie renouvelable Brookfield a augmenté le prix qu'elle paie pour la production provenant d'Énergie La Lièvre dans le cadre de l'acquisition des actifs au Canada.

Hydro-Pontiac. Hydro-Pontiac est constituée des centrales Coulonge et Waltham acquises par le Fonds en 2009 dans le cadre de l'acquisition des actifs au Canada. La centrale Coulonge est située sur la rivière Coulonge, près de la ville de Fort Coulonge, au Québec, et la centrale Waltham est située sur la rivière Noire, près de la ville de Waltham, au Québec. Les centrales sont constituées de sept unités de production d'une puissance installée totale de 28 MW et peuvent collectivement produire en moyenne 193 GWh par année.

Coulonge a conclu une CAE qui expire en 2019 et Waltham a conclu une CAE qui prend fin en 2020, chacune avec Hydro-Québec, pour la vente de toute l'électricité produite par chacune des deux centrales. Conformément à une convention de garantie d'électricité conclue avec Énergie renouvelable Brookfield, après l'expiration des CAE de Waltham et de Coulonge avec Hydro-Québec, Énergie renouvelable Brookfield garantira le prix de chaque MWh d'énergie produite et livrée aux installations d'Hydro-Pontiac. Si le prix de chaque MWh reçu par le Fonds excède le prix garanti, Énergie renouvelable Brookfield recevra un montant du Fonds correspondant à l'excédent. La convention de garantie a une durée initiale qui prend fin en 2029, mais elle est automatiquement renouvelée pour des périodes successives de 20 ans, à moins que les deux parties ne conviennent de résilier l'entente.

Ontario

Les actifs hydroélectriques du Fonds en Ontario sont constitués de dix-huit centrales situées sur sept rivières. Elles ont une puissance installée totale de 868 MW et produisent en moyenne 2 461 GWh d'électricité par année. De plus, l'exploitation en Ontario a une capacité de stockage d'environ 519 GWh pouvant être utilisée. Approximativement 38 % de la production moyenne d'électricité à long terme du Fonds proviennent d'actifs hydroélectriques situés en Ontario. Les actifs en Ontario ont été construits entre 1937 et 2003. Les centrales plus anciennes ont été mises à niveau pour respecter les normes exigées dans l'industrie, ainsi que pour permettre un contrôle opérationnel centralisé.

Great Lakes Power. Great Lakes Power produit de l'électricité depuis ses douze centrales hydroélectriques situées sur les rivières Magpie, Michipicoten, Montreal et St. Mary's dans la région d'Algoma du nord de l'Ontario. Les installations ont une puissance installée totale de quelque 349 MW et une production annuelle moyenne à long terme de 1 593 GWh. Onze des centrales ont accès à une capacité de stockage totale de 361 GWh. Comme toutes les centrales de Great Lakes Power ont récemment été construites ou modernisées, elles ont de faibles coûts d'exploitation, présentent une fiabilité élevée et leurs actifs sont censés avoir une longue durée de vie. Le Fonds a acquis Great Lakes Power dans le cadre de l'acquisition des actifs au Canada.

Toute l'énergie produite par Great Lakes Power est vendue conformément à une convention de garantie d'électricité conclue avec Énergie renouvelable Brookfield. Énergie renouvelable Brookfield garantit le prix de chaque MWh d'énergie produite et livrée par les installations de Great Lakes Power. Si le prix de chaque MWh reçu par le Fonds excède le prix garanti, Énergie renouvelable Brookfield recevra un montant du Fonds correspondant à l'excédent. La convention de garantie a une durée initiale qui se termine en 2029, mais elle est automatiquement renouvelée pour des périodes successives de vingt ans, à moins que les deux parties ne conviennent de ne pas la renouveler.

Mississagi Power. Mississagi Power est propriétaire de quatre centrales hydroélectriques (Aubrey Falls, Wells, Rayner et Red Rock Falls) constituées de huit unités de production construits entre 1950 et 1970 sur la rivière Mississagi. Les installations ont une puissance installée combinée de 488 MW. Mississagi Power est aussi propriétaire de quatre barrages réservoirs sur le lac de Rocky

Island ayant une capacité de stockage d'environ 158 GWh d'électricité. Mississagi Power produit en moyenne quelque 750 GWh par année. Chaque centrale est raccordée au réseau électrique de l'Ontario. Toute l'électricité produite par Mississagi Power est vendue à Énergie renouvelable Brookfield aux termes d'une CAE qui expire en 2022. En date du 31 août 2009, Énergie renouvelable Brookfield a augmenté le prix qu'elle paie pour la production provenant de Mississagi Power dans le cadre de l'acquisition des actifs au Canada.

Carmichael. Carmichael est propriétaire d'une centrale hydroélectrique construite en 1992 sur la rivière Groundhog, dans le district de Cochrane du nord de l'Ontario. La centrale a deux unités de production de 10 MW et fournit en moyenne 86 GWh d'énergie par année, qui est intégralement vendue dans le cadre d'une CAE conclue avec Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (***SFIEO***) expirant en 2042. La centrale est raccordée au réseau électrique de l'Ontario.

Valerie Falls. Située près d'Atikokan, en Ontario, la centrale Valerie Falls a été construite en 1994 sur un détour de la rivière Seine. Elle a une puissance installée de 10 MW et une production annuelle moyenne à long terme de 48 GWh. Valerie Falls vend sa production à SFIEO aux termes d'une CAE qui prend fin en 2044. Valerie Falls a été acquise par le Fonds dans le cadre de l'acquisition des actifs au Canada.

Colombie-Britannique

Les actifs du Fonds en Colombie-Britannique sont constitués de trois centrales situées sur trois rivières. La quote-part de 50 % du Fonds dans ces actifs représente une puissance installée totale de 64 MW et une production annuelle moyenne à long terme de 366 GWh d'électricité par année pour la quote-part du Fonds. Environ 10 % de la production d'électricité moyenne à long terme du Fonds proviennent des actifs situés en Colombie-Britannique.

Powell River Energy. Powell River Energy est constituée de deux centrales. La centrale Powell River a été construite en 1910 pour répondre aux besoins en électricité des installations de pâtes et papiers situées dans la ville de Powell River, sur la côte ouest du territoire continental de la Colombie-Britannique, à peu près 160 km au nord de Vancouver. La centrale Lois Lake a été mise en service en 1931. Powell River et Lois Lake ont ensemble sept unités de production d'une puissance installée totale de 83 MW produisant 277 GWh en moyenne par année pour la quote-part du Fonds. De plus, les installations ont une capacité de stockage de quelque 158 GWh. Le réseau est raccordé au réseau électrique de la Colombie-Britannique.

Toute l'électricité produite par Powell River Energy est vendue conformément à une CAE conclue avec Catalyst Paper Corporation (***Catalyst***), qui expire en 2016, et l'électricité excédentaire non achetée par Catalyst est vendue à Powell River Energy Limited Partnership, dans le cadre d'une CAE qui prend fin en 2051. Catalyst doit acheter toute l'énergie livrée en priorité avant d'acheter de l'énergie à d'autres sources ou d'en recevoir de celles-ci. Les deux CAE sont garanties par Énergie renouvelable Brookfield à un prix fixe jusqu'en 2021. Powell River Energy Inc. et la Société en commandite Énergie Powell River appartiennent indirectement quant à environ 50 % au Fonds et à Catalyst.

Centrale Pingston. Le Fonds a acquis la participation de coentreprise de 50 % d'Énergie renouvelable Brookfield dans la centrale Pingston dans le cadre de l'opération visant Prince et Pingston. La centrale Pingston est détenue en propriété et exploitée en tant que coentreprise non constituée en société sous la dénomination Pingston Creek Hydro Joint Venture conformément aux modalités d'une convention de coentreprise. L'autre participation de 50 % dans la centrale Pingston appartient à Canadian Hydro Developers, Inc.

La centrale Pingston est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau mise en service en 2003 le long de la rive du lac Arrow, près de Revelstoke, en Colombie-Britannique. Elle a une puissance installée totale de 45 MW et une production annuelle moyenne prévue de 89 GWh d'électricité par année pour la quote-part du Fonds. La centrale Pingston est raccordée au réseau électrique de la Colombie-Britannique. L'électricité produite par la centrale Pingston est vendue à BC Hydro conformément à une CAE qui expire en 2023.

Exploitation d'énergie éolienne au Canada

Environ 10 % de la production d'électricité moyenne à long terme du Fonds proviennent de parcs éoliens.

Parc éolien Prince. Le parc éolien Prince a été acheté par le Fonds à Énergie renouvelable Brookfield dans le cadre de l'opération visant Prince et Pingston. Le parc éolien Prince a été mis en service en 2006 et est actuellement l'un des plus importants au Canada. Il est constitué de 126 éoliennes et a une puissance installée totale de 189 MW, ainsi qu'une production annuelle moyenne à long terme de 506 GWh. Le parc éolien Prince est situé au nord-ouest de la ville de Sault Ste. Marie, en Ontario, et bénéficie de baux fonciers à long terme conclus avec des propriétaires fonciers publics et privés. Il est raccordé au réseau électrique de l'Ontario.

Toute l'électricité produite par le parc éolien Prince est vendue à prix fixes à l'OPA dans le cadre de deux CAE qui expirent respectivement en 2026 et en 2028. Le parc éolien Prince reçoit aussi un montant supplémentaire de 10 $/MWh aux termes du programme écoÉNERGIE pour l'énergie renouvelable du gouvernement fédéral du Canada, qui expire le 31 mars 2017. Énergie renouvelable Brookfield et le Fonds ont conclu une convention de nivellement de la production éolienne (la ***convention de nivellement de la production éolienne***) en date du 4 février 2009. La convention de nivellement de la production éolienne prévoit que, pour chaque année jusqu'en 2018, inclusivement, si la quantité de la production réelle provenant du parc éolien Prince est inférieure (i) à l'égard de la phase I, à 267 GWh ou (ii) à l'égard de la phase II, à 239 GWh (chacune de ces quantités étant appelées la ***quantité de nivellement***), Énergie renouvelable Brookfield versera un paiement au Fonds. Le paiement correspondra (i) à la différence entre la quantité de la production réelle et la quantité de nivellement applicable, multipliée par le taux de la CAE applicable, plus (ii) tout paiement qui aurait été dû aux termes du programme écoÉNERGIE du gouvernement fédéral du Canada à l'égard de cette différence de production. Si la quantité réelle de la production pour le parc éolien est supérieure à la quantité de nivellement applicable, le Fonds effectuera un remboursement à Énergie renouvelable Brookfield d'une manière similaire à l'égard de cette production excédentaire.

Parc éolien Gosfield. Le Fonds a acheté le projet de parc éolien Gosfield à Énergie renouvelable Brookfield dans le cadre de l'acquisition des actifs au Canada. Le parc éolien Gosfield est situé près de la ville de Kingsville, en Ontario, compte 22 éoliennes et a une puissance installée totale de 51 MW. Le parc éolien Gosfield a été mis en service en septembre 2010. Il bénéficie de baux fonciers à long terme avec des propriétaires fonciers publics et privés.

Toute l'électricité produite par le parc éolien Gosfield est vendue à l'OPA à prix fixes aux termes d'une CAE d'une durée de 20 ans qui a commencé lors du début de l'exploitation commerciale en septembre 2010. Le parc éolien Gosfield bénéficiera également d'un encouragement de 10 $ /MW dans le cadre du programme écoÉNERGIE du gouvernement fédéral du Canada pour les dix premières années d'exploitation.

Parc éolien Comber. Le Fonds a acheté le projet de parc éolien Comber à Énergie renouvelable Brookfield en 2010. La construction de ce parc a commencé en septembre 2010. Le parc éolien Comber sera situé à proximité de la ville de Lakeshore, en Ontario, et sera constitué de 72 éoliennes d'une puissance installée totale prévue de 166 MW. Le parc éolien Comber est censé être terminé vers la fin de 2011. Ce parc éolien représentera un investissement de 567 millions de dollars, y compris les coûts de construction.

Mortenson Canada Corporation est un entrepreneur expérimenté en parcs éoliens qui a été mandaté pour diriger la construction du reste de l'infrastructure de la centrale et l'installation des éoliennes. Siemens Canada Limitée fournit les soixante-douze turbines de 2,3 MW pour le projet. Des baux fonciers à long terme ont également été obtenus auprès des propriétaires fonciers publics et privés.

Toute l'électricité produite par le parc éolien Comber sera vendue à prix fixes à l'OPA conformément à deux CAE d'une durée de vingt ans qui commencent au moment de la mise en exploitation commerciale.

Exploitation hydroélectrique aux États-Unis

L'exploitation du Fonds aux États-Unis est située dans le Maine et le New Hampshire et est constituée de quinze centrales hydroélectriques sur trois réseaux hydrographiques. L'exploitation en Nouvelle-Angleterre a une capacité de production combinée de 176 MW et produit en moyenne plus de 1 043 GWh d'électricité par année. De plus, l'exploitation aux États-Unis a une capacité de stockage d'environ 506 GWh. Environ 16 % de la production d'électricité moyenne à long terme du Fonds proviennent d'actifs situés aux États-Unis. Les installations dans le Maine et le New Hampshire ont été construites entre 1914 et 1988. Les centrales plus anciennes ont été mises à niveau pour respecter les normes de l'industrie et tous les unités de production sont entièrement automatisés et contrôlés depuis un centre de commande. Le réseau est raccordé au réseau électrique de la Nouvelle-Angleterre.

Maine

Great Lakes Hydro America (**GLHA**) est propriétaire de six centrales hydroélectriques situées sur la rivière Penobscot, dans le nord du Maine, d'une puissance installée combinée de 127 MW et d'une production annuelle moyenne d'environ 763 GWh. Toute l'électricité produite aux installations du Maine est vendue à Énergie renouvelable Brookfield aux termes d'une CAE expirant en 2022.

GLHA loue aussi la centrale Brassua sur la rivière Moose dans le Maine. Le bail de la centrale Brassua expire en 2012. La centrale a une puissance installée de 4 MW et produit en moyenne 18 GWh par année. Toute l'électricité produite par la centrale Brassua est vendue à une filiale d'Énergie renouvelable Brookfield aux prix du marché de gros en vigueur pour l'électricité en Nouvelle-Angleterre.

New Hampshire

GLHA est aussi propriétaire de six centrales hydroélectriques et loue les centrales Errol et Pontook, chacune située sur la rivière Androscoggin près de Berlin, dans le New Hampshire. Les centrales du New Hampshire ont une puissance installée combinée de 45 MW et produisent en moyenne quelque 263 GWh par année. Le bail de la centrale Errol expire en 2023 et celui de la centrale Pontook, en 2032.

Sauf pour la production provenant des centrales Errol et Pontook, toute l'électricité produite par GLHA dans le New Hampshire est vendue à Énergie renouvelable Brookfield dans le cadre d'une CAE qui expire en 2022. La production provenant de la centrale Errol est vendue aux termes d'une CAE conclue avec les services publics du New Hampshire qui expire en 2023. La production de la centrale Pontook est vendue à Énergie renouvelable Brookfield dans le cadre d'une CAE qui prend fin en 2023.

DÉPENDANCE ÉCONOMIQUE

Permis et baux

Les filiales du Fonds détiennent des permis autorisant les centrales hydroélectriques de celui-ci à utiliser les terrains, l'eau et les voies d'eau pour la production d'électricité. Au Canada, ces permis incluent des permis d'énergie hydraulique délivrés par les provinces où les activités sont situées. Les droits du Fonds d'exploiter des centrales aux États-Unis sont concédés à celui-ci surtout au moyen de permis à long terme consentis par l'organisme appelé Federal Energy Regulatory Commission, l'organisme fédéral qui réglemente la délivrance des permis à presque toutes les centrales hydroélectriques aux États-Unis. Bien que le Fonds ne croie pas dépendre d'un permis particulier sur le plan économique, son exploitation est tributaire de tous ses permis au Canada et aux États-Unis.

De même, les parcs éoliens du Fonds ont signé de nombreux baux fonciers avec des propriétaires fonciers publics et privés. Bien que les parcs éoliens du Fonds ne dépendent pas d'un seul bail foncier sur le plan économique, ils sont chacun tributaires de leurs baux pour l'ensemble de leurs installations de production d'énergie éolienne.

Dépendance envers Énergie renouvelable Brookfield et les membres de son groupe

Énergie renouvelable Brookfield a joué un rôle clé auprès du Fonds depuis la création de celui-ci. Le Fonds a de nombreuses CAE pour la vente de la production provenant de ses diverses installations à Énergie renouvelable Brookfield et à ses filiales. De plus, Énergie renouvelable Brookfield garantit une importante partie des revenus du Fonds dans le cadre des CAE et des conventions de garantie d'électricité conclues avec des filiales d'Énergie renouvelable Brookfield et un acheteur industriel d'électricité, de même que dans le cadre de la convention de nivellement de la production éolienne. De plus, Énergie renouvelable Brookfield accorde une facilité de réserve hydrologique au Fonds pour prévoir une source de fonds temporaire lorsque l'hydrologie est inférieure aux attentes. La convention relative aux relations avec Brookfield désigne le Fonds en tant qu'entité exclusive pour les centrales hydroélectriques et les parcs éoliens en exploitation ou prêts à la construction au Canada et, sous réserve de certaines exceptions, accorde au Fonds un droit de première offre pour l'acquisition de projets hydroélectriques et éoliens au Canada respectant les normes de placement de celui-ci. Énergie renouvelable Brookfield agit en tant que gestionnaire, administratrice et(ou) exploitante des actifs du Fonds au moyen de diverses conventions de gestion, d'administration et d'exploitation conclues avec le Fonds, FERB et ses filiales. Bien que le Fonds ne croie pas dépendre, sur le plan économique, d'une entente particulière conclue avec Énergie renouvelable Brookfield et les membres de son groupe, il les considère globalement comme étant cruciales puisqu'elles lui fournissent des flux de trésorerie prévisibles, une stabilité financière et une expertise en matière de gestion et d'exploitation.

Ventes contractuelles

Presque toute la production du Fonds est vendue conformément à des CAE à long terme conclues avec des services publics, un acheteur industriel d'électricité ayant des antécédents de longue date en matière de crédit ou Énergie renouvelable Brookfield et ses filiales. Les ventes de la production à Énergie renouvelable Brookfield et à ses filiales ont représenté 56 % des revenus du Fonds en 2010 et 66 % des ses revenus en 2009. Toutes les CAE conclues avec l'utilisateur industriel et des filiales d'Énergie renouvelable Brookfield sont garanties par Énergie renouvelable Brookfield afin d'atténuer le risque lié au crédit. Bien que le Fonds ne croie pas dépendre d'une CAE particulière, il dépend globalement de toutes ses CAE sur le plan économique.

CONTEXTE COMMERCIAL

L'industrie de l'électricité en Amérique du Nord est caractérisée par une évolution rapide depuis plusieurs décennies, puisque plusieurs territoires au Canada et aux États-Unis ont ouvert leurs marchés de l'électricité à la concurrence. Bien que le rythme de la déréglementation ait différé d'une région à l'autre, des marchés du commerce de gros de l'électricité se sont développés, l'accès aux réseaux de transport a été ouvert et divers services publics d'électricité ont été restructurés pour répondre au désir de l'État de s'orienter vers la concurrence. De plus, les producteurs indépendants d'électricité ont eu l'occasion d'élargir leur portefeuille de production dans les marchés où des ventes d'actifs ont été demandées par les autorités de réglementation ou encore dans les marchés où des occasions se sont matérialisées par suite d'un regroupement ou d'une rationalisation.

Au Canada, l'Ontario et l'Alberta sont les seules provinces à avoir ouvert leurs marchés de l'électricité à la concurrence sur les marchés de gros, tandis que les provinces de Québec, de la Colombie-Britannique et du Nouveau-Brunswick ont restructuré leurs services publics d'électricité dans une certaine mesure pour ouvrir l'accès à leurs réseaux de transport, mais ceux-ci demeurent largement dominés par leurs entreprises provinciales respectives de services publics. Aux États-Unis, l'État de

New York et la plupart des États de la Nouvelle-Angleterre et du centre du littoral de l'Atlantique ont ouvert leurs marchés de gros de l'électricité à la concurrence. À mesure que la déréglementation a atteint divers degrés de succès, les règles du marché pour la déréglementation ont continué d'être peaufinées.

Marché de l'énergie renouvelable

La direction est d'avis que l'énergie renouvelable est le domaine qui affiche la croissance la plus rapide dans le secteur de l'énergie et des services publics. Le Fonds croit qu'il existe un certain nombre de tendances cruciales, décrites plus en détail ci-dessous, qui devraient, selon lui, soutenir la solide croissance continue de la production d'énergie renouvelable.

Avantages environnementaux de l'énergie renouvelable

L'avantage inhérent de l'énergie renouvelable a été reconnu au moyen de diverses initiatives qui tentent d'accroître la pénétration de l'énergie renouvelable (au moyen de normes appelées *Renewable Portfolio Standards* dans les États américains ou de politiques d'énergie verte dans les provinces canadiennes) ou de réduire l'empreinte écologique des centrales thermiques (comme le récent mandat de l'organisme des États-Unis appelé *Environmental Protection Agency* visant à réduire les émissions d'oxyde d'azote, de dioxyde de soufre et de mercure, notamment). Les États américains et les provinces canadiennes prennent également l'initiative en tentant de s'attaquer aux changements climatiques par l'établissement de programmes de plafonnement et d'échanges en vue de la réduction des émissions de dioxyde de carbone, comme la *Regional Greenhouse Gas Initiative* dans le nord-est des États-Unis, le *Midwest Greenhouse Gas Reduction Accord* et la *Western Climate Initiative* sur la côte ouest des États-Unis. Ces programmes régionaux pourraient éventuellement être remplacés par les systèmes fédéraux de plafonnement et d'échanges des droits d'émissions de gaz à effet de serre, tant au Canada qu'aux États-Unis.

Programmes incitatifs à l'égard de l'énergie renouvelable

En raison des facteurs énumérés ci-dessus, la plupart des provinces canadiennes se sont engagées dans le développement de sources d'énergie renouvelable et ont adopté des critères quant au portefeuille de ressources renouvelables et d'autres mesures incitatives qu'elles appliquent à l'octroi des CAE aux nouvelles installations d'énergie renouvelable érigées par des intervenants du secteur privé. Voici quelques exemples de politiques et d'initiatives mises en branle dans les provinces où le Fonds est actuellement propriétaire d'actifs :

- **Ontario** : En février 2009, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'Ontario a introduit la *Loi sur l'Énergie verte*, proposant un programme de TRG pour les projets d'approvisionnement en énergie renouvelable comme l'hydroélectricité et l'énergie éolienne. Aux termes du programme de TRG, les projets hydroélectriques nouvellement érigés d'une capacité variant entre 10 MW et 50 MW obtiennent des CAE à long terme assorties d'un prix de 122 $/MWh, tandis que les projets terrestres d'énergie éolienne nouvellement érigés ont pour leur part 135 $/MWh. Le gouvernement de l'Ontario a manifesté son intention de doubler la capacité des ressources renouvelables pour la porter à 15 000 MW d'ici 2025 et jusqu'à présent, plus de 7 000 MW de projets d'énergie renouvelable font l'objet de contrats avec l'OPA.

- **Québec** : Le Québec a l'objectif avoué de produire 4 000 MW d'électricité de source éolienne d'ici 2015. Jusqu'à présent, par l'entremise d'Hydro-Québec, la province de Québec a signé des CAE d'une durée de 20 ans pour des projets de parcs éoliens devant voir le jour en 2004 et en 2008. Le Québec compte actuellement une capacité de production éolienne de 663 MW visée par des CAE de récente date, avec une capacité supplémentaire de 3 000 MW qui devrait être raccordée au réseau entre 2011 et 2015.

- **Colombie-Britannique** : En raison de l'insuffisance croissante de l'approvisionnement en électricité importée et de la dépendance accrue envers celle-ci, le gouvernement provincial de la Colombie-Britannique a annoncé, en 2007, le plan énergétique de la Colombie-Britannique stipulant que 90 % de l'énergie de cette province devront provenir de sources renouvelables et que la province devra atteindre l'autosuffisance énergétique d'ici 2016. Par conséquent, BC Hydro a lancé l'appel d'offres pour une énergie verte portant sur un approvisionnement en énergie renouvelable de 5 000 GWh, dont la date limite pour la soumission des propositions était la fin de novembre 2008. En mars 2010, BC Hydro a annoncé la première tranche de CAE attribuées aux soumissionnaires retenus aux termes de son appel d'offres pour une énergie verte. Comme la Colombie-Britannique dispose de nombreuses rivières dont le potentiel hydroélectrique n'est pas exploité, de nombreux projets proposés portent sur l'hydroélectricité.

Hausse des prix des combustibles fossiles

À la longue, les prix du pétrole et du gaz devraient augmenter et devenir de plus en plus susceptibles de fluctuer en raison de la baisse de productivité des puits existants, de la dépendance accrue envers les ressources plus coûteuses et non classiques, des coûts associés au respect des exigences environnementales, ainsi que des coûts croissants des infrastructures liés au développement de nouvelles sources d'approvisionnement en pétrole et en gaz. Grâce à leurs faibles coûts d'exploitation, les installations d'hydroélectricité et d'énergie éolienne sont en mesure d'offrir à leurs acheteurs d'électricité des tarifs d'électricité à long terme qui sont stables et à l'abri de la hausse des prix des combustibles fossiles et ne sont pas assujettis à l'incertitude associée aux coûts à long terme des installations classiques de production alimentées aux combustibles fossiles.

Atouts concurrentiels

Le Fonds bénéficie des atouts concurrentiels suivants :

Contrats à long terme : Étant donné que le Fonds vend presque toute sa production dans le cadre de CAE à long terme et de conventions de garantie du prix de l'électricité conclues avec des services publics, un utilisateur industriel et Énergie renouvelable Brookfield et ses filiales, il réduit son risque à la conjoncture du marché de gros. Énergie renouvelable Brookfield, à titre de garante d'une importante part des revenus du Fonds, a des notations d'émetteur de qualité que plusieurs agences de notation du crédit bien connues lui ont attribuées.

Solide affiliation à Brookfield : Le Fonds bénéficie de la capacité financière et de l'expertise de gestion, de l'expérience et des connaissances de son gestionnaire, Énergie renouvelable Brookfield. Brookfield estime que la production d'énergie renouvelable est l'un de ses secteurs d'activités essentiels et a nommé le Fonds en tant que véhicule exclusif pour les centrales hydroélectriques et les parcs éoliens en exploitation contractuelle ou prêts à la construction au Canada.

Équipe de gestion expérimentée : Les équipes de gestion du Fonds et de Brookfield possèdent une vaste expérience et se distinguent constamment par une croissance réussie tant pour l'ensemble des actifs du Fonds que pour ses flux de trésorerie.

Diversité géographique et technologique : Les installations de production d'électricité du Fonds sont situées dans quatre territoires géographiques distincts, ce qui réduit l'impact d'un marché individuel ou le risque lié à la réglementation. La diversité régionale de ses centrales hydroélectriques, réparties sur seize réseaux hydrographiques différents, atténue considérablement le risque de conditions hydrologiques globales sous la moyenne. Les parcs éoliens du Fonds élargissent la diversification du Fonds grâce à une seconde technologie de production d'énergie renouvelable.

Capacité de stockage : Le Fonds compte sur une capacité de stockage équivalant à environ 1 767 GWh (soit à peu près 27 % de sa production annuelle moyenne à long terme) dans

l'ensemble de son portefeuille, ce qui lui donne la possibilité d'éviter les débordements et de gérer les ressources en eau.

Capacité financière et profil attrayant d'échéance de la dette : Le Fonds adopte une approche circonspecte quant à sa capitalisation en maintenant un niveau prudent de financement de projets à faibles coûts et à recours limité, ainsi que des niveaux modestes d'endettement d'entreprise. La longue durée de ses actifs permet au Fonds d'obtenir des financements de projets au moyen d'une dette à long terme à recours limité comportant des échéances à court terme minimes.

Avantages de la production hydroélectrique et éolienne

Le caractère unique de la production hydroélectrique et éolienne comporte de nombreux avantages qui la démarquent des autres formes de production d'électricité, y compris une grande fiabilité, de faibles coûts d'exploitation, un impact minime sur l'environnement et sa dépendance envers des ressources renouvelables.

Fiabilité : L'équipement servant à produire l'énergie hydroélectrique ou éolienne comporte relativement peu de pièces mobiles. Puisque le processus ne brûle aucun combustible fossile à haute température ni ne crée quelque vapeur, l'usure et la détérioration de la machinerie sont maintenues au minimum, ce qui contribue à assurer sa longue durée de vie et peu d'entretien. Les taux d'indisponibilité imprévue des unités hydroélectriques sont parmi les plus faibles de l'industrie de l'électricité et le nombre d'éoliennes composant un parc éolien diminue considérablement le risque lié à l'indisponibilité.

Faibles coûts d'exploitation : Abstraction faite des redevances payées aux autorités gouvernementales en contrepartie des forces hydrauliques et des baux fonciers payables aux propriétaires fonciers publics et privés, les installations hydroélectriques et les parcs éoliens n'ont pas d'autres coûts variables élevés, tels les coûts de combustible, qui peuvent être considérables et très volatils pour les centrales à combustible fossile. De même, la plupart des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens peuvent être télécommandés par un personnel limité depuis un centre de commande centralisé. Compte tenu des faibles coûts d'entretien et de l'exceptionnelle fiabilité de l'équipement, les charges d'exploitation sont relativement basses.

Grande souplesse opérationnelle : Les centrales hydroélectriques peuvent s'adapter rapidement aux changements dans la demande et satisfaire, selon le débit des rivières et la capacité de stockage des réservoirs, tant aux besoins de base de leurs clients qu'à leurs besoins en périodes de pointe.

Faible impact environnemental : L'électricité du Fonds est produite par des actifs d'énergie hydroélectrique et éolienne. La production hydroélectrique ne produit presque aucune émission de gaz à effet de serre ou pluie acide, lesquels ont chacun de graves incidences sur l'environnement. Elle produit très peu de pollution thermique, chimique et radioactive et la pollution de l'eau et de l'air, comparativement à la production d'énergie par combustible fossile ou d'énergie nucléaire. Au lieu de produire d'importantes quantités de résidus toxiques en cours de production, les centrales hydroélectriques produisent de l'électricité en acheminant l'eau fluviale dans les turbines. Comme cette eau fluviale en ressort inchangée, le processus ne dégage pas d'eaux usées. Il n'y a non plus presque pas d'émissions de dioxyde de carbone, ni de pollution atmosphérique qui en découlent.

Le Fonds a 19 installations hydroélectriques en Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec qui respectent les normes strictes du Programme Écologo^{MC}, qui est une norme environnementale et une marque de certification très importante et respectée en Amérique du Nord. La production d'énergie éolienne a elle aussi peu d'impact sur l'environnement. Les parcs éoliens du Fonds produisent de l'électricité à l'aide d'éoliennes. Le vent demeure inchangé lorsqu'il poursuit sa trajectoire au-delà des éoliennes. Il n'y a pas d'émissions de dioxyde de carbone ou de pollution atmosphérique qui en découlent. En outre, les actifs de production d'énergie hydroélectrique ou éolienne ne présentent presque pas de risque de pollution des sols ou de contamination des eaux souterraines. Les dépenses en matière

Brookfield

Notice annuelle
Énergie renouvelable Brookfield Inc.
Le 30 mars 2011

Régie de l'énergie
DOSSIER R-3669-2008 Phase 2
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 20/04/2011
Pièces n°: B-209 en liasse

TABLE DES MATIÈRES

AVERTISSEMENTS I
RENSEIGNEMENTS PROSPECTIFS I
MESURES NON CONFORMES AUX PCGR II
LA SOCIÉTÉ 1
STRUCTURE ORGANISATIONNELLE 2
DÉVELOPPEMENT DE L'ENTREPRISE 3
Activités reliées au portefeuille 3
Acquisitions et dispositions 4
Repositionnement du fonds et transfert du portefeuille d'énergie renouvelable de la société au Canada 5
DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE 7
Production d'énergie hydroélectrique et éolienne 7
Actifs 8
Licences et permis importants 10
Stratégie d'exploitation 11
Marché de l'énergie renouvelable 12
Marchés de la société 13
Marchés nord-américains 14
Marchés de gros concurrentiels 14
Marché du Brésil 16
Commercialisation et ventes d'électricité 17
Ventes contractuelles 17
Ventes sur les marchés de gros en Amérique du Nord 17
Atouts concurrentiels 18
POLITIQUES INTERNES 20
FACTEURS DE RISQUE 22
POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES 33
STRUCTURE DU CAPITAL 34
NOTATIONS ET LIQUIDITÉ 36
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS 37
RÉMUNÉRATION DES HAUTS DIRIGEANTS 39
Analyse de la rémunération 39
Principes de rémunération 39
Éléments de rémunération 40
Salaires de base 40

Régime incitatif annuel à l'intention de la direction *40*
Sommaire de la rémunération des HDD 43
Tableau sommaire de la rémunération 43
SOMMAIRE DE LA RÉMUNÉRATION DES HAUTS DIRIGEANTS DÉSIGNÉS POUR 2010 43
Gratifications aux termes du régime incitatif – Gratifications en actions et gratifications en options en cours 44
Régime de retraite 46
Tableau du régime de retraite à prestations déterminées 47
Tableau du régime de retraite à cotisations déterminées 47
Cessation d'emploi, changement de responsabilité et contrats de travail 47
Rémunération des administrateurs 48
Prêts aux administrateurs et aux hauts dirigeants 49
RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ D'AUDIT 49
INFORMATION SUR LA GOUVERNANCE 51
PRINCIPAUX PORTEURS DE TITRES COMPORTANT DROIT DE VOTE 53
LITIGES EN COURS ET MESURES DE RÉGLEMENTATION 53
FIDUCIAIRE ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES 53
DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES. 53
CONTRAT IMPORTANT 53
AUDITEUR 54
INTÉRÊTS DES EXPERTS 54
INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE 54
ANNEXE A — COMITÉ D'AUDIT 55

AVERTISSEMENTS

RENSEIGNEMENTS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle contient des énoncés prospectifs sur les activités et l'exploitation d'Énergie renouvelable Brookfield Inc. (***Énergie renouvelable Brookfield*** ou la ***société***). Les énoncés prospectifs peuvent être identifiés par l'utilisation de mots ou expressions comme « entend », « prévoit », « est prévu », « estime », « compte », « a l'intention », « croit », « potentiellement », « a tendance », « continue », « tente », « vraisemblablement », « principalement », « environ », « s'efforce », « vise », « cherche » ou des variations de ces mots et expressions ou des énoncés qui précisent que certains événements, mesures ou résultats « peuvent », « pourraient » ou « devraient » avoir lieu, se produire ou être réalisés ou « auraient » ou « auront » lieu, « se produiraient » ou « se produiront » ou « seraient » ou « seront » réalisés. Les énoncés prospectifs comportent des hypothèses, des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs par suite desquels les résultats ou le rendement réels peuvent varier considérablement des résultats ou du rendement futurs que les énoncés prospectifs expriment ou laissent entendre. Pour plus de renseignements sur ces risques connus et inconnus, voir la rubrique *Facteurs de risque* à la page 22.

Des exemples de ces énoncés comprennent, notamment, les facteurs liés à la production et à l'entreprise, à la situation financière, aux objectifs, à l'exploitation et aux perspectives de la société. Ils incluent notamment les changements dans l'hydrologie et le régime des vents; les fluctuations des prix de l'énergie; l'omission de la société de gérer les risques opérationnels associés à la commercialisation et aux ventes d'énergie; l'omission de la société d'entretenir l'équipement; l'omission des contreparties de respecter leurs obligations contractuelles et l'omission de la société de remplacer les contrats; les risques généraux auxquels l'industrie fait face; la défaillance des systèmes de transport terrestre ou l'absence d'une capacité de transport adéquate; les hausses des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique ou des frais similaires; les changements dans les taux de change; les changements dans la réglementation, les augmentations des coûts de la réglementation et les changements dans les règles s'appliquant au marché de gros; l'omission de la société de renouveler, de maintenir ou d'obtenir les permis gouvernementaux nécessaires; l'incapacité de produire ou de vendre de l'électricité; l'omission de la société de maintenir la sécurité des barrages; des assurances inadéquates; l'omission de la société de respecter la sécurité du public, ainsi que la réglementation en matière de santé, de sécurité et d'environnement; la menace de poursuites judiciaires et de réclamations contre la société; l'impossibilité pour la société d'éviter les arrêts de travail; les changements dans le climat économique, politique ou social du Brésil; les pertes importantes découlant d'autres actes illégaux, de processus ou de systèmes inadéquats ou défaillants ou d'événements externes ayant une incidence sur la capacité du Fonds d'exercer ses activités; les changements dans la technologie; l'incapacité d'acquérir ou d'aménager des actifs de haute qualité à des prix attrayants; les changements à l'appui de l'énergie renouvelable; l'incapacité de la société d'aménager de nouveaux projets; les retards dans la construction et l'augmentation des coûts de construction; l'incapacité de la société de s'adapter à de nouvelles technologies et l'absence de résultats satisfaisants produits par les nouvelles technologies; l'incapacité de la société de maintenir des relations avec des partenaires; l'incapacité de la société d'intégrer les acquisitions avec succès; l'incapacité de la société de faire valoir ses droits légaux dans de nouveaux marchés; une baisse de la valeur marchande des actifs d'infrastructure de la société ou des distributions qui en découlent; l'incapacité de la société d'accéder à des capitaux à des conditions souhaitables; l'incapacité de la société de respecter ses engagements dans les contrats de prêt; l'incapacité de la société de retirer des liquidités des filiales; les changements dans les taux d'intérêt et la baisse des notations du crédit; l'incapacité d'obtenir un financement au niveau des projets; et les changements dans les lois fiscales. Les résultats et les développements réels sont susceptibles de différer, voire considérablement, de ceux que les énoncés prospectifs contenus aux présentes expriment ou laissent entendre et, à ce titre, l'investisseur est averti de ne pas accorder une confiance indue à ces énoncés prospectifs.

Les énoncés prospectifs représentent le point de vue de la société à la date de la présente notice annuelle. Bien que la société s'attende à ce que des événements et des développements subséquents

puissent lui faire changer son point de vue, elle décline toute obligation de mettre à jour ces énoncés prospectifs, sauf tel que les lois applicables l'exigent. On ne saurait se fier à ces énoncés prospectifs comme s'ils représentaient le point de vue de la société à toute date postérieure à la date de la présente notice annuelle.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

La présente notice annuelle contient des renvois aux « flux de trésorerie d'exploitation ». Puisque les flux de trésorerie d'exploitation n'ont pas de signification normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus (*PCGR*) au Canada, ils peuvent en conséquence différer des définitions des flux de trésorerie d'exploitation que d'autres sociétés utilisent. Les flux de trésorerie d'exploitation constituent la principale mesure du rendement de la société puisqu'il s'agit d'une mesure tangible qui est la meilleure pour refléter les flux de trésorerie dégagés par les actifs reliés à l'électricité de la société. La société présente l'information dans ce format puisque, selon elle, il est informatif pour le lecteur et présente son entreprise de façon significative. Elle définit les flux de trésorerie d'exploitation comme les revenus dégagés par ses activités reliées à l'électricité, après déduction des coûts d'exploitation et d'entretien, des achats de combustible pour les centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel, des achats d'électricité, des frais de vente, de commercialisation et d'administration, ainsi que des impôts fonciers et des autres impôts et taxes exigés sur la production à ses installations. Les flux de trésorerie d'exploitation ne doivent pas être considérés comme l'unique mesure du rendement de la société et ne doivent pas être considérés séparément de l'analyse des états financiers de la société préparés conformément aux PCGR, ni considérés comme un substitut de celle-ci. Un rapprochement des flux de trésorerie d'exploitation et du bénéfice net est présenté dans les états financiers annuels consolidés audités pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

LA SOCIÉTÉ

Énergie renouvelable Brookfield Inc. (***Énergie renouvelable Brookfield*** ou la ***société***) a été fusionnée et constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) le 31 mars 2008. Les sociétés remplacées de la société étaient Corporation Énergie Brookfield, un émetteur assujetti, et sa société mère, Énergie Brookfield Inc.

Énergie renouvelable Brookfield est une filiale en propriété exclusive de Brookfield Asset Management Inc. (***Brookfield***), une société de gestion mondiale d'actifs axée sur l'immobilier et les actifs énergétiques et d'infrastructure. Brookfield gère des actifs d'une valeur de plus de 100 milliards de dollars et est inscrite à la cote de la Bourse de Toronto (la ***Bourse TSX***), de la New York Stock Exchange (la ***Bourse NYSE***) sous le symbole BAM, ainsi qu'à la bourse Euronext Amsterdam sous le symbole BAMA.

Faisant affaire depuis plus de 100 ans, Énergie renouvelable Brookfield est propriétaire, exploite et gère des actifs de production d'une valeur d'environ 16 milliards de dollars au Canada, aux États-Unis et au Brésil. En date du 31 décembre 2010, le portefeuille de la société incluait 165 centrales hydroélectriques classiques sur 65 réseaux hydrographiques, ainsi qu'une installation hydroélectrique d'accumulation par pompage, deux centrales de cogénération thermique et deux parcs éoliens au Canada. La puissance installée du portefeuille de la société totalise plus de 4 300 mégawatts (***MW***). Les actifs de la société produisent en moyenne quelque 16 000 gigawattheures (***GWh***) d'énergie par année, provenant pour la plupart de ressources renouvelables et écologiques.

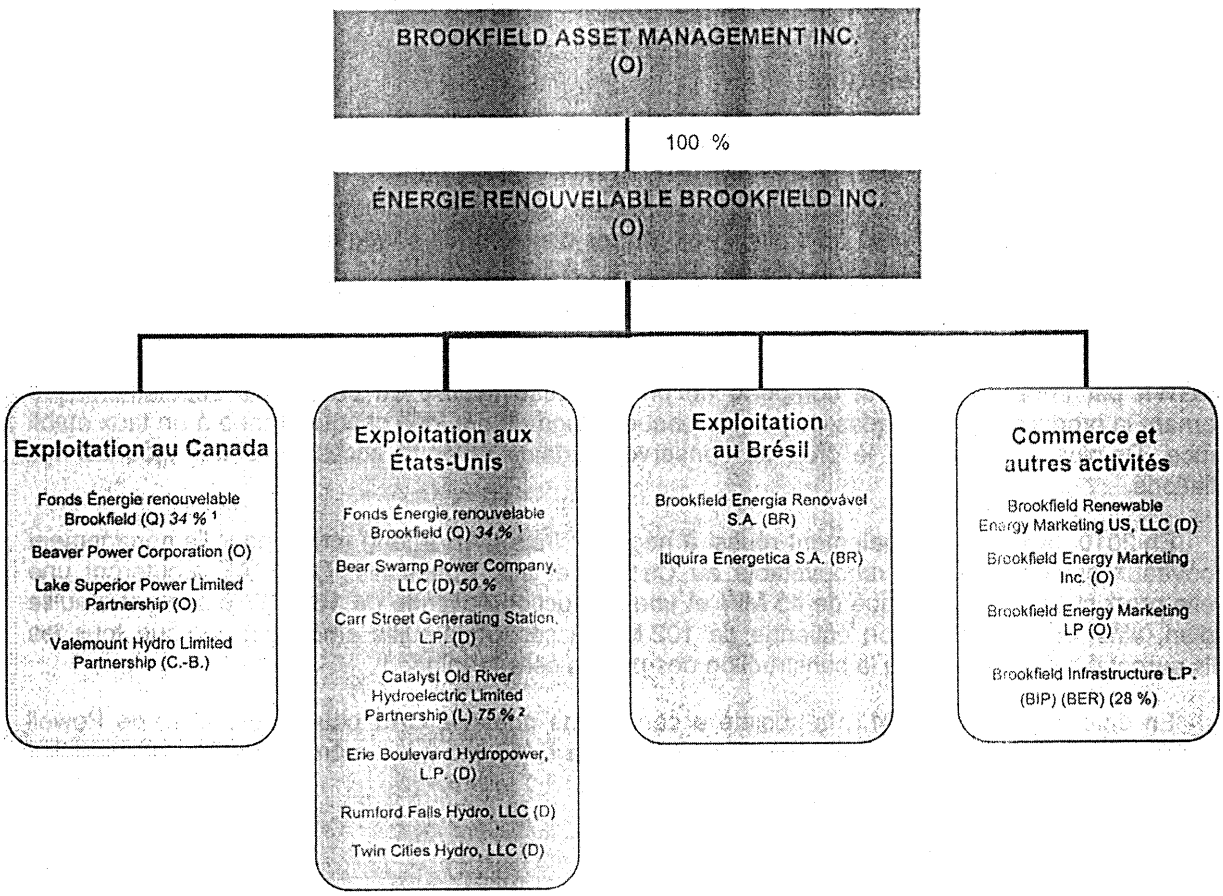
Certains des actifs de production d'électricité de la société sont détenus par l'entremise du Fonds Énergie renouvelable Brookfield (le ***Fonds***). Les parts de fiducie du Fonds (les ***parts de fiducie***) sont négociées par le public à la Bourse TSX sous le symbole BRC.UN. Le Fonds est la plateforme de Brookfield pour les centrales de production hydroélectrique et éolienne d'électricité en exploitation ou prêtes à la construction au Canada. Des renseignements additionnels sur le Fonds figurent dans les états financiers et le rapport de gestion (le ***rapport de gestion***) du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, ainsi que dans la notice annuelle du Fonds pouvant être consultée sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com ou sur le site Web du Fonds à l'adresse www.fondserb.com.

La société a aussi des intérêts dans certains actifs d'infrastructure (les ***investissements dans les infrastructures***), principalement axés sur les actifs de services publics et d'énergie, de transport et de bois d'œuvre en Amérique du Nord et en Amérique du Sud, en Australasie et en Europe, grâce à une participation approximative de 28 % dans un membre du groupe de Brookfield Infrastructure Partners L.P. (***Brookfield Infrastructure***) et à une participation de 10 % dans Transelec Chile S.A. (***Transelec***). Transelec est propriétaire et exploitante de la majeure partie du réseau de transport national d'électricité au Chili. Brookfield Infrastructure est une entité ouverte inscrite à la cote de la Bourse NYSE et de la Bourse TSX sous les symboles BIP et BIP.UN, respectivement. Plus de renseignements sur Brookfield Infrastructure sont présentés sur le site www.brookfieldinfrastructure.com ou sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Le siège social et bureau enregistré de la société est situé au 181 Bay Street, Brookfield Place, bureau 300, Toronto (Ontario) M5J 2T3.

Tous les renseignements financiers présentés dans la présente notice annuelle sont exprimés en dollars américains, sauf indication contraire. Tous les dollars canadiens sont présentés en $ CA et les réaux brésiliens sont présentés en dollars R. Tous les renvois à la société *ou à* Énergie renouvelable Brookfield *visent Énergie renouvelable Brookfield, y compris ses sociétés remplacées et ses filiales consolidées, sauf si le contexte l'exige autrement. Tous les renseignements sont donnés en date du 31 décembre 2010, à moins d'indication contraire.*

STRUCTURE ORGANISATIONNELLE



Le pourcentage des titres comportant droit de vote détenus en propriété ou contrôlés est 100 %, sauf indication contraire.

Territoire d'organisation :

(BR)	Brésil	(L)	Louisiane
(C.-B.)	Colombie-Britannique	(O)	Ontario
(BER)	Bermudes	(Q)	Québec
(D)	Delaware		

Le Fonds Énergie renouvelable Brookfield appartient à environ 34 %, compte tenu d'un échange intégral, à Énergie renouvelable Brookfield grâce à sa propriété de 33 128 338 parts de fiducie et de 4 062 500 actions (les ***actions échangeables***) de Great Lakes Power Holding Corporation (***GLPHC***), une filiale du Fonds. Les actions échangeables peuvent être échangées en tout temps contre des parts de fiducie à raison d'une action échangeable pour une part de fiducie.

Cette entreprise représente une participation économique résiduelle ne comportant pas droit de vote.

DÉVELOPPEMENT DE L'ENTREPRISE

Le texte suivant résume les principaux développements de l'entreprise Énergie renouvelable Brookfield depuis janvier 2008.

Activités reliées au portefeuille

Commercialisation de l'énergie

En 2009, la société a conclu deux importantes conventions d'achat d'électricité (***CAE***) en Amérique du Nord qui ont accru sa production aux termes des contrats à long terme en la faisant passer de quelque 50 % à 70 %. En juin 2009, elle a signé une CAE d'une durée de 10 ans pour fournir à Long Island Power Authority (***LIPA***) 300 GWh par année d'énergie renouvelable propre. En novembre 2009, la société a signé une CAE d'une durée de 20 ans avec l'Ontario Power Authority (***OPA***) pour le débit de ses actifs de production hydroélectrique en Ontario qui n'était pas auparavant sous contrat, soit quelque 2 300 GWh par année. Le contrat comporte un prix de base majoré de paiements supplémentaires concernant la production en périodes de pointe, lesquels augmentent tous chaque année à un taux établi d'avance. De plus, la société a le droit de conserver certains revenus accessoires dégagés par les installations.

En 2010, la société a également réussi à négocier trois CAE à long terme pour l'aménagement de nouveaux projets d'énergie renouvelable au Canada et aux États-Unis. Ces CAE ajouteront une nouvelle production hydroélectrique de 45 MW et une production éolienne de 166 MW à son portefeuille canadien, ainsi qu'une production éolienne de 102 MW à son portefeuille américain, lorsque tous les permis auront été obtenus et que la construction des projets sera terminée.

En date du 1er février 2011, la société a conclu une nouvelle CAE pour l'installation de Powell River avec Catalyst Paper Corporation pour remplacer la CAE entre les mêmes parties qui venait à expiration.

Mise en service de nouvelles installations

Le 26 décembre 2008, la société a commencé l'exploitation de sa nouvelle centrale hydroélectrique Cotiporã de 20 MW nouvellement construite au Brésil. L'installation Cotiporã a une capacité de production d'environ 112 GWh par année et fait partie d'un projet de construction de plus grande envergure appelé Complexe Carreiro, lequel inclut aussi les installations de production Caçador et Linha Emilia. La centrale Caçador de 22 MW a commencé à être exploitée en octobre 2008, tandis que la centrale Linha Emilia a commencé ses activités durant le premier trimestre de 2009. Les coûts de construction totaux du projet se sont élevés à 117 millions de dollars R. Le 26 décembre 2008, la société a reçu la tranche finale du financement de la construction du complexe Carreiro de la banque nationale pour le développement économique du Brésil (***BNDES***). Chaque projet a reçu un financement de la BNDES pour ses coûts de construction respectifs aux termes d'une facilité d'emprunt distincte pour la propriété, comportant ses propres modalités. Le prêt du projet Caçador s'établit à 47 millions de dollars R et viendra à échéance en mars 2023. Le prêt du projet Cotiporã s'élève à 61 millions de dollars R et viendra à échéance en juin 2023. Le prêt du projet Linha Emilia atteint 65 millions de dollars R et viendra à échéance en septembre 2023. Chaque prêt porte intérêt à un taux du TGLP (le taux d'intérêt à long terme de la BNDES), majoré d'une marge.

En décembre 2009, la société a commencé a exploiter son installation Barra do Brauna au Brésil. Il s'agit d'une centrale hydroélectrique de 39 MW pouvant produire 196 GWh par année, et cette production est intégralement vendue aux termes d'une convention de concession expirant en mars 2036. Les coûts de construction totaux de l'installation Barra do Brauna se sont élevés à 227 millions de dollars R. En janvier 2010, la société a achevé la construction de la centrale hydroélectrique Angelina de 25 MW au Brésil, pouvant produire 131 GWh d'électricité par année. Elle a conclu des financements distincts pour ses centrales Angelina et Barra do Brauna au Brésil pour un montant total de 202 millions de dollars R à un taux d'intérêt du TJLP, majoré d'un écart durant l'année. Les prêts sont amortis sur des durées respectives de dix et de seize ans.

En septembre 2010, la société a procédé à la mise en service de son parc éolien Gosfield de 51 MW situé dans le sud-ouest de l'Ontario. L'installation est détenue en propriété par l'entremise du Fonds et est censée produire en moyenne 153 GWh par année, qui seront tous vendus dans le cadre d'une CAE à long terme avec l'OPA. Le projet a été terminé plus tôt que prévu et en-deçà des prévisions budgétaires, les coûts de construction totaux s'étant établis à quelque 142 millions de dollars CA. Une facilité de crédit non renouvelable d'un montant maximum approximatif de 100 millions de dollars CA a été consentie en 2009 par deux banques pour la construction et les trois premières années d'exploitation du parc éolien Gosfield.

Construction et aménagement de nouvelles installations

En 2010, la société a commencé la construction de son projet de parc éolien Comber de 166 MW, situé près de son parc éolien Gosfield. Le projet de parc éolien Comber a obtenu un contrat d'une durée de 20 ans aux termes du programme de rachats garantis Feed-In Tariff de la province d'Ontario et est censé commencer ses activités vers la fin de 2011. Le financement au niveau du projet a été obtenu pour la construction et les deux premières années d'exploitation.

Durant le quatrième de 2010, la société a entrepris la construction de deux centrales hydroélectriques au Brésil. Les deux installations devraient être mises en service en 2013, ont une puissance installée totale de 48 MW et peuvent donner une production combinée de 144 GWh par année. Les coûts de construction totaux sont censés s'élever à 393 millions de dollars R.

En 2010, la société a aussi amorcé l'étape de l'étude de faisabilité d'un projet hydroélectrique de 250 MW sur la rivière Saskatchewan, en Saskatchewan.

Acquisitions et dispositions

Le 12 mars 2008, la société a apporté la touche finale à la vente de son exploitation de transport située dans le nord de l'Ontario à Brookfield moyennant une contrepartie au comptant d'environ 88 millions de dollars CA, la prise en charge d'une dette au montant de 120 millions de dollars CA et une contrepartie additionnelle pour le fonds de roulement.

Le 31 mars 2008, la société a acquis la centrale hydroélectrique Twin Cities au Minnesota moyennant une contrepartie au comptant de 48 millions de dollars. Cette centrale au fil de l'eau de 18 MW est située sur la rivière Mississippi et peut produire quelque 104 GWh d'électricité par année. Toute l'électricité produite par cette centrale est livrée au marché de Midwest ISO, au sens donné ci-après. Le 15 août 2008, la société a émis des billets garantis de premier rang de série 1 au montant de 25 millions de dollars, qui viendront à échéance en août 2012 et portent intérêt au taux annuel de 6,01 %. Les billets sont garantis par les actifs de production d'électricité de Twin Cities.

Dans le cadre d'une série d'opérations qui se sont déroulées tout au long de 2008, la société a acheté toutes les actions émises et en circulation d'Itiquira Energética S.A. (*Itiquira*) à un coût total de 393 millions de dollars. Ce coût d'acquisition de 393 millions de dollars incluait des coûts d'opérations et des rajustements au fonds de roulement au montant de 14 millions de dollars, ainsi qu'une somme de 69 millions de dollars pour l'acquisition des actions privilégiées de série B durant le quatrième trimestre. Itiquira est propriétaire de la centrale hydroélectrique de 156 MW située dans l'État de Mato Grosso, au Brésil. Cette installation peut produire environ 940 GWh d'électricité par année. Toute l'électricité qui en provient est vendue dans le cadre d'une CAE à long terme à un distributeur étatique d'électricité jusqu'en 2014.

Le 28 novembre 2008, la société a conclu l'acquisition de la totalité des actions ordinaires de Brascan Energética S.A. (*BESA*), maintenant dénommée Brookfield Energia Renovavel S.A., auprès de Brascan Brazil Ltd. (*BBL*), une filiale de Brookfield, moyennant une contrepartie correspondant à la valeur comptable de BESA, selon les PCGR au Brésil, s'établissant à 490 millions de dollars. Cette contrepartie était entièrement constituée d'actions privilégiées de BBL détenues dans le portefeuille de la société, y compris une tranche de 15 millions de dollars dont l'achat a été effectué au comptant en 2008, et une tranche de 127 millions de dollars dont l'achat a été effectué en 2008 au moyen d'une réduction des soldes dus par Brookfield.

Le 8 octobre 2009, la société a vendu son entreprise de distribution d'électricité, qui fournissait des services de distribution d'électricité à quelque 12 000 clients dans le district d'Algoma, dans le nord de l'Ontario, moyennant une contrepartie d'environ 75 millions de dollars CA, sous réserve de certains rajustements de clôture.

Repositionnement du fonds et transfert du portefeuille d'énergie renouvelable de la société au Canada

En 2009, dans le cadre de deux opérations distinctes, la société a vendu presque tout son portefeuille canadien au Fonds, moyennant une contrepartie totale de 1,1 milliard de dollars CA. La contrepartie totale des deux opérations a été réglée grâce à une somme au comptant de 430 millions de dollars CA, à un billet à ordre garanti de premier rang de 200 millions de dollars CA que le Fonds a émis à la société et à l'émission de 25,6 millions de parts de fiducie et de 4,1 millions d'actions d'une filiale du Fonds, pouvant être échangées contre le même nombre de parts de fiducie.

Dans le cadre des opérations, la société a conclu deux nouvelles conventions de garantie des prix de l'électricité avec le Fonds pour garantir à celui-ci un prix fixe par MWh d'énergie produite et livrée par les installations de Great Lakes Power Limited et par les installations d'Hydro Pontiac pour une durée initiale de 20 ans et des périodes de renouvellement successives de 20 ans, la dernière suivant l'expiration des CAE existantes avec Hydro-Québec en 2019 et en 2020. La société a aussi convenu avec le Fonds, pour une période de 10 ans, de mitiger tout déficit de production du parc éolien Prince au-dessous de 506 GWh, tandis que le Fonds paiera à la société tout revenu inattendu provenant de la production au-dessus du même seuil.

De plus, la société a modifié deux CAE avec le Fonds pour valoir en date du 31 août 2009, afin d'augmenter le prix qu'elle paie actuellement pour la production d'électricité provenant des actifs de production d'électricité de La Lièvre et de Mississagi en Ontario existant actuellement et appartenant au Fonds pour le faire passer à 68 $ CA par MWh, ce qui reflète les hausses des prix de l'électricité depuis la signature initiale des contrats.

La tranche au comptant des deux opérations de 2009 a été financée par le Fonds grâce à l'émission de parts de fiducie au moyen de deux appels publics à l'épargne et d'un placement privé auprès d'investisseurs institutionnels.

Investissement dans les actifs d'infrastructure

Le 13 novembre 2009, la société a acquis des actifs d'infrastructure auprès de Brookfield, y compris une participation approximative de 40 % dans Brookfield Infrastructure L.P. (***BILP***), ainsi qu'une participation de 10 % dans Transelec, moyennant une contrepartie totale d'environ 554 millions de dollars. Le 17 novembre 2009, la société a souscrit à nouveau quelque 20,7 millions de parts de société rachetables de BILP contre un montant global de 283 millions de dollars. L'acquisition et la souscription subséquente ont été financées au moyen d'une somme au comptant de quelque 435 millions de dollars, dont environ 283 millions de dollars ont été fournis au moyen d'avances consenties par Brookfield, de l'émission de 1 409 662 actions privilégiées de catégorie B et d'une réduction des dépôts auprès de Brookfield. Brookfield Infrastructure a affecté les fonds levés par suite de la souscription à son acquisition d'une participation dans Babcock and Brown Infrastructure (désormais Prime Infrastructure) (***Prime***). Le 8 décembre 2010, Brookfield Infrastructure a acquis la participation restante dans Prime. Dans le cadre de l'opération, la société a souscrit quelque 0,9 million de parts de société en commandite rachetables de BILP moyennant un montant global de quelque 17 millions de dollars. Après l'opération, la participation de la société dans Brookfield Infrastructure a été diluée à environ 28 %. La société peut faire racheter toutes les parts de société en commandite rachetables de BILP contre une participation équivalente dans l'entreprise ouverte de BIP ou l'équivalent au comptant, au gré de BIP.

Trésorerie

En août 2008, une facilité de crédit de premier rang garantie et non renouvelable de 125 millions de dollars a été obtenue en rapport avec les installations de Bear Swamp, dans l'ouest de l'État du Massachusetts. Bear Swamp est constituée de l'installation au fil de l'eau Fife Brook et de l'installation

hydroélectrique Jack Cockwell d'accumulation par pompage. Cette facilité de crédit vient à échéance le 2 mai 2012.

Le parc éolien Prince a été financé en novembre 2008 à l'aide d'une facilité de crédit à taux variable sur cinq ans au montant de 300 millions de dollars CA venant à échéance le 30 novembre 2012.

Également en août 2008, l'exploitation de Rumford Falls, dans le Maine, a été financée au moyen d'une facilité de crédit de premier rang garantie et non renouvelable de 95 millions de dollars. Le 10 mai 2010, Énergie renouvelable Brookfield a refinancé la facilité de crédit de Rumford Falls, laquelle vient à échéance en 2017.

En 2009, la société a conclu les placements de billets d'entreprise non garantis pour un total de 700 millions de dollars CA en deux séries. Les billets de série 5 au montant de 400 millions de dollars CA, qui ont été remboursés tel qu'il est indiqué ci-après, venaient à échéance en février 2012 et portaient intérêt au taux annuel de 8,75 %, tandis que les billets de série 6 au montant de 300 millions de dollars CA viennent à échéance en novembre 2016 et portent intérêt au taux annuel de 6,132 %. Le produit a été affecté au remboursement intégral des billets non garantis de série 1 au montant de 450 millions de dollars CA venus à échéance en décembre 2009 et aux fins générales de l'entreprise. Le 13 octobre 2010, la société a émis des billets à moyen terme de série 7 pour 450 millions de dollars CA échéant en octobre 2020, portant intérêt au taux annuel de 5,14 %, payable semestriellement. Le produit a été affecté au remboursement des billets à moyen terme de série 5 et aux fins générales de l'entreprise.

La société a terminé le financement de son installation d'Itiquira au Brésil en décembre 2009 au montant total de 370 millions de dollars R. La dette vient à échéance en décembre 2013 et porte intérêt au TPI (taux de prêt interbancaire du Brésil), majoré d'un écart. Le produit a été affecté au remboursement de la dette intégrale contractée pour l'acquisition des actifs en 2008.

La société a conclu le refinancement d'une dette de 75 millions de dollars CA venant à échéance, garantie par sa centrale Powell River, à l'aide du produit d'obligations de première hypothèque sur sept ans au montant de 95 millions de dollars CA en juillet 2009. Les nouvelles obligations portent intérêt à taux fixe de 6,45 %, payable semestriellement.

Durant le premier trimestre de 2010, une filiale du Fonds a émis des actions privilégiées pour 250 millions de dollars CA et le Fonds a affecté le produit au remboursement de son billet de 200 millions de dollars CA émis à Énergie renouvelable Brookfield en contrepartie partielle de l'achat du portefeuille canadien de la société en août 2009. La société a affecté les fonds au remboursement d'une facilité de crédit à court terme non renouvelable garantie par le billet à recevoir.

Le 23 novembre 2010, le Fonds a obtenu une facilité de crédit non garantie de 250 millions de dollars CA expirant en novembre 2013.

Le 9 mars 2011, Énergie renouvelable Brookfield a obtenu une facilité de crédit non garantie de 350 millions de dollars échéant en mars 2014.

Autres activités

Le 6 janvier 2009, au moment de la clôture de l'appel public à l'épargne visant des parts de fiducie pour un montant de 75 millions de dollars CA, la société a acheté 627 500 parts de fiducie du Fonds au prix de 16 $ CA par part de fiducie, moyennant une contrepartie totale de 10 millions de dollars CA.

En juillet et octobre 2010, la société a vendu 17,2 millions de parts de fiducie du Fonds dans le cadre d'une prise ferme préalable moyennant un produit brut de 355 millions de dollars CA. Les deux opérations ont réduit la propriété du Fonds par la société en la faisant passer de 50,01 % à quelque 34 %, compte tenu d'un échange intégral. La société continue d'administrer et de gérer le Fonds et demeure le véhicule exclusif de Brookfield pour les actifs de production hydroélectrique et éolienne en exploitation contractuelle et prêts à la construction au Canada.

DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Production d'énergie hydroélectrique et éolienne

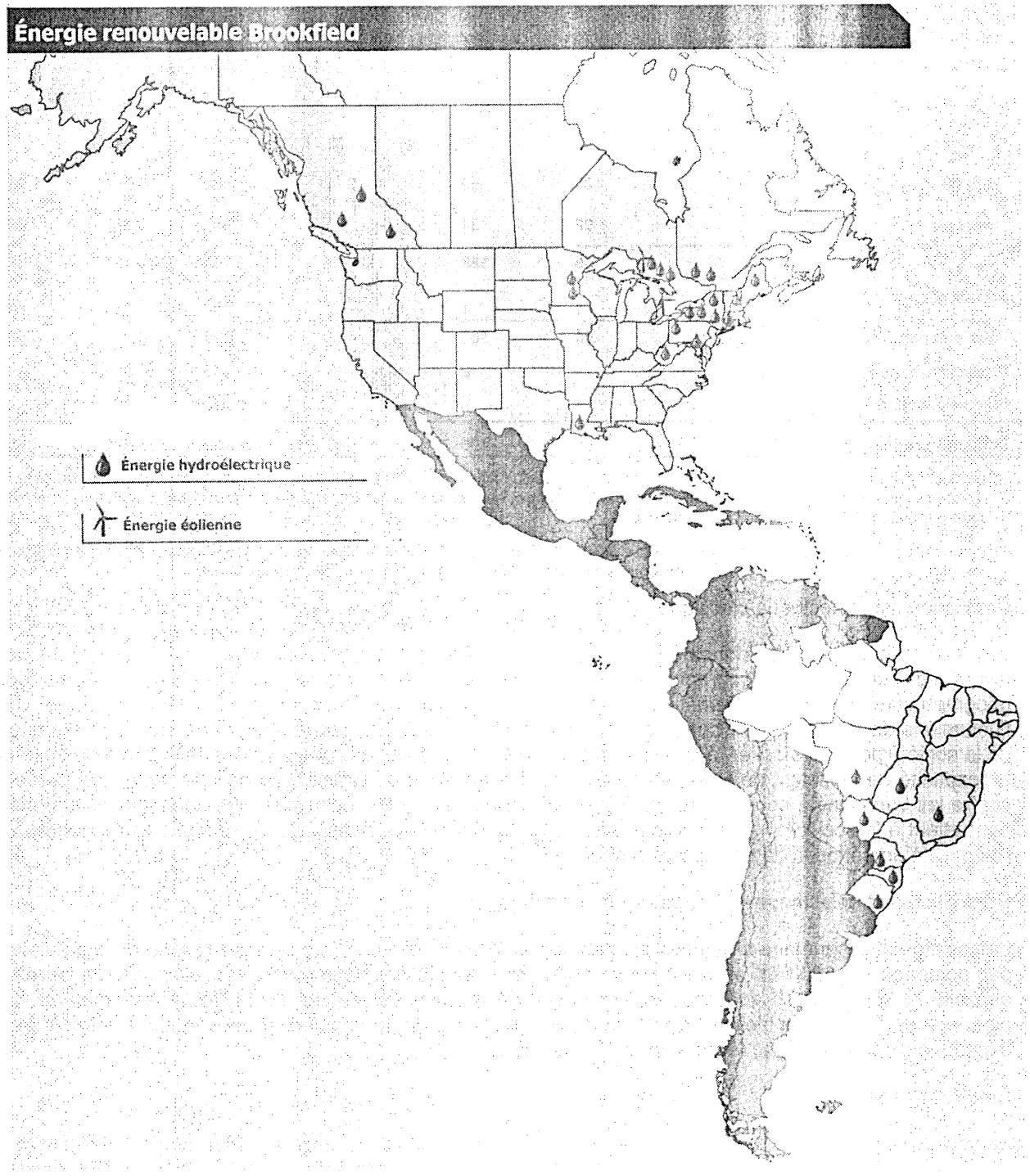
Les centrales hydroélectriques classiques produisent de l'électricité en convertissant l'énergie inhérente au mouvement vertical de l'eau entre de grandes et de faibles hauteurs, habituellement grâce à l'utilisation de vannes de décharge et de barrages construits. La production d'énergie hydroélectrique est une technologie éprouvée, efficace et relativement simple qui n'a pas beaucoup changé au cours du siècle dernier. Les actifs du secteur de l'hydroélectricité sont considérés comme étant peu coûteux, ayant une longue durée, offrant une souplesse et permettant une forme écologique de production d'énergie électrique qui, si elle est gérée efficacement, dégagera des flux de trésorerie croissants et augmentera la valeur des actifs.

La production d'énergie éolienne utilise la configuration du débit et de la vitesse de l'écoulement de l'air d'origine naturelle pour déclencher la rotation des turbines en vue de la production d'électricité.

Le coût d'exploitation de la production d'électricité à partir d'énergie hydraulique classique ou éolienne est nettement inférieur à celui de la plupart des autres technologies en raison de l'absence du coût du combustible, de la possibilité d'automatiser l'exploitation et du prix relativement modique des permis réglementaires, des droits d'usage de l'eau pour les projets hydroélectriques et des droits fonciers pour les projets éoliens. La société croit que ces caractéristiques lui permettent d'occuper une position viable en tant que producteur à faible coût dans l'industrie de l'énergie, occasionnant par le fait même la réalisation de marges d'exploitation élevées dans un large éventail de conditions du marché.

La production hydroélectrique d'accumulation par pompage est un actif de production d'énergie hydroélectrique en boucle fermée doté de turbines réversibles servant à la fois de pompes et d'unités de production. Cette technologie permet le stockage de l'énergie par le pompage de l'eau dans un réservoir élevé et la production ultérieure d'électricité par la libération de l'eau du réservoir et par l'inversion des turbines qui servent d'unités de production. D'une façon générale, le ratio d'efficience d'une centrale hydroélectrique d'accumulation par pompage se situe dans la fourchette de 1,3 à 1,4, c'est-à-dire qu'elle prend de 1,3 à 1,4 unité d'énergie pour pomper l'eau jusqu'au réservoir du dessus afin de produire 1 unité d'énergie lors de la libération de l'eau. Une installation hydroélectrique d'accumulation par pompage achète de l'électricité pour pomper l'eau dans le réservoir en périodes de faiblesse des prix du marché (habituellement la nuit) et produit et vend ensuite l'électricité en périodes de prix élevés en vue de maximiser la différence de prix entre les deux périodes. En plus de bénéficier de la valeur de l'écart des prix de l'énergie, les centrales hydroélectriques d'accumulation par pompage peuvent également dégager des flux de rentrées élevées grâce à la vente de services accessoires, comme l'exploitation des réserves et la capacité.

Actifs



Énergie renouvelable Brookfield est dans le domaine de l'électricité depuis plus de 100 ans, de sorte qu'elle est considérée comme un propriétaire, un gestionnaire, un exploitant et un promoteur chevronné d'installations de production d'électricité. En date du 31 décembre 2010, la société détenait en propriété et gérait 165 centrales hydroélectriques classiques. Elle est également propriétaire et exploitante d'une installation d'accumulation par pompage, de deux parcs éoliens, ainsi que de deux centrales alimentées au gaz naturel. Dans l'ensemble, les actifs appartenant à la société ou gérés par celle-ci ont une capacité de production de 4 309 MW et une production annuelle de 15 972 GWh sur le fondement des moyennes établies à long terme.

Actifs d'exploitation
(en date du 31 décembre 2010)

Marchés	Rivières	Centrales	Unités de production	Capacité MW	MLT[1] GWh	Stockage et MRE[2] GWh
Centrales hydroélectriques						
Classiques						
Canada	18	32	72	1 324	5 061	1 261
États-Unis	25	99	264	1 334	6 169	1 051
Brésil	22	34	76	596	3 297	3 282
	65	**165**	**412**	**3 254**	**14 527**	**5 594**
Accumulation par pompage	1	1	2	600	384	1 095
Total des centrales hydroélectriques	**66**	**166**	**414**	**3 854**	**14 911**	**6 689**
Production éolienne	-	2	148	240	659	-
Production thermique	-	2	6	215	402	-
Actifs de production d'électricité	**66**	**170**	**568**	**4 309**	**15 972**	**6 689**

La production annuelle prévue est fondée sur des moyennes à long terme (***MLT***), sauf pour l'énergie hydroélectrique résultant de l'accumulation par pompage (l'***accumulation par pompage***) qui est fondée sur les niveaux estimatifs de la production pouvant être appuyés par les prix prévus sur le marché.

Il s'agit du mécanisme de réattribution de l'énergie (***MRE***) au Brésil qui atténue les risques liés à l'hydrologie par la mise en commun du risque lié à l'hydrologie pour le répartir entre un grand nombre de centrales hydroélectriques au pays.

Production hydroélectrique classique

Les installations hydroélectriques classiques de la société sont situées sur 65 réseaux hydrographiques diversifiés sur le plan géographique au Canada, aux États-Unis et au Brésil. Cette répartition géographique prévoit la diversification des débits d'eau pour minimiser l'incidence globale des fluctuations de l'hydrologie. Y compris le MRE accessible au Brésil, les réservoirs de stockage matériels de la société peuvent stocker, à pleine capacité, environ 42 % de la production annuelle totale de celle-ci. La capacité de stockage de l'eau et l'accès possible au MRE au Brésil accorde une protection partielle contre les variations à court terme de l'approvisionnement en eau. Les réservoirs de stockage matériels permettent à la société d'optimiser les revenus en lui donnant la possibilité de produire et de vendre de l'électricité en périodes de pointe à plus hauts prix.

Production hydroélectrique – accumulation par pompage

La société est propriétaire d'une participation de 50 % dans une centrale hydroélectrique d'accumulation par pompage de 600 MW située dans le Massachusetts. L'installation livre son électricité et offre sa capacité et ses services accessoires au marché de gros de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre. De plus, une partie de l'électricité et de la capacité produite par cette installation est vendue à la LIPA dans le cadre d'un contrat à long terme expirant en 2021.

Production éolienne

La société exploite deux parcs éoliens situés en Ontario, d'une puissance installée totale de 240 MW et regroupant 148 éoliennes. Toute l'électricité produite par les parcs éoliens est vendue à l'OPA dans le cadre de CAE à long terme.

Production des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel

La société est propriétaire de deux centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel dont une est située en Ontario et l'autre, dans l'État de New York. L'installation de l'Ontario vend son électricité à Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario aux termes d'un contrat qui expire en 2014. L'installation de l'État de New York n'a pas de contrat à long terme et sert surtout à combler les besoins en électricité en périodes de demande de pointe.

Licences et permis importants

Au Canada, la société détient divers permis d'exploitation d'énergie hydraulique à long terme délivrés par les provinces où ses activités sont situées. Ces permis d'exploitation d'énergie hydraulique permettent à Énergie renouvelable Brookfield d'utiliser les terrains, l'eau et les voies navigables pour la production d'électricité. Ces permis renferment aussi des modalités traitant de la gestion de l'eau, de l'utilisation des terres, de la sécurité publique, des usages récréatifs et de l'environnement. À la fin de la période du permis, les titulaires peuvent s'adresser à l'organisme gouvernemental concerné pour le faire renouveler.

Les droits de la société d'exploiter ses installations aux États-Unis sont principalement garantis par des permis à long terme consentis par la Federal Energy Regulatory Commission (***FERC***), l'organisme fédéral qui réglemente l'octroi des permis pour presque toutes les centrales hydroélectriques aux États-Unis. Les permis de la FERC permettent aux titulaires d'utiliser des installations de projet, au sens donné, qui incluent habituellement le terrain et l'eau nécessaires à la production d'électricité.

Les droits portant sur les emplacements hydroélectriques sont garantis au Brésil grâce à l'obtention d'autorisations et de concessions que le ministère des mines et de l'énergie (***MME***) du Brésil consent par l'entremise de l'agence nationale d'énergie électrique (***ANEEL***). Au Brésil, sauf pour les centrales hydroélectriques de très petite taille (puissance installée de moins de 1 MW), aucune centrale hydroélectrique n'est dispensée d'obtenir des autorisations et des concessions. Les concessions concernant les centrales hydroélectriques de plus de 50 MW ne peuvent être accordées qu'au moyen d'enchères publiques. Pour les centrales de plus de 50 MW, les promoteurs (publics ou privés) qui offrent le plus bas tarif obtiennent la concession et une CAE avec les sociétés de services publics locales. Sur l'ensemble des autorisations et des concessions d'Énergie renouvelable Brookfield, 84 % ont une durée de plus de 20 ans. En général, les concessions et les autorisations prévoient des droits de renouvellement pour une période additionnelle de 20 ans.

De plus, au Brésil, l'ANEEL délivre un certificat d'énergie assurée pour chaque installation stipulant la quantité maximum d'énergie qu'un producteur peut vendre en provenance de cette installation. L'ANEEL examine la production historique de chaque centrale tous les cinq ans pour réévaluer les volumes d'énergie assurée et toute augmentation ou diminution de la moyenne à long terme peut occasionner une révision du certificat d'énergie assurée qui est limitée à un changement de 5 % chaque fois, ainsi qu'à un changement maximum de 10 % sur la durée de l'autorisation ou de la concession.

L'exploitation de parcs éoliens ne nécessite habituellement pas de permis pour l'utilisation du vent pour la production de l'électricité, et la plus grande partie des exigences relatives à l'attribution des permis pour un parc éolien sont de nature locale et sont principalement constituées de baux fonciers avec des propriétaires fonciers publics et privés et d'autres droits fonciers et servitudes.

Situation financière et résultats d'exploitation

Production (GWh)	Moyenne à long terme[1] Exercice terminé le 31 décembre 2010	2009	Production réelle[1] Exercice terminé le 31 décembre 2010	2009
Production hydroélectrique classique				
Canada	4 344	4 360	2 901	4 179
États-Unis	6 060	6 004	6 154	6 844
Brésil	3 017	2 702	2 655	2 680
Total de la production hydroélectrique classique	13 421	13 066	11 710	13 703
Production éolienne	506	506	499	433
Production thermique	880	880	567	489
Production totale d'électricité	14 807	14 452	12 776	14 625
Autres actifs de production d'électricité gérés[2]	1 236	1 147	1 294	1 193
Production totale	16 043	15 599	14 070	15 818

La MTL et la production réelle sont incluses à la date de l'acquisition ou de ou mise en service des installations construites ou acquises durant l'exercice.

Ces actifs représentent la production des investissements comptabilisés à la valeur de consolidation dans les sociétés de production d'électricité.

Revenus et résultats d'exploitation (en millions de dollars US)	Capital investi[1] au 31 déc. 2010	31 déc. 2009	Revenus Exercice terminé le 31 décembre 2010	2009	Flux de trésorerie d'exploitation Exercice terminé le 31 décembre 2010	2009
Production hydroélectrique classique						
Canada	4 353 $	4 624 $	248 $	266 $	131 $	183 $
États-Unis	4 813	5 845	512	543	370	411
Brésil	2 319	2 045	271	215	186	149
Total de la production hydroélectrique classique	11 485	12 514	1 031	1 024	687	743
Production éolienne	555	360	47	35	40	30
Autres exploitations	302	293	58	55	12	(3)
Total	12 342 $	13 167 $	1 136 $	1 114 $	739 $	770 $

Le capital investi pour les divers secteurs d'exploitation comprend les immobilisations et les actifs incorporels.

Les flux de trésorerie d'exploitation constituent une mesure financière non conforme aux PCGR. Voir la rubrique *Avertissements – Mesures non conformes aux PCGR*.

En 2010, les flux de trésorerie d'exploitation d'Énergie renouvelable Brookfield ont diminué de 31 millions de dollars, passant de 770 millions de dollars en 2009 à 739 millions de dollars en 2010, surtout à cause d'un recul de la production en 2010. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par les solides prix réalisés. Le prix qu'Énergie renouvelable Brookfield a tiré de la production hydroélectrique classique est passé à 88 $ le MWh par rapport à 75 $ le MWh en 2009. Cette augmentation s'explique par la mise en service des nouvelles installations au Brésil, le contrat à long terme pour la production de la société en Ontario et le raffermissement de la monnaie du Canada et de celle du Brésil.

Stratégie d'exploitation

Les actifs de production d'Énergie renouvelable Brookfield présentent une souplesse opérationnelle et leur faible coût d'exploitation apporte des avantages concurrentiels durables. La gestion centrale de la commercialisation de la production de la société et les efforts considérables axés sur l'optimisation et la hausse des revenus augmentent la rentabilité et la valeur à long terme. Grâce à cette stratégie d'exploitation concentrée sur les revenus, la société saisit les occasions de réaliser à la fois des revenus à court et à long termes. La société a entièrement automatisé la répartition et le contrôle de presque toutes ses centrales pour permettre une réponse économique et en temps réel des actifs qui soit adaptée à l'évolution rapide de la conjoncture du marché.

Énergie renouvelable Brookfield emploie environ 1 200 personnes dans toute son exploitation à l'échelle de l'Amérique du Nord et du Brésil. L'exploitation des centrales est presque entièrement décentralisée grâce à trois centres d'exploitation régionaux qui couvrent le Canada, les États-Unis et le Brésil, et le personnel affecté à l'exploitation travaille pour la plus grande partie aux bureaux des emplacements régionaux des activités de la société. Cette structure accorde aux équipes d'exploitation des centrales de la société l'autonomie nécessaire qui lui permet de se concentrer sur le maintien et l'amélioration de la fiabilité et de l'efficacité des actifs de la société. Une telle structure raffermit également les relations avec les intervenants locaux et améliore l'efficacité des programmes de sécurité au bénéfice du personnel, des entrepreneurs et du grand public. Énergie renouvelable Brookfield adopte une approche proactive de la représentation aux comités consultatifs de l'industrie et entretient un dialogue avec les intervenants et les localités.

La pierre angulaire du programme d'entretien et d'amélioration des actifs d'Énergie renouvelable Brookfield est un plan d'entretien prospectif des immobilisations d'une durée de 20 ans. Ce plan détaillé est préparé pour chaque exploitation d'électricité en fonction des actifs individuels par des équipes d'exploitation internes qui collaborent avec des firmes d'ingénierie indépendantes, reconnues comme des chefs de l'industrie dans le domaine de la production et de l'entretien d'installations d'hydroélectricité et d'énergie hydroélectrique et éolienne. Énergie renouvelable Brookfield a constaté qu'à la longue, s'ils sont bien entretenus, les actifs d'énergie hydroélectrique ont de longues durées économiques qui dépassent les perceptions courantes au sujet de la dépréciation des actifs. Bien que la société compte plusieurs centrales relativement nouvelles dans son portefeuille, elle possède aussi des centrales qui sont exploitées depuis plus de 100 ans. Les centrales plus anciennes ont été modernisées pour respecter

les normes exigées par l'industrie et pour être entièrement automatisées, permettant le contrôle centralisé d'unités de production.

Marché de l'énergie renouvelable

La direction s'attend à ce que l'énergie renouvelable soit l'un des domaines qui affichera la croissance la plus rapide dans le secteur de l'énergie et des services publics. Énergie renouvelable Brookfield croit qu'il existe un certain nombre de tendances cruciales, décrites plus en détail ci-dessous, qui devraient, selon elle, soutenir la solide croissance continue de la production d'énergie renouvelable.

Avantages de l'énergie renouvelable pour l'environnement

L'avantage inhérent de l'énergie renouvelable a été reconnu au moyen de diverses initiatives qui tentaient d'en accroître la pénétration (au moyen des normes appelées *Renewal Portfolio Standards* aux États-Unis ou des politiques d'énergie verte dans les provinces canadiennes) ou de réduire l'empreinte écologique des centrales thermiques (comme le récent mandat de l'organisme américain *Environmental Protection Agency* visant à réduire les émissions d'oxyde d'azote, de dioxyde de soufre et de mercure, notamment). Les États américains et les provinces canadiennes prennent également l'initiative en tentant de s'attaquer au changement climatique par l'établissement de programmes de plafonnement et d'échanges en vue de la réduction des émissions de dioxyde de carbone, comme la *Regional Greenhouse Gas Initiative* dans le nord-est des États-Unis, le *Midwest Greenhouse Gas Reduction Accord* et la *Western Climate Initiative* sur la côte ouest des États-Unis. Ces programmes régionaux peuvent éventuellement être remplacés par les systèmes fédéraux de plafonnement et d'échanges des droits d'émission de gaz à effet de serre, tant au Canada qu'aux États-Unis.

Programmes incitatifs à l'égard de l'énergie renouvelable

En raison des facteurs énumérés ci-dessus, la plupart des provinces canadiennes se sont engagées dans le développement des sources d'énergie renouvelable et ont adopté des critères quant au portefeuille de ressources renouvelables et d'autres mesures incitatives qu'elles appliquent pour l'octroi des CAE aux exploitants de nouvelles installations d'énergie renouvelable érigées par des intervenants du secteur privé. Voici quelques exemples de politiques et d'initiatives mises en branle dans les provinces où Énergie renouvelable Brookfield est actuellement propriétaire d'actifs :

- **Ontario** : En février 2009, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'Ontario a introduit la *Loi sur l'Énergie verte*, proposant un programme de tarifs de rachat garantis (les ***TRG***) pour les projets d'approvisionnement en énergie renouvelable comme l'hydroélectricité et l'énergie éolienne. Aux termes du programme de TRG, les projets hydroélectriques nouvellement érigés d'une capacité variant entre 10 MW et 50 MW obtiennent des CAE à long terme assorties d'un prix de 122 $ CA/MWh, tandis que les projets terrestres d'énergie éolienne nouvellement érigés ont pour leur part un prix de 135 $ CA/MWh. Le gouvernement de l'Ontario a manifesté son intention de doubler la capacité des ressources renouvelables pour la porter à 15 000 MW d'ici 2025 et jusqu'à présent, plus de 7 000 MW de projets d'énergie renouvelable font l'objet de contrats avec l'OPA.

- **Québec** : Le Québec a l'objectif avoué de produire 4 000 MW d'électricité de source éolienne d'ici 2015. Jusqu'à présent, par l'entremise d'Hydro-Québec, la province de Québec a signé des CAE d'une durée de 20 ans pour des projets de parcs éoliens devant voir le jour en 2004 et en 2008. Le Québec compte actuellement une capacité de production éolienne de 663 MW visée par des CAE de récente date, avec une capacité supplémentaire de 3 000 MW qui devrait être raccordée au réseau entre 2011 et 2015.

- **Colombie-Britannique** : En raison de l'insuffisance croissante de l'approvisionnement en électricité et de la dépendance accrue envers l'électricité importée, le gouvernement provincial de la Colombie-Britannique a annoncé, en 2007, le plan énergétique de la Colombie-Britannique stipulant que 90 % de l'énergie de cette province devront provenir de sources renouvelables et que la province devra atteindre l'autosuffisance énergétique d'ici 2016. Par conséquent, BC Hydro a lancé l'appel d'offres pour une énergie propre portant sur un approvisionnement en énergie renouvelable de 5 000 GWh, dont la date limite pour la soumission des propositions était la fin de novembre 2008. En mars 2010, BC Hydro a

annoncé la première tranche de CAE attribuées aux meilleurs soumissionnaires aux termes de son appel d'offres pour une énergie propre. Comme la Colombie-Britannique dispose de nombreuses rivières dont le potentiel hydroélectrique n'est pas exploité, de nombreux projets proposés portent sur l'hydroélectricité.

Aux États-Unis, le mouvement visant à augmenter la quantité d'énergie renouvelable est très fort puisque ce pays tente de réduire les gaz à effet de serre et les autres émissions, de créer des emplois et d'accroître sa sécurité énergétique. Vingt-neuf états ont désormais instauré des normes officielles relatives à un portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable (***NPER***) selon lesquelles les entités servant la charge locale sont tenues d'obtenir une proportion préétablie (et croissante) de leurs besoins totaux en énergie de sources renouvelables. Six autres États ont des objectifs non exécutoires relatifs au portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable (***OPER***). La plupart des États dans lesquels Énergie renouvelable Brookfield possède des centrales hydroélectriques ont des NPER ou des OPER, dont les suivants :

- L'État de **New York** a instauré une NPER en septembre 2004 en vue d'obtenir 30 % de l'électricité de l'État de sources renouvelables.

- Le **Maine** a une NPER en vigueur depuis 1999 et a mis à jour et haussé ses cibles d'énergie renouvelable en 2006 et en 2007. La cible actuelle est établie à 40 % de l'électricité provenant de sources renouvelables d'ici 2017, y compris une augmentation de la capacité d'énergie renouvelable de 10 % d'ici 2017 provenant de nouvelles sources mises en service après août 2005.

- La cible de NPER du **Massachusetts** adoptée en juillet 2008 vise 15 % d'énergie renouvelable nouvelle d'ici 2020 et une hausse annuelle de 1 % chaque année subséquente.

Dans le cas du Brésil, la direction d'Énergie renouvelable Brookfield croit comprendre que la politique énergétique de ce pays est de tenter de combler la plus grande partie de ses besoins énergétiques par l'aménagement de son vaste potentiel d'énergie hydroélectrique et éolienne. La société croit que le Brésil tentera d'obtenir l'énergie et la capacité de centrales thermiques en raison de leur fiabilité et de combler les écarts à court terme entre sa demande croissante et l'aménagement de projets d'énergie renouvelable.

Hausse des prix des combustibles fossiles

À la longue, les prix du pétrole et du gaz devraient augmenter et devenir de plus en plus susceptibles de fluctuer en raison de la baisse de productivité des puits existants, de la dépendance accrue envers les ressources plus coûteuses et non classiques, des coûts associés au respect des exigences environnementales, ainsi que de la hausse des coûts des infrastructures liés au développement de nouvelles sources d'approvisionnement en pétrole et en gaz. Grâce à leurs faibles coûts d'exploitation, les installations d'hydroélectricité et d'énergie éolienne sont en mesure d'offrir à leurs acheteurs d'électricité des tarifs d'électricité à long terme qui soient stables et à l'abri de la hausse des prix des combustibles fossiles et qui ne soient pas assujettis à l'incertitude associée aux coûts à long terme des installations classiques de production alimentées aux combustibles fossiles.

Marchés de la société

Énergie renouvelable Brookfield vend toute sa production en concluant des CAE à long terme ou en livrant l'énergie et les produits connexes sur les marchés de gros axés sur les offres.

L'électricité est une marchandise indispensable, et la demande mondiale d'électricité devrait augmenter à la longue en même temps que l'économie et la population à l'échelle planétaire. La demande d'électricité n'est pas uniforme et fluctue en raison des variations saisonnières et quotidiennes. La demande d'électricité peut être divisée en trois principales composantes : (i) une composante de charge de base qui représente le niveau minimum d'électricité exigé, peu importe la saison ou l'heure du jour; (ii) une composante intermédiaire reflétant la demande d'électricité habituellement plus élevée pendant les heures du jour; et (iii) une composante de pointe qui suit la tendance d'utilisation simultanée d'électricité dans une région et est fonction de facteurs variables comme les conditions météorologiques (demande estivale de refroidissement et demande hivernale de chauffage). La volatilité de la demande

associée à cette composante de pointe occasionne des variations marquées des prix, ce qui peut être un atout en ce qui concerne les actifs de production que l'on sollicite pour répondre à la demande, comme les centrales hydroélectriques dotées d'une capacité de stockage d'eau.

Marchés nord-américains

L'industrie de l'électricité en Amérique du Nord est caractérisée par une évolution rapide sur plusieurs décennies, puisque plusieurs territoires au Canada et aux États-Unis ont ouvert leurs marchés de l'électricité à la concurrence. Bien que le rythme de la déréglementation soit différent d'une région à l'autre, des marchés du commerce de gros de l'électricité se sont développés, l'accès aux réseaux de transport a été ouvert et divers services publics d'électricité ont été restructurés pour répondre au désir de l'État de s'orienter vers la concurrence. De plus, les producteurs indépendants d'électricité ont eu l'occasion d'élargir leurs portefeuilles de production dans les marchés où des ventes d'actifs ont été demandées par les autorités de réglementation ou encore dans les marchés où des occasions se sont matérialisées par suite d'un regroupement ou d'une rationalisation.

Au Canada, l'Ontario et l'Alberta sont les seules provinces à avoir ouvert leurs marchés de l'électricité à la concurrence sur les marchés de gros, tandis que les provinces de Québec, de la Colombie-Britannique et du Nouveau-Brunswick ont restructuré leurs services publics d'électricité dans une certaine mesure pour ouvrir l'accès à leurs réseaux de transport. L'État de New York, la Nouvelle-Angleterre et la plupart des États du centre du littoral de l'Atlantique ont pris des mesures pour ouvrir leurs marchés de gros de l'électricité à la concurrence. À mesure que la déréglementation a atteint divers degrés de succès, les règles du marché pour la déréglementation ont continué d'être peaufinées.

Certains marchés au sein desquels la société fait affaire, dont le Québec, la Colombie-Britannique et la Louisiane, demeurent des marchés réglementés de l'électricité. Les marchés du Québec et de la Colombie-Britannique sont dominés par leurs services publics provinciaux respectifs, tandis que le marché de l'électricité de la Louisiane est en grande partie contrôlé par des services publics appartenant au secteur privé. Dans des marchés réglementés comme ceux-là, la société recherche des occasions qui lui permettront de vendre de l'électricité aux marchés concurrentiels interconnectés (par exemple, l'électricité produite au Québec peut être vendue sur les marchés concurrentiels de l'électricité de l'Ontario, de la Nouvelle-Angleterre ou de l'État de New York), ou encore où elle peut obtenir des CAE pour vendre l'électricité à des tiers à des tarifs attrayants.

Marchés de gros concurrentiels

Pour que l'approvisionnement réponde adéquatement à la demande dans les marchés concurrentiels de l'électricité en Amérique du Nord, les exploitants des divers marchés (SIGME, NYISO, ISO-NE, PJM et Midwest ISO, tous définis ci-dessous) mènent un processus d'appel d'offres servant à programmer ou à répartir les niveaux de production ou les importations nécessaires pour répondre à la demande totale. Selon les règles du marché, les producteurs offriront leur production au marché en fonction d'une courbe de demande établie par l'exploitant du marché, cette courbe fixant la production nécessaire pour répondre à la demande prévue. À mesure que les producteurs offrent leur production sur le marché, un « ordre d'appel » est établi, et les offres sont placées en ordre depuis l'offre la moins élevée jusqu'à l'offre la plus élevée, jusqu'au point où la production nécessaire pour répondre à la demande est comblée par les producteurs soumissionnaires. Le producteur qui est en mesure de combler le dernier bloc restant de production au plus bas prix devient le fixeur de prix du marché et établit le prix de rajustement du marché. Une fois que le prix a été établi, tous les producteurs qui font l'objet d'une répartition (c'est-à-dire ceux qui font une offre égale ou inférieure au prix de rajustement du marché) reçoivent le prix de rajustement du marché de la part de l'exploitant du système.

Sur les marchés de l'électricité axés sur les offres, les prix de l'énergie peuvent fluctuer considérablement en raison : (i) de la demande qui peut varier selon l'heure du jour, la région géographique et les situations météorologiques; (ii) de l'approvisionnement en énergie disponible pour répondre à la demande, des marges de réserve exigées et des services accessoires requis; et (iii) des prix du gaz naturel, du pétrole ou du charbon puisque les producteurs qui dépendent des combustibles fossiles font des offres sur le marché de gros pour récupérer leurs coûts. Les installations hydroélectriques dotées d'une capacité de stockage d'eau peuvent bénéficier d'occasions lorsque les prix sont élevés en libérant l'eau stockée dans les réservoirs et en produisant de l'électricité additionnelle pour répondre à la demande du marché.

Les marchés de l'électricité en Amérique du Nord continuent d'évoluer pour inclure la vente de la capacité et des services accessoires aux exploitants du marché (y compris le service des réserves d'exploitation, du soutien de la tension, du démarrage à froid et de la réglementation) et le commerce auprès des contreparties de produits non reliés à l'énergie, comme des caractéristiques écologiques ou des certificats d'énergie renouvelable (***CER***), que les producteurs, comme Énergie renouvelable Brookfield, qui produisent de l'énergie principalement à l'aide d'une technologie sans émission, pourraient être en mesure de vendre à des contreparties. La production d'énergie hydroélectrique fait appel à l'une des rares technologies de production d'énergie renouvelable pouvant fournir une capacité et des services accessoires fiables, ainsi que des caractéristiques écologiques et des CER.

De nombreux marchés de gros de l'électricité en Amérique du Nord sont reliés à l'échelle régionale. Les principaux marchés en Amérique du Nord au sein desquels Énergie renouvelable Brookfield fait affaire, soit l'Ontario, le Québec, l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre, sont interreliés, et l'électricité produite dans une de ces régions peut être vendue aux réseaux de n'importe lequel des autres marchés.

Ontario. Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (***SIGME***) fait office de coordonnateur du marché d'électricité centralisé et est chargée de l'exploitation du marché de gros en temps réel de l'électricité, dirigeant les activités du réseau administré par SIGME en Ontario et maintenant la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement en électricité. Des producteurs peuvent vendre de l'électricité à des prix concurrentiels sur le marché axé sur les offres administré par l'Ontario et sont en mesure de vendre de l'énergie aux marchés interconnectés du Québec, de l'État de New York et de la Nouvelle-Angleterre et(ou) à des marchés accessoires.

Québec. Même si le Québec demeure un marché de l'électricité réglementé que domine l'entreprise provinciale de services publics, Hydro-Québec offre des interconnexions avec les réseaux d'électricité de l'Ontario, de l'État de New York et de la Nouvelle-Angleterre, ce qui permet aux producteurs du Québec de vendre de l'électricité sur ces marchés. TransÉnergie, qui est propriétaire et exploitante du réseau de transport d'Hydro-Québec, a une structure qui permet le transport au Québec à destination des marchés de gros en Ontario et dans le nord-est des États-Unis.

Colombie-Britannique. La Colombie-Britannique est un marché réglementé de l'électricité dominé par British Columbia Hydro and Power Authority (***BC Hydro***), une société d'État qui est le principal producteur et fournisseur de l'électricité consommée dans la province. BC Hydro, une société d'État, exploite le réseau public de transport d'électricité de la province. Les producteurs d'électricité indépendants situés en Colombie-Britannique peuvent vendre leur production à BC Hydro ou à la filiale de commerce de l'électricité de BC Hydro, Powerex Corp., ou encore à FortisBC (le seul autre propriétaire d'un réseau de transport en C.-B.) ou ils peuvent utiliser l'accès aux réseaux de transport pour vendre leur production hors de la province.

New York. L'exploitant appelé New York Independent System Operator (***NYISO***) exploite les marchés de gros, de capacité et les marchés accessoires pour l'électricité. De plus, NYISO administre le tarif de transport approuvé par la FERC et les règles du marché y étant associées, utilisant un processus d'appel d'offres pour l'électricité et l'utilisation du transport et permettant aux services publics de l'État de New York et aux autres participants du marché, comme Énergie renouvelable Brookfield, d'offrir de l'électricité à des tarifs axés sur le marché, plutôt qu'à des tarifs réglementés. Le marché est constitué d'un marché à 24 heures et d'un marché en temps réel. NYISO exploite aussi un marché de puissance installée et tient des enchères semestrielles. Grâce à ce marché, les producteurs reçoivent essentiellement un paiement de mise en disponibilité pour la capacité pouvant être répartie sur le réseau de NYISO. Le marché de gros de NYISO utilise la tarification au coût marginal selon l'endroit, qui reflète la valeur de l'énergie à l'endroit et au moment précis où l'énergie est livrée.

Nouvelle-Angleterre. L'exploitant appelé Independent System Operator — New England (***ISO-NE***) est chargé de l'exploitation quotidienne du réseau de production et de transport d'énergie en bloc de la Nouvelle-Angleterre, de la supervision et de l'administration équitable des marchés de gros de l'électricité de la région, de l'administration du tarif de transport approuvé par la FERC, ainsi que de la gestion d'un processus de planification régional complet du réseau de l'électricité en bloc. Le marché est constitué d'un marché à 24 heures et d'un marché en temps réel qui utilisent la tarification au coût marginal en fonction de l'endroit. De même, ISO-NE tient également des enchères annuelles pour la puissance installée. Le marché de la capacité et le marché accessoire ISO-NE ont évolué pour devenir

des marchés axés sur l'emplacement. Le premier marché de la capacité à terme a commencé en février 2008 pour des livraisons durant l'année contractuelle commençant en juin 2010.

PJM. PJM Interconnection (***PJM***) administre le marché de l'électricité pour quelque 51 millions de clients dans l'ensemble ou dans certaines parties de treize États du centre du littoral de l'Atlantique, plus le district de Columbia. Il s'agit du plus important marché de gros d'électricité dans le monde. Comme pour les autres marchés aux États-Unis, PJM exploite les marchés de l'énergie, de la capacité et des produits accessoires. Tout comme NYISO et ISO-NE, le marché de l'énergie de PJM recourt à la tarification au coût marginal selon l'endroit, qui reflète la valeur de l'énergie à l'endroit et au moment précis où l'énergie est livrée. Le marché est constitué d'un marché à 24 heures et d'un marché en temps réel. PJM est également responsable de l'administration du tarif de transport approuvé par la FERC.

Midwest ISO. L'exploitant appelé Midwest Independent System Operator (***Midwest ISO***) assure la disponibilité constante d'électricité dans quinze États américains et dans la province du Manitoba. Pour les États américains, Midwest ISO exploite un marché des services accessoires, en plus de son marché de gros de l'électricité. Midwest ISO administre également le tarif de transport approuvé par la FERC.

Marché du Brésil

Durant les années 90, le gouvernement du Brésil a commencé à restructurer l'industrie de l'électricité pour l'ouvrir à l'investissement privé et introduire la concurrence. Jusqu'à ce point, le secteur de l'électricité du Brésil appartenait pour la plus grande partie aux autorités fédérales et étatiques. Dans le cadre du processus de restructuration, le secteur de l'électricité a fait l'objet d'un dégroupement vertical qui a séparé en grande partie la propriété des actifs de production, de transport et de distribution et a instauré un accès non discriminatoire au réseau. En outre, une certaine partie du secteur de l'électricité a aussi été privatisée. La privatisation la plus élaborée s'est produite dans la distribution de l'électricité dans le cadre de laquelle les entités du secteur privé assurent le service de 78 % de la consommation. Ce processus a été plus limité pour la production, où seulement 15 % de la production de l'électricité proviennent du secteur privé.

Le marché de l'électricité au Brésil est désormais divisé en un marché réglementé (pour les consommateurs réglementés) et en un marché libre (pour les consommateurs « libres » (c'est-à-dire déréglementés) et les consommateurs spéciaux). Tous les consommateurs réglementés, y compris ceux dont la charge est inférieure à 0,5 MW, peuvent seulement acheter l'énergie à la société de distribution d'énergie applicable à son emplacement physique. Ces consommateurs ont des tarifs d'énergie réglementés chaque année par l'ANEEL selon les règles du réajustement et de la révision des tarifs. Les consommateurs déréglementés ou les consommateurs libres (habituellement ceux dont la charge excède 3 MW) peuvent choisir leur fournisseur d'énergie et le tarif d'énergie résulte d'une négociation bilatérale entre le consommateur et le fournisseur respectif. Les consommateurs « spéciaux » dont la charge excède 0,5 MW, mais est inférieure à 3 MW, peuvent choisir de contracter l'énergie directement avec un producteur d'énergie « substitut », ce qui inclut l'énergie provenant des petites centrales hydroélectriques, des éoliennes et de la biomasse.

Les sociétés de distribution locales achètent leurs besoins en approvisionnement énergétique au moyen d'enchères réglementées par les autorités gouvernementales. Le système des enchères réglementées a été introduit en 2004. Les centrales existantes et nouvelles participent à des enchères distinctes.

Les CAE pour les consommateurs libres et les consommateurs spéciaux ont habituellement des durées de moins de 10 ans, tandis que les CAE obtenues dans le cadre d'enchères réglementées ont en général des durées de 20 à 30 ans. Toutes les CAE sont protégées contre l'inflation.

Au Brésil, le gouvernement examine la production moyenne à long terme des centrales hydroélectriques pour réglementer la quantité d'énergie qu'une centrale est autorisée à vendre. L'énergie excédant cette quantité doit être vendue à un mécanisme de réattribution de l'énergie, qui agit en tant que « fonds pour les risques liés à l'hydrologie » que réglemente le gouvernement. La quantité d'énergie que chaque centrale est autorisée à vendre repose sur des études menées par l'exploitant du réseau national (***ONF***) et est établie par le ministère des mines et de l'énergie. L'ONF procède à la répartition centrale du réseau pour maximiser l'utilisation de l'eau par le réseau et pour réduire au minimum les coûts de production marginaux à court terme. Un certificat délivré par l'ANEEL pour chaque centrale régit

la quantité d'énergie pouvant être vendue par une centrale (certificat d'énergie assurée). Toute production supérieure ou inférieure à cette quantité est régie par le mécanisme de réattribution de l'énergie et l'incidence sur les revenus serait négligeable.

Commercialisation et ventes d'électricité

Les groupes de commercialisation et de ventes d'électricité d'Énergie renouvelable Brookfield se chargent de la vente de tous les produits reliés à l'énergie, de la capacité, des services accessoires, des caractéristiques écologiques et des CER produits par les actifs d'Énergie renouvelable Brookfield en Amérique du Nord et au Brésil. Ils ont aussi la responsabilité d'optimiser la valeur de ces actifs selon la politique de gestion des risques et la stratégie d'exploitation de la société. Cette stratégie vise à atteindre les objectifs suivants :

optimiser la gestion de l'eau et des revenus d'Énergie renouvelable Brookfield;

conclure des contrats à long terme pour stabiliser les flux de trésorerie et assurer des rendements attrayants;

livrer l'énergie produite par Énergie renouvelable Brookfield qui n'est pas par ailleurs vendue dans le cadre d'un contrat à long terme aux divers marchés de gros de l'électricité; et

réduire la volatilité des revenus par la conclusion de contrats financiers à court terme.

Ventes contractuelles

En 2009, la société a conclu le contrat OPA et un autre contrat avec LIPA, qui ont augmenté la quantité de la production d'Énergie renouvelable Brookfield faisant actuellement l'objet de contrats à long terme en la faisant passer de quelque 50 % à environ 70 %, réduisant ainsi sa dépendance envers les contrats financiers à court terme. Les CAE à long terme offrent un flux de revenus stables et prévisibles pour la société. Les CAE d'Énergie renouvelable Brookfield en Amérique du Nord sont habituellement conclues avec des services publics, des autorités gouvernementales et des sociétés de distribution dont les notations du crédit sont de première qualité, ou avec des utilisateurs de puissance commerciaux ou industriels qui ont des antécédents de crédit de longue date. Au Brésil, Énergie renouvelable Brookfield vend toute sa production aux termes de contrats de vente bilatéraux qui sont des CAE d'une durée de 20 à 30 ans conclues avec des services publics solvables détenus par des intérêts privés et appartenant à l'État, ou des CAE de 3 à 8 ans avec des utilisateurs industriels et d'autres gros utilisateurs finals.

En Amérique du Nord, les CAE à long terme de la société ne prévoient habituellement pas d'engagements de volume fixe ou minimum. En conséquence, Énergie renouvelable Brookfield a un risque limité d'avoir à acheter de l'électricité sur le marché pour approvisionner ses clients lorsqu'elle connaît des conditions de faible débit d'eau. La structure contractuelle d'Énergie renouvelable Brookfield au Brésil oblige celle-ci à livrer une quantité minimum d'électricité fondée sur les certificats d'énergie assurée pour chaque installation. Pour mitiger le risque lié à la livraison, Énergie renouvelable Brookfield participe au mécanisme de réattribution de l'énergie, le fonds pour les risques liés à l'hydrologie qui est réglementé par le gouvernement.

Ventes sur les marchés de gros en Amérique du Nord

En Amérique du Nord, toute l'électricité produite par Énergie renouvelable Brookfield et non par ailleurs vendue aux termes d'une CAE est livrée à divers marchés de gros de l'électricité. En raison du faible coût variable de l'énergie hydroélectrique et de la capacité de concentrer la production en périodes de pointe d'établissement des prix, Énergie renouvelable Brookfield est en mesure de dégager des marges plus élevées que les autres producteurs dont la structure de coûts est supérieure en raison des coûts du combustible. En surveillant sans cesse les marchés de gros de l'électricité au sein desquels elle fait affaire, Énergie renouvelable Brookfield tente de tirer parti des capacités de stockage de l'eau et de la souplesse d'exploitation de la société afin de réorienter la production en périodes de faibles prix pour saisir les occasions de prix plus élevés en répondant rapidement à l'évolution de l'offre ou de la demande d'électricité.

Atouts concurrentiels

Énergie renouvelable Brookfield bénéficie des atouts concurrentiels suivants :

Optimisation du portefeuille actuel

La société a un portefeuille de haute qualité et continuera à rechercher des façons d'extraire une valeur de ses actifs actuels en améliorant le rendement global des centrales. Ses actifs d'exploitation existants lui permettent de miser sur la plateforme d'exploitation actuelle et de bénéficier d'économies d'échelle au moyen d'actifs gérés centralement, mais exploités localement. Un des objectifs clés d'Énergie renouvelable Brookfield est d'essayer de dégager des flux de trésorerie stables à long terme. Tenter de dégager de solides rendements de son portefeuille tout en préservant sa capacité de saisir des marges plus élevées figure au cœur de sa philosophie de mise en marché de l'électricité. En conséquence, elle recherche des flux de trésorerie stables en vendant une importante partie de sa production d'électricité sur le marché à terme ou au moyen de CAE à long terme, tout en conservant une certaine valeur grâce à ses capacités en périodes de pointe.

Fiabilité

Dans le cadre de sa stratégie globale, la société investit dans ses actifs aux termes d'un programme d'entretien des immobilisations d'une durée de 20 ans destiné à maintenir la valeur et la durée de vie utile de ses actifs. L'équipement utilisé pour la production d'énergie électrique et éolienne comporte relativement peu de pièces mobiles. Comme les procédés n'incluent pas la combustion de combustibles fossiles à température élevée ou la création de vapeur, la machinerie ne s'use que très peu, ce qui contribue aux longues durées de vie des actifs, à la haute fiabilité et au faible entretien requis. Le taux des arrêts imprévus de la société pour les unités hydroélectriques fait partie des plus bas de l'industrie de l'électricité et le nombre d'éoliennes constituant un parc éolien diminue considérablement le risque de pannes.

Recherche d'occasions de croissance

La société a démontré qu'elle pouvait acquérir et intégrer des installations hydroélectriques avec succès. Depuis 2002, Énergie renouvelable Brookfield a acquis environ 2 600 MW de capacité de production hydroélectrique dans le cadre de plus de 20 opérations d'une valeur totale de 2,7 milliards de dollars. Elle prévoit continuera de rechercher de façon opportuniste des acquisitions qui rehausseront la combinaison de ses actifs d'énergie renouvelable et sa position concurrentielle globale. Ses acquisitions au cours des dernières années lui ont permis d'élargir ses activités dans plusieurs nouveaux territoires géographiques et de diversifier ainsi ses bassins hydrologiques et ses marchés de l'électricité.

Faible impact environnemental

L'électricité de la société est produite par des actifs de production hydroélectrique, éolienne et thermique. Les actifs de production hydroélectrique comptent pour 93 % de la production moyenne à long terme de la société et sont constitués d'installations au fil de l'eau, dont certaines ont une capacité de stockage d'eau. La production hydroélectrique ne produit presque aucune émission de gaz à effet de serre ou pluie acide, lesquelles ont chacune une incidence majeure sur l'environnement. Les actifs de la société produisent de plus très peu de pollution thermique, chimique, radioactive, atmosphérique et des eaux en comparaison des centrales nucléaires et à combustible fossile. Plutôt que de produire de grandes quantités de déchets résiduels durant le processus de production d'électricité, les centrales hydroélectriques produisent de l'électricité en acheminant l'eau fluviale dans les turbines. Comme cette eau fluviale en ressort inchangée, le processus ne dégage pas d'eaux usées. Il n'y a presque pas non plus d'émissions de dioxyde de carbone, ni de pollution atmosphérique dégagée en conséquence.

Énergie renouvelable Brookfield a 22 installations hydroélectriques en Colombie-Britannique, en Ontario, au Québec et en Louisiane respectant les normes strictes du Programme écoLogo^{MD}, qui est une norme environnementale et une marque de certification importante très respectée en Amérique du Nord. De plus, 43 centrales hydroélectriques appartenant à Énergie renouvelable Brookfield dans l'État de New York ont obtenu la certification du Low Impact Hydropower Institute, organisme sans but lucratif

qui se consacre à la réduction des impacts de la production d'hydroélectricité au moyen de la certification de projets d'hydroélectricité qui ont évité ou réduit leurs impacts environnementaux.

La production d'énergie éolienne a aussi peu d'impact sur l'environnement. Les parcs éoliens de la société produisent de l'électricité à l'aide d'éoliennes. Le vent demeure inchangé lorsqu'il poursuit sa trajectoire au-delà des éoliennes. Il n'y a pas d'émission de dioxyde de carbone ou de pollution atmosphérique dégagée en conséquence. En outre, les actifs de production d'énergie hydroélectrique ou éolienne ne comportent presque pas de risque de pollution des sols ou de contamination des eaux souterraines.

Le portefeuille d'actifs de la société comporte également deux centrales thermiques. Ces actifs consomment du gaz naturel qui produit des émissions de carbone, bien qu'il s'agisse d'émissions plus propres que celles d'autres installations à combustion de carbone comme celles qui sont alimentées au charbon ou au pétrole. Les centrales sont relativement nouvelles et respectent ou excèdent leurs réglementations environnementales respectives pour les émissions. Les actifs de la société sont presque exempts de diphényles polychlorés (***PCB***). Les PCB avaient été utilisés dans les sous-stations électriques et la société, en conformité avec la législation environnementale, avait entrepris de réduire le risque y étant associé en les répertoriant et en les confinant et même en les remplaçant lorsque cela était possible.

Les dépenses affectées à la conformité avec les exigences environnementales sont minimes en raison de la nature des actifs détenus et sont incluses dans le plan des dépenses en immobilisations permanentes d'Énergie renouvelable Brookfield.

Investissement dans l'énergie renouvelable

La société croit que l'investissement dans l'énergie renouvelable fournira une valeur durable à long terme à ses actionnaires. En raison de la demande toujours croissante d'énergie verte et des préoccupations concernant l'environnement, l'énergie renouvelable sera le choix privilégié des consommateurs et accordera un avantage concurrentiel à la société à la longue. Le régime de réglementation futur concernant les émissions de gaz à effet de serre comportera probablement des avantages futurs et une valeur ajoutée pour son portefeuille en raison de sa nature renouvelable et de ses caractéristiques vertes.

Affiliation à Brookfield

En tant que filiale en propriété exclusive de Brookfield, la société bénéficie de la force financière et de l'expertise de sa société mère en matière de gestion. Brookfield estime que la production d'électricité est l'un de ses secteurs d'activités essentiels et a le souci du succès et de la croissance continus de ses activités.

Mise à profit de l'expertise de la société en matière de gestion

L'équipe de gestion de la société possède une longue expérience et a démontré qu'elle pouvait faire croître les actifs et les flux de trésorerie de celle-ci avec succès. La société possède une expérience considérable dans l'ensemble de ses pratiques commerciales principales, y compris la gestion d'actifs, la mise en marché et les ventes d'énergie, la gestion des risques, la gestion de la construction, les acquisitions, les examens de diligence raisonnable, l'aménagement de projets et les principes d'investissement. Dans chacun de ces domaines, elle a des procédés et des procédures bien établis, ainsi que des politiques définies lui permettant de rechercher la création d'une valeur continue.

Expertise de mise en marché de l'énergie et gestion des risques

Les groupes centralisés de mise en marché et de vente d'électricité de la société en Amérique du Nord et au Brésil tentent d'optimiser et de rehausser les rendements des actifs de production existants de celle-ci, tout en recourant à des stratégies pour limiter les risques liés aux opérations. Ces groupes fournissent également des renseignements précieux sur le marché concernant la dynamique des prix, les régimes de réglementation et les intervenants du marché, qui servent à appuyer sa stratégie de croissance. Elle recourt à des stratégies de gestion des risques pour tenter de protéger l'organisation

d'une exposition à des risques indus. Plus particulièrement, elle surveille les indicateurs clés comme l'hydrologie, l'accessibilité des centrales, les risques liés aux prix, les risques liés aux contreparties, de même que les risques politiques et de la réglementation.

Marchés interconnectés

Une importante partie des installations de production d'électricité de la société est située dans le nord-est des États-Unis et au Canada. Les marchés de l'électricité comme NYISO, ISO-NE et PJM aux États-Unis et SIGME et le Québec au Canada sont tous interconnectés, ce qui permet à l'électricité produite dans l'un de ces marchés d'être vendue dans n'importe lequel des autres marchés. Le fait d'avoir des actifs de production dans toutes ces régions permet à la société de rechercher les occasions d'établissement de prix qui existent entre les marchés et de tenter d'optimiser la valeur de son portefeuille. Elle lui accorde aussi une certaine souplesse dans le service qu'elle offre à ses clients.

Capacité de stockage

La société a une capacité de stockage équivalant à plus de 3 400 GWh au Canada et aux États-Unis, soit quelque 21 % de sa production annuelle moyenne à long terme. Ce niveau de capacité de stockage lui permet de réduire au minimum les déversements d'eau. Contrairement à la plupart des installations au fil de l'eau, la société peut stocker l'eau excédentaire et produire ainsi de l'électricité lorsque les prix du marché sont plus favorables. La capacité de stockage de ses actifs d'exploitation lui permet de mieux gérer les ressources hydrauliques et de tenter de saisir des prix supérieurs.

Solide position concurrentielle

La société est l'un des producteurs d'électricité à plus faible coût en Amérique du Nord, ce qui lui accorde un avantage unique sur les marchés axés sur les offres où le prix horaire de l'électricité est fonction de l'offre et de la demande instantanées qui favorisent les producteurs à faible coût. Comme ils n'entraînent pratiquement aucun coût de carburant et comportent très peu de frais généraux et d'entretien, les actifs de la société occupent une position concurrentielle en regard d'autres types d'actifs d'approvisionnement.

Diversité géographique

Les actifs de production d'électricité de la société sont situés dans neuf marchés distincts de l'électricité, ce qui réduit l'incidence d'un marché particulier ou le risque lié à la réglementation. La diversité régionale de ses centrales hydroélectriques, situées sur 65 réseaux hydrographiques différents, réduit considérablement le risque global lié à l'hydrologie.

Capacité financière et profil attrayant d'échéance de la dette

La société a obtenu des notations d'émetteur de première qualité de la part de plusieurs agences de notation de crédit bien connues. La société adopte une approche prudente quant à sa capitalisation en maintenant un niveau prudent de financement de projets à faibles coûts et à recours limité, ainsi que des niveaux modestes d'endettement d'entreprise. Comme ses actifs ont une longue durée, la société peut les financer au moyen d'une dette à long terme à recours limité, comportant des échéances à court terme minimes.

POLITIQUES INTERNES

Code de déontologie commerciale

En 2004, la société a adopté un code de déontologie commerciale (le *code*) afin de promouvoir et d'encourager une conduite commerciale responsable et le plus haut niveau de pratiques conformes à la déontologie. En 2010, le conseil d'administration de la société (le ***conseil***) a adopté une version à jour du code. Un exemplaire du code peut être consulté sur le site de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com. Le code fournit des lignes directrices destinées à assurer que tous les membres du personnel et tous les administrateurs d'Énergie renouvelable Brookfield respectent l'engagement de la société d'entretenir des relations commerciales avec respect, ouverture d'esprit et intégrité. La société fournit de temps à autre

des directives au personnel sur le code. Un service d'assistance téléphonique a été établi pour permettre aux membres du personnel de signaler les activités qui leur semblent incompatibles avec l'esprit et l'intention du code. Le suivi des appels est géré par un tiers indépendant appelé The Network. Le conseil est avisé par l'auditeur interne de Brookfield des appels importants logés à ce service d'appels pour signaler des activités qui contreviennent au code.

Gestion du risque

La politique de gestion du risque d'Énergie renouvelable Brookfield précise les limites d'autorisation d'opérations, les produits approuvés et les types d'opérations, ainsi que les autres paramètres de réduction des risques que les équipes centralisées de commercialisation et de vente d'électricité de la société doivent suivre lorsqu'elles vendent le débit des actifs de production d'Énergie renouvelable Brookfield. En plus de fournir une orientation claire sur les limites d'approbation et les autorisations des opérations, la politique exige la séparation appropriée des fonctions, la compilation des opérations, de même que la déclaration et la surveillance continues des risques et assure que les limites sont plus strictes que celles requises pour le respect de la réglementation. Le conseil d'administration a approuvé les limites et les autorisations précisées dans la politique de gestion des risques de la société.

Politique en matière de santé et de sécurité et politique environnementale

Énergie renouvelable Brookfield a adopté une politique en matière de santé et de sécurité, ainsi qu'une politique environnementale obligeant tous les membres du personnel, entrepreneurs, mandataires et autres personnes s'occupant de ses activités à respecter les pratiques établies concernant la sécurité, la santé et l'environnement. La société a adopté des procédures écrites sur la santé, la sécurité et l'environnement, y compris un cadre conceptuel pour la supervision, la conformité et le partage des meilleures pratiques. Les filiales d'Énergie renouvelable Brookfield fournissent une formation appropriée en vue de l'atteinte de la conformité souhaitée. La direction signale aussi régulièrement au conseil d'administration d'Énergie renouvelable Brookfield les questions importantes en matière de santé, de sécurité et d'environnement, ainsi que les facteurs de risque potentiels d'importance dans ce domaine pour l'entreprise.

Énergie renouvelable Brookfield essaie de viser l'excellence dans son rendement en matière de sécurité et tente de se faire reconnaître comme chef de l'industrie dans la prévention des accidents. Énergie renouvelable Brookfield reconnaît les principes suivants relatifs à la santé et à la sécurité et s'y engage résolument :

- l'obligation redditionnelle et la responsabilité pour le rendement en matière de sécurité touchent tant les administrateurs que les cadres, les gestionnaires, les superviseurs et les travailleurs;
- une participation active de premier plan à la gestion de la santé et de la sécurité;
- une importance particulière accordée à l'élimination et au contrôle des dangers à risque élevé pour le personnel, les entrepreneurs et les visiteurs d'Énergie renouvelable Brookfield et la population pouvant être touchée par l'exploitation de celle-ci;
- le droit et la responsabilité de chaque membre du personnel de contribuer au rendement en matière de travail sécuritaire; et
- la prévention par l'application proactive d'un système global de gestion pour des pratiques de travail sécuritaires.

Énergie renouvelable Brookfield a pour objectif global de n'avoir aucun incident à risque élevé concernant la sécurité, ni aucun arrêt de travail résultant d'un accident.

La sécurité publique est une préoccupation de premier plan. Énergie renouvelable Brookfield tente de faire en sorte que les terrains et les bassins hydrographiques qu'elle utilise pour ses activités demeurent sécuritaires pour le grand public. Des inspections et des évaluations indépendantes des barrages et des autres structures hydroélectriques d'Énergie renouvelable Brookfield sont exécutées périodiquement, et des réparations et des mises à niveau sont effectuées aux éléments ou aux caractéristiques de conception qui en ont besoin de temps à autre. Énergie renouvelable Brookfield prend

des initiatives pour éduquer le grand public sur les dangers d'utiliser les terrains et les voies navigables situés à proximité des installations hydroélectriques à des fins récréatives.

Les principes environnementaux d'Énergie renouvelable Brookfield reposent sur les valeurs fondamentales d'obligations redditionnelles, de partenariat et de communication ouverte. Énergie renouvelable Brookfield accepte la responsabilité qui lui est confiée de gérer les ressources naturelles de manière à favoriser un développement durable. L'approche d'Énergie renouvelable Brookfield protège et rehausse les écosystèmes et les localités touchés par ses activités. Elle reconnaît les principes environnementaux suivants, auxquels elle souscrit pleinement :

respecter les exigences de la législation et tenter d'atteindre un niveau de rendement régi non seulement par de telles exigences, mais également par la prise en compte des attentes socioéconomiques et environnementales des intervenants;

amorcer un dialogue ouvert et transparent avec les intervenants pour atteindre une meilleure compréhension des attentes et des contraintes;

favoriser une approche de partenariat pour l'élaboration de solutions responsables et réalistes;

comprendre, minimiser et gérer les impacts et les risques associés à l'exploitation pour le public et l'environnement et prévoir des mesures d'urgence;

intégrer les considérations environnementales, publiques et socioéconomiques dans les processus opérationnels;

utiliser les ressources naturelles de façon efficiente et responsable dans l'exploitation et les activités de la société;

faire preuve de leadership en encourageant et en formant les membres du personnel à tous les niveaux pour assurer une gestion responsable de l'environnement et la sécurité publique;

démontrer une position de contrôle grâce à son rendement; et

mettre en place des systèmes de gestion environnementale appuyant cette politique et assurant une amélioration continue.

Énergie renouvelable Brookfield tente de gérer ses actifs d'une façon responsable pour l'environnement et obtient toutes les autorisations environnementales nécessaires de la part des autorités de réglementation compétentes pour ses activités de développement et son exploitation.

FACTEURS DE RISQUE

Énergie renouvelable Brookfield est assujettie à divers degrés de risque inhérents à la propriété et à l'exploitation d'installations de production d'électricité. Les risques et incertitudes figurant ci-dessous représentent les risques que la société juge importants. Si n'importe lequel des événements commentés ci-dessous se produisait réellement, les actifs, le passif, l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de la société pourraient en subir les contrecoups. D'autres facteurs que la société ne connaît pas en ce moment ou qu'elle croit actuellement négligeables pourraient aussi avoir une incidence sur l'entreprise et les activités futures d'Énergie renouvelable Brookfield.

Risques liés à l'entreprise d'Énergie renouvelable Brookfield

Changements dans l'hydrologie et le régime des vents

Les revenus dégagés par les installations d'Énergie renouvelable Brookfield sont en corrélation directe avec la quantité d'électricité produite, laquelle est à son tour tributaire des débits d'eau disponibles et du régime des vents. L'hydrologie et le régime des vents subissent une variation naturelle d'une année à l'autre et d'une saison à l'autre et peuvent aussi changer en permanence par suite d'un changement climatique ou d'autres facteurs. Une catastrophe naturelle pourrait également influer sur les débits d'eau des bassins hydrographiques dans lesquels Énergie renouvelable Brookfield exerce ses activités. Les

droits d'usage de l'eau sont aussi en général détenus en propriété ou contrôlés par les autorités gouvernementales, qui se réservent le droit de contrôler les niveaux d'eau ou qui peuvent imposer des exigences sur l'utilisation de l'eau comme condition préalable au renouvellement d'un permis. L'énergie éolienne dépend lourdement des conditions météorologiques et, plus particulièrement, du régime des vents. La rentabilité d'un parc éolien dépend non seulement du régime des vents observé sur place, qui est variable par inhérence, mais également de la compatibilité du régime des vents observé avec les hypothèses formulées pendant la phase d'aménagement des projets. Une baisse soutenue des débits d'eau des centrales hydroélectriques d'Énergie renouvelable Brookfield ou du régime des vents des installations d'énergie éolienne de celle-ci pourrait entraîner un changement défavorable important dans le volume de l'électricité produite et les revenus et les flux de trésorerie dégagés.

Fluctuations des prix de l'énergie

Une partie des revenus d'Énergie renouvelable Brookfield est liée, directement ou indirectement, au prix du marché de gros pour l'électricité sur les marchés au sein desquels celle-ci fait affaire. Les prix de l'électricité sur les marchés de gros subissent l'incidence de divers facteurs, dont : le prix du combustible (par exemple, le gaz naturel) servant à la production d'autres sources d'électricité; la gestion de la production et la quantité de capacité de production excédentaire par rapport à la charge dans un marché particulier; le coût du contrôle des émissions polluantes, notamment le coût potentiel du carbone; la structure du marché; et les conditions météorologiques qui influent sur la charge électrique. En conséquence, Énergie renouvelable Brookfield ne peut prévoir avec précision les prix futurs de l'électricité, et la volatilité des prix de cette électricité pourrait avoir des conséquences défavorables importantes sur ses actifs, son passif, son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie.

Gestion de la commercialisation et des ventes d'énergie

Énergie renouvelable Brookfield conclut des contrats matériels et financiers destinés à optimiser les revenus au moyen d'un portefeuille et à atténuer l'impact de la volatilité des prix. Énergie renouvelable Brookfield peut de temps à autre tirer parti d'occasions d'arbitrage à très court terme lorsque les prix horaires diffèrent entre les marchés interconnectés dans sa région d'exploitation. Il existe un risque opérationnel lié à ces activités qui pourrait occasionner des pertes dans certaines circonstances. Énergie renouvelable Brookfield est également exposée aux pertes en cas de non-exécution par les contreparties aux instruments financiers et aux opérations commerciales matérielles relatives à l'électricité et au gaz naturel. Ceci pourrait avoir des conséquences défavorables importantes sur les actifs, le passif, l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie renouvelable Brookfield.

Défaillance de l'équipement

Les actifs de production d'Énergie renouvelable Brookfield peuvent ne pas continuer de fonctionner comme dans le passé et il existe un risque de défaillance de l'équipement en raison de l'usure, d'un vice caché, d'une erreur conceptuelle ou d'une erreur de l'opérateur, entre autres choses, qui pourrait avoir des répercussions défavorables importantes sur les actifs, le passif, l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie renouvelable Brookfield.

Exécution par les contreparties et expiration contractuelle

Une importante partie de l'électricité produite par Énergie renouvelable Brookfield est vendue dans le cadre de CAE à long terme. Si, pour quelque raison que ce soit, un des acheteurs d'électricité dans le cadre de ces CAE ne peut pas ou ne veut pas respecter ses obligations contractuelles au titre de la CAE pertinente ou encore refuse d'accepter la livraison de l'électricité conformément à la CAE visée, les actifs, le passif, l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie renouvelable Brookfield pourraient être sérieusement compromis puisque celle-ci pourrait se voir dans l'impossibilité de remplacer la convention par une convention comportant des modalités équivalentes. En outre, un ralentissement économique pourrait nuire à la capacité de certains clients qui sont des utilisateurs finals de payer l'électricité reçue. Certaines des CAE d'Énergie renouvelable Brookfield prévoient des modalités supérieures à celles qui prévalent sur le marché et à mesure que ces CAE expirent dans le cours normal, la société risque de ne pas pouvoir les remplacer par une entente comportant des modalités équivalentes.

Risque lié à l'industrie

Énergie renouvelable Brookfield fait affaire sur les marchés de l'électricité en Amérique du Nord et au Brésil, sur lesquels influent la concurrence, l'offre et la demande d'électricité, l'emplacement des lignes de transport d'importation et d'exportation et la conjoncture économique globale. Une baisse générale et prolongée de l'économie en Amérique du Nord ou au Brésil ou des efforts de conservation soutenus en vue de la réduction de la consommation d'électricité pourraient à la longue réduire la demande d'énergie électrique, ce qui s'est produit durant la récente récession.

Accessibilité des réseaux de transport

La capacité d'Énergie renouvelable Brookfield de vendre de l'électricité dépend de l'accessibilité des divers réseaux de transport dans les territoires où elle fait affaire. La défaillance des installations de transport existantes ou le manque de capacité de transport adéquate pourrait avoir des conséquences défavorables importantes sur l'aptitude d'Énergie renouvelable Brookfield à livrer de l'électricité à ses divers marchés ou contreparties, sur le prix qu'elle peut payer pour le transport de son électricité ou encore sur le prix qu'elle réalise pour la vente de cette électricité. Elle peut également avoir une incidence sur la capacité d'Énergie renouvelable Brookfield de construire de nouvelles installations dans des endroits assujettis à des restrictions de transport. Chacune de ces éventualités pourrait nuire considérablement aux actifs, au passif, à l'entreprise, à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie d'Énergie renouvelable Brookfield.

Coûts de location de l'énergie hydraulique

Énergie renouvelable Brookfield doit verser des paiements de location et payer des taxes foncières pour les droits d'usage de l'eau ou payer des frais similaires pour l'utilisation de l'eau lorsque ses projets hydroélectriques sont en exploitation commerciale. Des hausses marquées des coûts de location de l'énergie hydraulique ou des frais similaires à l'avenir ou encore des changements apportés à la façon dont les autorités gouvernementales réglementent l'approvisionnement en eau pourraient nuire considérablement aux actifs, au passif, à l'entreprise, à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie d'Énergie renouvelable Brookfield.

Change

Le prix payé pour l'énergie produite par l'exploitation d'Énergie renouvelable Brookfield, une partie de la dette en cours de celle-ci et certains contrats importants d'approvisionnement en équipement sont libellés en monnaies locales qui, dans certains cas, ne sont pas le dollar américain, et les résultats peuvent donc être touchés par les fluctuations des taux de change à la longue. Une baisse considérable de la valeur de la monnaie locale en regard du dollar américain peut avoir des conséquences défavorables sur les flux de trésorerie d'exploitation d'Énergie renouvelable Brookfield. Énergie renouvelable Brookfield peut gérer le risque lié aux fluctuations du taux de change en concluant à l'occasion des contrats de change à terme et en exécutant d'autres stratégies de couverture. Dans la mesure où Énergie renouvelable Brookfield exerce des activités de gestion du risque à l'égard des taux de change, elle sera assujettie aux risques de crédit liés aux contreparties avec lesquelles elle conclut des contrats. Les défauts des contreparties à de tels contrats peuvent avoir des conséquences défavorables importantes sur les résultats d'exploitation d'Énergie renouvelable Brookfield.

Régime de réglementation

L'exploitation des actifs de production d'Énergie renouvelable Brookfield est assujettie à une réglementation élaborée de divers organismes gouvernementaux municipaux, provinciaux, étatiques et fédéraux. Comme les exigences légales changent souvent et sont sujettes à interprétation et à l'exercice d'un certain pouvoir discrétionnaire, Énergie renouvelable Brookfield ne peut prévoir le coût ultime de la conformité avec de telles exigences, ni leur incidence sur son exploitation. Toute nouvelle loi ou tout nouveau règlement pourrait nécessiter des dépenses additionnelles pour la réalisation ou le maintien de la conformité. En outre, les activités qui ne sont pas actuellement réglementées peuvent le devenir, ce qui pourrait entraîner des coûts supplémentaires pour l'entreprise d'Énergie renouvelable Brookfield. Par surcroît, les changements dans les structures ou les règles du marché de gros pourraient avoir des conséquences défavorables importantes sur la capacité d'Énergie renouvelable Brookfield de tirer des revenus de ses installations.

Permis gouvernementaux

L'exploitation d'Énergie renouvelable Brookfield doit respecter de nombreuses normes de la législation et de la réglementation fédérales, régionales, étatiques et locales, au pays et à l'étranger, et nécessite le maintien de nombreux permis, licences et approbations gouvernementales exigés pour la construction et l'exploitation. Certains des permis, licences et approbations gouvernementales qui ont été délivrés à l'égard de l'exploitation d'Énergie renouvelable Brookfield contiennent des conditions et des restrictions ou peuvent comporter des durées limitées. Si Énergie renouvelable Brookfield ne parvient pas à respecter les conditions ou à se plier aux restrictions imposées par ses permis, ses licences et les approbations gouvernementales ou à celles imposées par les exigences de la législation ou de la réglementation, elle peut faire l'objet de mesures de mise à exécution de la réglementation, et l'exploitation pourrait en subir les contrecoups ou être assujettie à des amendes, à des pénalités ou à des coûts supplémentaires. En outre, Énergie renouvelable Brookfield peut être dans l'impossibilité de renouveler, de maintenir ou d'obtenir tous les permis, licences et approbations gouvernementales nécessaires qui sont exigés pour l'exploitation continue ou l'aménagement subséquent de ses projets et en conséquence, l'exploitation ou l'aménagement des projets d'Énergie renouvelable Brookfield peut être limité ou interrompu. Si Énergie renouvelable Brookfield ne parvient pas à renouveler, à maintenir ou à obtenir l'ensemble des permis, licences ou approbations gouvernementales nécessaires, des conséquences défavorables importantes peuvent s'ensuivre sur ses actifs, son passif, son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie.

Force majeure

L'exploitation d'Énergie renouvelable Brookfield est exposée à des dommages potentiels, y compris une perte partielle ou intégrale, résultant de catastrophes (comme par exemple des inondations, des vents violents, des incendies et des séismes). Si, pendant une période prolongée, il se produit un événement important qui entrave la capacité des actifs de production d'Énergie renouvelable Brookfield de produire ou de vendre de l'électricité, y compris des événements qui empêchent les clients existants d'acheter de l'électricité, des conséquences défavorables importantes pourraient s'ensuivre sur les actifs, le passif, l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie renouvelable Brookfield. De plus, les cas de force majeure touchant les actifs d'Énergie renouvelable Brookfield pourraient occasionner des dommages à l'environnement ou nuire à des tiers ou au public, ce qui pourrait engager une lourde responsabilité pour Énergie renouvelable Brookfield. Les actifs de production d'Énergie renouvelable Brookfield pourraient être exposés aux effets du temps violent, à des fléaux de la nature et à des situations pouvant s'avérer catastrophiques, comme des accidents ou des incidents graves touchant les actifs de production de celle-ci. Une mesure de destruction ou un assaut commis par malveillance ou un acte de sabotage ou de terrorisme sur les actifs de production d'Énergie renouvelable Brookfield pourrait également perturber la capacité de celle-ci de produire ou de vendre de l'électricité. Dans certains cas, il est possible que certains événements n'excusent pas Énergie renouvelable Brookfield d'exécuter ses obligations conformément aux ententes avec des tiers. Énergie renouvelable Brookfield peut être responsable de dommages ou subir d'autres pertes par suite d'une telle situation. En outre, bon nombre des actifs de production de celle-ci sont situés dans des régions éloignées, rendant l'accès difficile pour la réparation des dommages.

Sécurité des barrages

Des ruptures de barrage à l'une des centrales hydroélectriques d'Énergie renouvelable Brookfield ou à d'autres centrales ou barrages exploités par des tiers, en amont ou en aval des centrales hydroélectriques d'Énergie renouvelable Brookfield, pourraient entraîner une perte de capacité de production, et la réparation de ces ruptures pourrait forcer Énergie renouvelable Brookfield à engager des capitaux et d'autres ressources considérables. De telles ruptures pourraient occasionner des dommages à l'environnement ou nuire à des tiers ou au public, ce qui pourrait exposer Énergie renouvelable Brookfield à d'importantes responsabilités. Énergie renouvelable Brookfield s'en remet également à des tiers pour l'entretien d'un petit nombre des barrages où se trouvent ses centrales. L'omission de ces tiers d'entretenir adéquatement ces barrages pourrait aussi occasionner des ruptures de barrages.

Limites liées aux assurances

Bien qu'Énergie renouvelable Brookfield maintienne une garantie d'assurance, cette garantie risque de ne plus être accessible à des conditions économiquement réalisables et ne couvrira peut-être pas tous les événements pouvant donner lieu à une perte ou à une demande de règlement visant les actifs ou l'exploitation d'Énergie renouvelable Brookfield. Si la garantie d'assurance d'Énergie renouvelable Brookfield n'est pas adéquate et que celle-ci est forcée d'assumer de telles pertes ou demandes de règlement, sa situation financière pourrait s'en trouver sérieusement compromise.

Risques liés à la santé et à la sécurité et risques environnementaux

La propriété, la construction et l'exploitation des actifs de production d'Énergie renouvelable Brookfield comportent un risque inhérent de responsabilité lié à la sécurité publique, à la santé et à la sécurité des travailleurs, ainsi qu'à l'environnement, y compris le risque d'ordonnances imposées par le gouvernement pour remédier à des conditions non sécuritaires et(ou) corriger ou autrement régler une contamination ou des dommages environnementaux. Énergie renouvelable Brookfield pourrait également être soumise à des pénalités potentielles pour des infractions aux lois sur la santé, la sécurité et l'environnement, ainsi qu'à une responsabilité civile potentielle. Dans le cours normal des activités, Énergie renouvelable Brookfield engage des dépenses en immobilisations et des dépenses d'exploitation pour respecter les lois sur la santé, la sécurité et l'environnement et pour obtenir et respecter les licences, les permis et les autres approbations, ainsi que pour évaluer et gérer les risques connexes. Les coûts de la conformité avec de telles lois (et avec toute loi ou modification future adoptée) peuvent augmenter à la longue et entraîner des dépenses supplémentaires élevées. Énergie renouvelable Brookfield peut devenir assujettie à des ordonnances, à des enquêtes ou à d'autres instances gouvernementales (y compris des poursuites civiles) portant sur des questions liées à la santé, à la sécurité et à l'environnement par suite desquelles ses activités peuvent être limitées ou suspendues. Le déclenchement de l'un de ces événements ou tout changement, ajout ou mise en application plus rigoureuse des lois sur la santé, la sécurité et l'environnement pourrait avoir des conséquences défavorables importantes sur l'exploitation et occasionner des dépenses additionnelles élevées. D'autres questions concernant l'environnement et la santé et la sécurité des travailleurs portant sur des affaires actuellement connues ou inconnues peuvent nécessiter des dépenses imprévues ou entraîner des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements aux activités) nuisant considérablement à l'entreprise et les résultats d'exploitation d'Énergie renouvelable Brookfield.

Litiges

Dans le cours normal de ses activités, Énergie renouvelable Brookfield est visée par diverses poursuites judiciaires qui pourraient la soumettre à d'importantes responsabilités pour dommages. L'issue de poursuites en cours, imminentes ou futures ne peut être prévue avec certitude et peut se révéler défavorable pour Énergie renouvelable Brookfield. Par conséquent, il pourrait s'ensuivre des conséquences défavorables importantes sur les actifs, le passif, l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie renouvelable Brookfield.

Relations de travail

Énergie renouvelable Brookfield ne peut assurer le maintien d'un milieu de travail productif et efficace. Les conventions collectives actuelles d'Énergie renouvelable Brookfield expirent périodiquement, et celle-ci peut se voir dans l'impossibilité de les renouveler sans un conflit de travail ou sans consentir à des hausses marquées des coûts. Dans l'éventualité d'un conflit de travail comme une grève ou un lock-out, la capacité des actifs de production d'Énergie renouvelable Brookfield de produire de l'électricité pourrait être entravée. En conséquence, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie renouvelable Brookfield pourraient être sérieusement compromis.

Brésil

Le climat économique, politique et social du Brésil diffère de celui de la plupart des pays développés à de nombreux égards, y compris la structure, l'engagement du gouvernement, le niveau de développement, le taux de croissance économique, le contrôle du change par le gouvernement, l'affectation des ressources et la position de balance des paiements. De plus, le Brésil a connu des

périodes d'inflation galopante. Les actifs, le passif, l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie renouvelable Brookfield peuvent subir des conséquences défavorables importantes de divers facteurs, dont les suivants :

- les changements dans la situation politique, économique et sociale du Brésil;
- les mouvements sociaux qui invoquent l'invasion ou l'occupation des terres pour demander la redistribution des propriétés et le dédommagement des résidants locaux;
- les changements dans les politiques du gouvernement du Brésil, y compris les changements dans les politiques touchant l'industrie de l'énergie renouvelable;
- les changements dans les lois et règlements ou dans leur interprétation;
- les mesures pouvant être introduites pour contrôler l'inflation ou la déflation;
- un abus de la puissance commerciale par les autorités fédérales ou étatiques du Brésil;
- les changements dans le taux ou le mode d'imposition;
- une expropriation par le gouvernement fédéral du Brésil;
- des erreurs, de la fraude ou de la corruption dans le régime d'enregistrement foncier du Brésil, causant des pertes d'immeubles;
- l'imposition de restrictions additionnelles sur la conversion des devises et leur remise à l'étranger;
- une réduction de la protection des tarifs et des autres restrictions à l'importation; et
- la capacité d'obtenir un financement de projet à des niveaux adéquats et pour une durée appropriée.

Actes illégaux et systèmes défaillants

La société pourrait subir une perte importante découlant d'une fraude, d'autres actes illégaux, de processus ou de systèmes inadéquats ou défaillants ou d'événements externes, comme des menaces pour la sécurité ayant une incidence sur sa capacité d'exercer ses activités. La société exerce ses activités dans différents marchés et compte sur le fait que les membres de son personnel respectent les politiques et les processus qu'elle préconise, ainsi que les lois applicables, lorsqu'ils exercent leurs activités. Le risque lié aux actes illégaux ou aux systèmes défaillants fait l'objet d'une gestion à la grandeur de l'infrastructure de la société, de ses contrôles, de ses systèmes et de son personnel, qui est appuyée par des groupes centralisés s'attachant à gérer dans toute l'entreprise les risques opérationnels spécifiques comme ceux qui sont associés à la fraude, au commerce, à l'impartition et à l'interruption des activités commerciales, ainsi que les risques liés au personnel et aux systèmes. La société a mis au point des programmes, des politiques, des normes et des méthodologies spécifiques destinés à appuyer la gestion de ces risques. Une mauvaise gestion de ces risques pourrait entraîner directement ou indirectement des pertes financières, une atteinte à la réputation, une censure réglementaire ou la gestion incorrecte d'autres risques, comme le risque lié au crédit ou le risque lié au marché. La société n'a jamais subi de perte importante par suite d'actes illégaux ou de systèmes défaillants.

Changements dans la technologie

Il existe d'autres technologies pouvant produire de l'électricité, plus particulièrement les centrales à combustible fossile, les centrales nucléaires, les piles à combustible, les microturbines et les cellules photovoltaïques (solaires). Certaines de ces technologies substituts produisent actuellement de l'électricité à un prix moyen plus élevé que les installations de production d'Énergie renouvelable Brookfield; toutefois, les activités de recherche et de développement se poursuivent pour donner lieu à des améliorations à ces technologies substituts, et leur coût de production d'électricité diminue graduellement. Il est possible que les progrès réalisés réduisent davantage le coût des méthodes substituts de production d'électricité. En pareil cas, l'avantage concurrentiel des projets d'Énergie renouvelable Brookfield pourrait être sérieusement amoindri, voire éliminé, et les actifs, le passif,

l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de celle-ci pourraient en souffrir considérablement.

Risques liés à la croissance

Occasions d'acquisition

Pour créer une valeur pour les actionnaires, la société a pour stratégie de tenter d'acquérir ou d'aménager des actifs et des entreprises de haute qualité qui produisent des flux de trésorerie durables et croissants, en vue de réaliser des rendements appropriés, rajustés en fonction des risques, de ses capitaux investis à long terme. Toutefois, il n'y a aucune certitude que la société sera en mesure de trouver et de mener à bien un nombre suffisant d'occasions d'investissement qui répondent à ses critères dans ce domaine. Ses critères d'investissement tiennent compte, notamment, du bien fondé financier, opérationnel, stratégique et de gouvernance d'une acquisition proposée et à ce titre, rien ne garantit qu'elle pourra acquérir ou aménager des actifs additionnels de haute qualité à des prix attrayants pour poursuivre la croissance de son entreprise. La concurrence pour les actifs est intense et celle pratiquée par d'autres investisseurs ou sociétés bénéficiant de capitaux élevés peut augmenter considérablement le prix d'achat ou empêcher la société de conclure une acquisition. Elle peut être dans l'impossibilité de financer les acquisitions à des conditions favorables. En outre, parce que la société est détenue en propriété exclusive par son actionnaire, les objectifs de croissance de son entreprise dépendent de celui-ci.

Soutien de l'énergie renouvelable

Le développement de sources d'énergie renouvelable et la croissance globale de cette industrie dépendent des politiques nationales et internationales à l'appui d'un tel développement. Plus particulièrement, le Canada et les États-Unis, deux des principaux marchés d'Énergie renouvelable Brookfield, appliquent des politiques de soutien actif de l'énergie renouvelable depuis plusieurs années. Ces politiques incluent des obligations d'achat d'énergie renouvelable imposées aux entités de services locaux, des incitatifs fiscaux, y compris des crédits d'impôt pour la production et l'amortissement accéléré, ainsi que des subventions directes. Le coût de l'énergie renouvelable pour les acheteurs, de même que le rendement économique à la portée des commanditaires de projet, dépendent souvent du niveau d'encouragements accessibles, et l'accessibilité de ces incitatifs est incertaine. Il existe un risque que la réglementation gouvernementale prévoyant des encouragements pour l'énergie renouvelable puisse changer à tout moment. Un tel changement pourrait nuire à la compétitivité de l'énergie renouvelable en général, de même qu'à la valeur économique et à la capacité d'Énergie renouvelable Brookfield d'aménager ses projets en particulier. En conséquence, Énergie renouvelable Brookfield peut éprouver des difficultés à aménager l'ensemble de ses projets et à réaliser ses objectifs de croissance de développement. Énergie renouvelable Brookfield peut aussi subir en conséquence d'importantes dévaluations ou radiations de ses actifs d'aménagement.

Risques liés au développement

La capacité d'Énergie renouvelable Brookfield de réaliser ses plans de croissance par l'aménagement de projets nouveaux dépend de l'aptitude de celle-ci à aménager les emplacements existants et à trouver de nouveaux emplacements convenant à l'aménagement de projets viables. Pour qu'un permis d'aménagement puisse être maintenu, des mesures d'aménagement particulières doivent souvent être entreprises. L'aménagement fructueux de nouveaux projets d'électricité, qu'il s'agisse d'énergie hydroélectrique ou éolienne, dépend en général de divers facteurs, dont les suivants :

la capacité d'obtenir un emplacement attrayant à des conditions raisonnables;

la capacité de mesurer l'accessibilité aux ressources comme les débits d'eau ou la vitesse des vents à des niveaux jugés attrayants sur le plan économique pour l'aménagement continu d'un projet;

la capacité d'obtenir les approbations, les licences et les permis qui dépendent de la conclusion fructueuse du processus de réglementation ou d'études environnementales;

l'acceptation des aménagements proposés par les intervenants locaux, les collectivités et, dans certains cas, les Premières nations et d'autres peuples autochtones;

la capacité d'obtenir l'accès à l'interconnexion pour le transport ou des ententes s'y rapportant;

la capacité d'obtenir des CAE à long terme ou d'autres contrats de vente à des conditions raisonnables; et

la capacité d'obtenir l'équipement nécessaire selon un échéancier jumelé aux occasions de vente d'électricité à long terme.

Chacun de ces facteurs peut s'avérer crucial pour déterminer si un projet d'aménagement particulier sera en fin de compte approprié à la construction. La non-réalisation de l'un de ces éléments peut empêcher l'aménagement et la construction d'un projet. Dans un tel cas, Énergie renouvelable Brookfield risquerait de perdre tout son investissement dans les dépenses d'aménagement et pourrait devoir radier les actifs d'aménagement du projet.

Risques liés à la construction

La capacité d'Énergie renouvelable Brookfield d'aménager un projet fructueux sur le plan économique dépend, notamment, de l'aptitude de celle-ci à construire un projet particulier dans les délais requis et dans le respect du budget. La construction et l'aménagement d'installations de production sont soumis à divers risques concernant l'environnement, l'ingénierie et la construction qui pourraient occasionner des dépassements de coûts, des retards et un rendement réduit. Les divers facteurs qui pourraient causer ces retards, ces dépassements de coûts ou ce rendement réduit incluent, notamment, les délais pour l'obtention des permis, les exigences évolutives de l'aspect technique et de la conception, le rendement des entrepreneurs, les conflits de travail et le mauvais temps.

Les coûts de l'équipement de production d'électricité varient selon l'offre et la demande de ceux-ci, de même que les prix des marchandises, et ils ont augmenté considérablement au cours des dernières années précédant la dernière récession Dans un tel environnement, le niveau des cautionnements d'exécution contractuelle et des garanties de l'équipement qu'Énergie renouvelable Brookfield est en mesure de négocier auprès des fournisseurs peut être limité. Pour obtenir de l'équipement, Énergie renouvelable Brookfield peut conclure des bons de commande avec des tiers fournisseurs pour l'équipement de production destiné aux projets en construction, et de tels bons de commande nécessitent des dépôts avant la livraison de l'équipement. Si un ou plusieurs de ces fournisseurs ne peuvent respecter leurs obligations aux termes des contrats, une perte possible de revenus, des retards dans la construction et une hausse des coûts de construction s'ensuivraient pour Énergie renouvelable Brookfield. L'omission de n'importe quel fournisseur d'équipement de respecter ses obligations envers Énergie renouvelable Brookfield peut empêcher celle-ci de respecter ses engagements et entraîner ainsi des défauts ou une responsabilité potentiels aux termes des CAE. Par exemple, Énergie renouvelable Brookfield peut être obligée de verser des paiements à l'acheteur d'électricité concerné dont le montant correspond aux coûts de remplacement, pour l'acheteur, de l'énergie pour tout déficit qu'elle ne fournit pas dans le cadre de la CAE et que l'acheteur est tenu d'obtenir d'une autre source. Énergie renouvelable Brookfield peut aussi devoir payer des dommages-intérêts et d'autres sommes et pénalités par suite d'une non-conformité dans le cadre des CAE, ou l'acheteur peut avoir le droit de résilier la CAE concernée.

En plus d'éprouver des difficultés à obtenir de l'équipement, Énergie renouvelable Brookfield peut avoir du mal à trouver des fournisseurs ou des entrepreneurs ayant l'expérience ou l'expertise nécessaire pour fournir des services de construction. Par surcroît, les coûts de construction pourraient augmenter rapidement en raison de la hausse des prix de la main-d'œuvre et des matières premières comme les métaux et le béton. Toute hausse marquée des coûts de construction d'un projet pourrait nuire considérablement à la capacité d'Énergie renouvelable Brookfield d'aménager ses projets et mettre en péril la rentabilité future de ceux-ci. En cas de retard dans la construction d'un projet, Énergie renouvelable Brookfield peut devoir faire face à des pénalités ou être soumise à une menace de résiliation de la ou des CAE d'un projet.

Recherche et développement

Le marché de l'énergie renouvelable est un marché dans lequel la technologie évolue rapidement. Les techniques de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable s'améliorent sans cesse. En outre, ces techniques deviennent plus complexes, comme l'installation de parcs éoliens en terrains difficiles ou le service des parcs éoliens en mer.

Énergie renouvelable Brookfield peut investir dans des technologies nouvellement développées et moins éprouvées et les utiliser dans ses projets d'aménagement. Rien ne garantit que ces technologies nouvelles donneront un rendement répondant aux attentes. Si une nouvelle technologie ne donne pas les résultats attendus, la rentabilité d'un projet d'aménagement particulier peut s'en trouver sérieusement compromise.

Relations avec les partenaires

Énergie renouvelable Brookfield conclut divers types d'arrangements avec des localités et des coparticipants pour l'aménagement de projets. Certaines de ces localités et certains de ces partenaires peuvent avoir ou développer des intérêts ou des objectifs différents ou même contradictoires par rapport à ceux d'Énergie renouvelable Brookfield. Toute pareille différence pourrait avoir une incidence défavorable sur le succès des projets d'Énergie renouvelable Brookfield. Énergie renouvelable Brookfield doit parfois, au moyen du processus d'obtention de permis et d'approbation, aviser divers groupes d'intervenants et les consulter, y compris des propriétaires fonciers privés, les Premières nations et d'autres groupes autochtones, et les municipalités. Des retards imprévus dans ce processus pourraient nuire à la capacité d'Énergie renouvelable Brookfield de terminer un projet donné à temps, voire même du tout.

Lorsqu'Énergie renouvelable Brookfield exerce des activités en collaboration avec un partenaire local, celui-ci peut se charger de trouver de nouveaux projets et exécuter les projets parvenus au stade d'aménagement, y compris les relations avec les autorités locales. Dans les cas où de tels partenariats sont mis en œuvre par l'établissement d'une coentreprise, Énergie renouvelable Brookfield n'exerce pas nécessairement le plein contrôle légal ou économique.

Énergie renouvelable Brookfield peut aussi s'associer à un ou plusieurs co-investisseurs afin de bénéficier au maximum des incitatifs fiscaux portant sur ses investissements dans l'énergie renouvelable. L'organisation de ces structures est négociée au cas par cas. En cas de désaccord avec les partenaires d'Énergie renouvelable Brookfield ou les autorités fiscales ou encore de cessation d'un ou plusieurs de ces partenariats, Énergie renouvelable Brookfield pourrait se voir privée d'une importante partie de son programme d'aménagement, ce qui pourrait nuire considérablement à ses actifs, à son passif, à son entreprise, à sa situation financière, à ses résultats d'exploitation et à ses flux de trésorerie.

Risques liés à l'intégration des acquisitions

Énergie renouvelable Brookfield a pour stratégie de poursuivre l'expansion de son entreprise au moyen d'acquisitions. L'intégration des sociétés ou des actifs acquis comporte divers risques qui pourraient avoir des conséquences défavorables importantes sur l'entreprise d'Énergie renouvelable Brookfield, dont les suivantes :

l'omission des sociétés ou des actifs acquis de donner les résultats prévus au chapitre de l'investissement;

les risques liés à l'intégration des entreprises ou des actifs et l'intégration ou la rétention du personnel relié aux sociétés ou aux actifs acquis; et

l'incapacité de réaliser les synergies prévues.

De plus, il peut exister des responsabilités non divulguées pour lesquelles Énergie renouvelable Brookfield ne pourrait se prévaloir d'un recours quelconque contre le vendeur. Les recours, notamment contractuels, juridiques ou au moyen d'assurances, peuvent s'avérer insuffisants, et la découverte d'une responsabilité importante après une clôture d'acquisition pourrait avoir des conséquences défavorables

importantes sur les actifs, le passif, l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie renouvelable Brookfield.

Nouveaux marchés

Énergie renouvelable Brookfield peut rechercher des acquisitions sur de nouveaux marchés assujettis à la réglementation de divers gouvernements et de diverses autorités de réglementation à l'étranger, ainsi qu'à l'application de lois étrangères. Ces lois ou règlements étrangers pourraient, dans le cadre des relations contractuelles d'Énergie renouvelable Brookfield dans de tels pays, ne pas fournir le même genre de certitude et de droits légaux que ceux qui sont accordés aux projets de celle-ci au Canada, aux États-Unis et au Brésil, ce qui pourrait nuire à sa capacité de recevoir des revenus ou de faire valoir ses droits à l'égard de ses activités étrangères. De plus, les lois et règlements de certains pays peuvent limiter la capacité d'Énergie renouvelable Brookfield de détenir une participation majoritaire dans certains projets qu'elle peut aménager ou acquérir, limitant ainsi son aptitude à contrôler l'aménagement, la construction et l'exploitation de tels projets. Toute exploitation peut également être assujettie à des risques politiques, économiques et financiers considérables, qui varient d'un pays à l'autre, et incluent :

- les changements dans les politiques ou le personnel des autorités de gouvernementales;
- les changements dans la conjoncture économique générale;
- les restrictions sur le transfert ou la convertibilité des devises;
- les changements dans les relations de travail;
- l'instabilité politique et l'agitation civile;
- les changements sur le marché local de l'électricité; et
- la violation ou la répudiation d'engagements contractuels importants par les autorités gouvernementales, ainsi que l'expropriation et la confiscation d'actifs et d'installations pour une valeur inférieure à leur juste valeur marchande.

Baisses de la valeur des actifs d'infrastructure et des distributions en provenance de ceux-ci

Une conjoncture économique défavorable pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur et la liquidité des investissements dans les infrastructures de la société et le niveau du revenu de placement. Les valeurs marchandes des investissements dans les infrastructures de la société, tout comme les revenus qui en découlent, peuvent diminuer pour diverses raisons, y compris les changements dans les conjonctures économiques locales, régionales, nationales et internationales et d'autres événements et éventualités pouvant avoir une incidence sur les marchés et les industries au sein desquels les investissements dans les infrastructures de la société sont exploités; les changements dans les investissements dans les infrastructures de la société ou la composition de leurs actifs; les variations dans leurs résultats d'exploitation et leur situation financière; les changements dans les politiques de distribution des investissements dans les infrastructures de la société; les changements dans les lois et la réglementation gouvernementale touchant leur entreprise; la non-conformité avec la réglementation; les poursuites judiciaires; les restrictions touchant les investissements; les niveaux d'endettement; l'accessibilité du crédit et des capitaux; les changements dans les taux de change, les taux d'intérêt, les prix des marchandises et d'autres risques financiers; les changements dans les lois fiscales; les dévaluations ou la perception des questions de crédit ou de liquidité (y compris les changements des notations) touchant les investissements dans les infrastructures de la société; les changements dans l'orientation stratégique des investissements dans les infrastructures de la société; l'atteinte des objectifs stratégiques des investissements dans les infrastructures de la société; les fusions, les acquisitions et les désinvestissements touchant les investissements dans les infrastructures de la société; et les autres risques propres aux opérations commerciales des investissements dans les infrastructures de la société.

Risques liés au financement d'Énergie renouvelable Brookfield

Risque lié aux marchés financiers

Énergie renouvelable Brookfield a une dette d'entreprise et une dette sans recours au niveau des projets devant être remplacées de temps à autre. De plus, les acquisitions, l'aménagement et la construction futurs d'installations nouvelles et les autres dépenses en immobilisations seront financés sur les liquidités provenant de l'exploitation d'Énergie renouvelable Brookfield, d'emprunts et de ventes futures possibles de titres de participation. À ce titre, pour financer sa croissance, Énergie renouvelable Brookfield peut avoir besoin de lever des capitaux propres et des capitaux empruntés additionnels. Sa capacité d'y parvenir est notamment tributaire de l'état général des marchés financiers et du désir des investisseurs d'investir dans des actifs d'énergie renouvelable et d'infrastructures en général et dans les titres d'Énergie renouvelable Brookfield en particulier. Énergie renouvelable Brookfield dépend aussi de l'accessibilité au crédit consenti par les banques d'affaires.

Dans la mesure où les sources de capitaux externes deviennent limitées ou inaccessibles ou encore sont accessibles à des conditions coûteuses, la capacité d'Énergie renouvelable Brookfield d'effectuer les dépenses en immobilisations nécessaires pour la construction d'installations nouvelles ou l'entretien des installations existantes sera entravée, et ses actifs, son passif, son entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie pourront s'en trouver sérieusement compromis.

Dette générale

Énergie renouvelable Brookfield est assujettie à des restrictions opérationnelles et financières en raison des engagements que renferment certains contrats de prêt et accords de sûreté. Ces restrictions interdisent ou limitent sa capacité et celle de ses filiales de contracter des dettes additionnelles, de fournir des cautionnements pour la dette, de créer des priorités ou hypothèques mobilières ou légales, de disposer d'actifs, de procéder à une liquidation, à une dissolution, à une fusion, à un regroupement ou d'effectuer toute réorganisation interne ou refonte du capital, de déclarer des dividendes, d'émettre des titres de participation et de créer des filiales, entre autres choses. Les engagements financiers de ses facilités de crédit consenties par une banque d'affaires, ainsi que dans ses débentures d'entreprise non garanties limitent sa dette globale à un pourcentage de sa structure du capital totale ou diminuent sa capacité de contracter des dettes si ce pourcentage dépasse des ratios précisés. De telles restrictions peuvent limiter la capacité d'Énergie renouvelable Brookfield d'obtenir un financement additionnel, de résister aux ralentissements dans son entreprise et de tirer parti des occasions d'affaires et de développement. Si Énergie renouvelable Brookfield enfreint de tels engagements, ses facilités de crédit peuvent être résiliées ou venir à échéance ou la déchéance du terme de ses débentures non garanties peut être déclenchée. De tels événements peuvent détériorer sa notation du crédit et elle peut en conséquence être soumise à des intérêts débiteurs et à des frais financiers plus élevés. Énergie renouvelable Brookfield peut aussi devoir rechercher un financement par emprunt additionnel à des conditions incluant des engagements plus restrictifs, nécessitant un remboursement selon un échéancier accéléré ou imposer d'autres obligations limitant sa capacité de faire croître l'entreprise, d'acquérir les actifs nécessaires ou de prendre d'autres mesures qu'elle pourrait autrement juger appropriées ou souhaitables.

En outre, Énergie renouvelable Brookfield émet des cautionnements ou fournit des biens en garantie à l'égard de ses activités de commercialisation de l'électricité. Si sa notation du crédit était abaissée, Énergie renouvelable Brookfield pourrait devoir donner des liquidités en garantie alors que ses contreparties avaient toujours accepté un cautionnement d'entreprise ou elle pourrait devoir donner des biens en garantie d'une valeur accrue à l'appui de ses obligations financières contractuelles en cours. En pareil cas, la situation financière d'Énergie renouvelable Brookfield pourrait s'en trouver sérieusement compromise.

Notations du crédit

Rien ne garantit qu'une notation du crédit attribuée à Énergie renouvelable Brookfield ou aux titres de créance de la société ou d'une de ses filiales demeurera en vigueur pendant une période donnée, ni qu'une notation ne sera pas abaissée ou retirée complètement par l'agence de notation

concernée. L'abaissement ou le retrait de ces notations peut avoir des conséquences défavorables sur la situation financière de la société et sa capacité de lever des capitaux.

Financement de projet

Énergie renouvelable Brookfield s'en remet à des structures de financement de projet à recours limité pour financer une grande partie de ses activités. De tels financements obligent habituellement Énergie renouvelable Brookfield à accorder une sûreté de premier rang grevant les actifs sous-jacents au projet en faveur de tiers prêteurs. De plus, la capacité d'Énergie renouvelable Brookfield de retirer des flux de trésorerie de ses filiales financées en fonction d'un recours limité dépend habituellement du maintien de ratios minimums de couverture par les flux de trésorerie, ainsi que du maintien de certains comptes en garantie. Si Énergie renouvelable Brookfield ne peut retirer des liquidités de ses filiales, sa situation financière et ses flux de trésorerie pourraient en être sérieusement compromis. Bien que certains financements de projets d'Énergie renouvelable Brookfield soient conçus pour permettre la création d'une dette additionnelle, la capacité de celle-ci de créer une dette additionnelle dépend des tests de couverture par les flux de trésorerie, de même que du maintien d'une notation minimum du crédit. Si Énergie renouvelable Brookfield ne peut lever un financement par emprunt additionnel, sa situation financière pourrait en être sérieusement compromise et elle pourrait se voir dans l'impossibilité de donner suite à des occasions de croissance.

Risque lié aux refinancements

Bon nombre des financements de projet d'Énergie renouvelable Brookfield sont constitués de financements à intérêt seulement ou à amortissement limité. À ce titre, une grande partie de la dette en cours doit être refinancée à l'échéance. De plus, les financements d'Énergie renouvelable Brookfield peuvent contenir des conditions limitant la capacité de celle-ci de rembourser la dette avant l'échéance sans être soumise à des pénalités, ce qui peut restreindre sa souplesse sur les marchés financiers. Le risque lié aux refinancements inclut, entre autres facteurs, la dépendance envers le rendement d'exploitation continu des actifs d'Énergie renouvelable Brookfield, les prix futurs du marché de l'électricité, les conditions futures des marchés financiers, le niveau des taux d'intérêt futurs et l'évaluation, par les investisseurs, du risque lié au crédit d'Énergie renouvelable Brookfield à ce moment.

Risque lié aux taux d'intérêt

Certains financements d'Énergie renouvelable Brookfield sont exposés au risque lié aux taux d'intérêt variables, tout comme les financements futurs pourront l'être. Si les taux d'intérêt augmentent, une proportion accrue des flux de trésorerie d'Énergie renouvelable Brookfield devra peut-être être affectée au service de la dette. Plus particulièrement, Énergie renouvelable Brookfield peut être soumise au risque lié aux taux d'intérêt concernant les financements futurs à taux variable des travaux de construction.

Changements dans les lois et les pratiques fiscales et conventions fiscales internationales

La structure d'Énergie renouvelable Brookfield repose sur les lois et les pratiques fiscales qui prévalent dans les territoires locaux où elle fait affaire, ainsi que sur les conventions fiscales internationales en vigueur dans les pays où se déroulent ses activités. Les lois et les pratiques fiscales et, plus particulièrement, les règles fiscales applicables aux projets d'énergie renouvelable et les incitatifs ou les crédits d'impôt particuliers peuvent changer à tout moment. Les conventions fiscales internationales pourraient également changer en tout temps. Tout changement dans les lois et les pratiques fiscales dans ces territoires et dans les conventions fiscales internationales concernées pourrait nuire au revenu imposable et aux flux de trésorerie d'Énergie renouvelable Brookfield.

POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES

Des dividendes sur les actions ordinaires de la société (les ***actions ordinaires***), les actions privilégiées de catégorie A, les actions privilégiées de catégorie B et les actions privilégiées de catégorie C peuvent être payés selon leur déclaration par le conseil d'administration de la société. Depuis la fusion de la société le 31 mars 2008, des dividendes ont été versés à raison de 5,66 $ par action

Fonds Énergie renouvelable
Brookfield

Notice annuelle
Fonds Énergie renouvelable Brookfield
Le 30 mars 2011

TABLE DES MATIÈRES

AVERTISSEMENTS 4
Renseignements prospectifs 4
Mesures non conformes aux PCGR 5
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE 6
Relations intersociétés 7
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE 9
Historique triennal 9
DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE 11
Production d'énergie hydroélectrique et éolienne 11
Objectif et stratégie du Fonds 14
Actifs 14
Exploitation hydroélectrique au Canada 14
Exploitation d'énergie éolienne au Canada 17
Exploitation hydroélectrique aux États-Unis 18
DÉPENDANCE ÉCONOMIQUE 18
CONTEXTE COMMERCIAL 19
Marché de l'énergie renouvelable 20
Atouts concurrentiels 21
Avantages de la production hydroélectrique et éolienne 22

POLITIQUES D'ENTREPRISE 23
FACTEURS DE RISQUE 24
POLITIQUE DE DISTRIBUTION 37
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES 38
DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL 39
NOTATIONS ET LIQUIDITÉ 54
FIDUCIAIRES ET HAUTS DIRIGEANTS 55
DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES 58
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES 59
LITIGES ET MESURES DE RÉGLEMENTATION 59
CONTRATS IMPORTANTS 59
EXPERTS INTÉRESSÉS 61
INFORMATION CONCERNANT LE COMITÉ D'AUDIT 61
COMPLÉMENT D'INFORMATION 63
ANNEXE A – COMITÉ D'AUDIT – PARAMÈTRES DU MANDAT 64

AVERTISSEMENTS

Renseignements prospectifs

La présente notice annuelle contient des énoncés et des renseignements prospectifs sur les activités, l'exploitation et la situation financière du Fonds Énergie renouvelable Brookfield (le ***Fonds***). Les énoncés prospectifs peuvent être identifiés par l'utilisation de mots comme « prévoit », « s'attend », « cherche à », « est prévu », « estime », « tente », « entend », « compte », « croit » ou des variations de ces mots et expressions ou préciser que certains événements, mesures ou résultats « peuvent », « pourraient » ou « devraient » avoir lieu, se produire ou être réalisés ou « auraient » ou « auront » lieu, « se produiraient » ou « se produiront » ou « se réaliseraient » ou « se réaliseront ». Bien que le Fonds croie que ses résultats, son rendement ou ses réalisations futurs prévus que les énoncés et les renseignements prospectifs estiment ou laissent entendre sont fondés sur des hypothèses et des attentes raisonnables, le lecteur ne devrait pas accorder une confiance indue aux énoncés et aux renseignements prospectifs puisqu'ils comportent des hypothèses, des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs par suite desquels les résultats, le rendement ou les réalisations réels du Fonds peuvent différer considérablement des résultats, du rendement ou des réalisations futurs prévus que les énoncés et les renseignements prospectifs expriment ou laissent entendre. Les facteurs par suite desquels les résultats réels pourraient différer considérablement de ceux que les énoncés et les renseignements prospectifs envisagent ou laissent entendre comprennent, notamment : les changements dans l'hydrologie et le régime des vents; les défaillances d'équipement; l'omission, par les contreparties, de remplir leurs obligations contractuelles et l'omission, par le Fonds, de remplacer les contrats; la dépendance du Fonds envers Énergie renouvelable Brookfield Inc. et les conflits d'intérêts potentiels entre Énergie renouvelable Brookfield Inc., Brookfield Asset Management Inc. et le Fonds; les changements dans les droits d'usage de l'eau; l'omission, par le Fonds, de découvrir les obligations associées aux acquisitions et son incapacité d'intégrer les acquisitions avec succès; les changements apportés à la réglementation et l'augmentation des coûts de la réglementation; l'omission, par le Fonds, de renouveler, de maintenir ou d'obtenir les permis gouvernementaux nécessaires; le risque que le Fonds diminue les distributions pour financer les dépenses en immobilisations; l'incapacité de produire ou de vendre de l'électricité; l'omission, par le Fonds, de maintenir la sécurité de l'équipement ou des barrages; la défectuosité des systèmes de transport ou des capacités de transport appropriées; des assurances inadéquates; l'omission, par le Fonds, de respecter la réglementation en matière de santé, de sécurité et d'environnement; les relations et les interruptions de travail; les retards dans la construction et l'augmentation des coûts de construction; la menace de poursuites judiciaires et de réclamations contre le Fonds; les pertes importantes découlant de fraudes, d'autres actes illégaux, de processus ou de systèmes inadéquats ou défaillants ou d'événements externes ayant une incidence sur la capacité du Fonds d'exercer ses activités; les fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain; les changements dans l'économie générale; les changements dans l'appui de l'énergie renouvelable; les changements dans la technologie; l'application des règles relatives aux placements dans des abris fiscaux aux entités filiales du Fonds; les fluctuations du prix de l'énergie; l'incapacité du Fonds d'accéder à des capitaux et de refinancer le capital à des conditions souhaitables et l'évolution des taux d'intérêt; les risques liés à l'incapacité du Fonds ou de ses filiales de contracter des dettes additionnelles; l'incapacité du Fonds de retirer des liquidités des filiales; l'incapacité du Fonds de maintenir ses notations du crédit actuelles; les risques liés à la nature des parts de fiducie (au sens donné plus loin), aux questions fiscales et à l'admissibilité aux fins de placement; le marché des parts de fiducie et le prix de celles-ci; la responsabilité potentielle des porteurs de parts; et les autres risques et facteurs détaillés de temps à autre dans les documents déposés par le Fonds auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada.

Ces facteurs et d'autres facteurs de risque, tels qu'ils sont décrits sous la rubrique *Facteurs de risque* à la page 24, représentent les risques que le Fonds juge importants. D'autres facteurs que le Fonds ne connaît pas actuellement ou qu'il croit négligeables en ce moment pourraient aussi faire différer sensiblement les résultats réels de ceux exprimés dans les énoncés et les renseignements prospectifs contenus aux présentes et y étant intégrés par renvoi. Le Fonds décline toute obligation de mettre à jour

publiquement ou de réviser l'un des énoncés ou des renseignements prospectifs contenus dans la présente notice annuelle ou y étant intégrés par renvoi, par suite de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement, sauf tel que les lois applicables l'exigent.

Ces énoncés prospectifs représentent le point de vue du Fonds à la date du présent document. On ne doit pas considérer que ces énoncés prospectifs représentent le point de vue du Fonds à compter de toute date ultérieure à la date de la présente notice annuelle.

Mesures non conformes aux PCGR

La présente notice annuelle contient des renvois aux « liquidités distribuables ». Les liquidités distribuables n'ont pas de signification normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus (***PCGR***) au Canada. Par conséquent, cette mesure pourrait ne pas être comparable à d'autres mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. La direction du Fonds croit que les liquidités distribuables constituent une mesure supplémentaire utile qui permet d'aider les investisseurs à évaluer le rendement financier et les liquidités générées par le Fonds qui sont à la portée des porteurs de parts de celui-ci aux fins de distribution. Les liquidités distribuables sont fondées sur 100 % du bénéfice net, à l'exclusion des principales charges d'entretien, après rajustement pour qu'il soit tenu compte des opérations sans effet sur la trésorerie comme la dépréciation, l'amortissement et les impôts futurs. Une réserve pour immobilisations est ensuite déduite du résultat pour établir les liquidités distribuables. Les liquidités distribuables ne devraient pas être considérées comme l'unique mesure du rendement du Fonds et ne devraient pas être considérées séparément de l'analyse des états financiers du Fonds préparés conformément aux PCGR, ni considérées comme un substitut de celle-ci.

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Le Fonds a été établi en 1999 en tant que fiducie à capital variable non constituée en société sous le régime des lois de la province de Québec conformément à un acte de fiducie (l'***acte de fiducie***) daté du 14 septembre 1999 et refondu le 27 octobre 1999, dans sa version modifiée à l'occasion.

Le Fonds a annoncé le 6 juillet 2009 son intention de transformer sa structure de fiducie de revenu en une société par actions au plus tard le 1er janvier 2011. Le 21 octobre 2010, le Fonds a annoncé qu'il avait décidé de reporter sa conversion d'une fiducie de revenu à une société par actions, dont la prise d'effet était initialement prévue aux environs du 30 novembre 2010, pour prendre plus de temps pour approfondir la structure optimale de la conversion et pour analyser les autres solutions de rechange à sa portée. Voir la rubrique *Règles relatives aux EIPD* ci-dessous.

Le Fonds est un important producteur d'énergie renouvelable propre à prix modique et est propriétaire d'un portefeuille diversifié d'actifs de production d'énergie produisant de l'électricité exclusivement à partir de ressources écologiques d'énergie hydraulique et éolienne. Le Fonds possède une puissance installée de plus de 1 700 mégawatts (***MW***) produisant plus de 6 500 gigawattheures (***GWh***) d'énergie par année.

Les parts de fiducie du Fonds (les ***parts de fiducie***) sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole boursier BRC.UN. Son siège social et bureau enregistré est situé au 480, boulevard de la Cité, Ville de Gatineau (Québec) J8T 8R3. Le Fonds n'a aucun membre du personnel direct, mais il compte environ 125 membres du personnel à temps plein à l'échelle des activités de ses filiales.

Le 10 février 2010, le Fonds a constitué une filiale en propriété exclusive, Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (***Actions privilégiées ERB***). Le 10 mars 2010, Actions privilégiées ERB a conclu un appel public à l'épargne visant les actions privilégiées de catégorie A, série 1 (les ***actions de série 1***) qui sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole boursier BRF.PR.A.

Compte tenu d'un échange intégral, le Fonds appartient à hauteur de 34 % à Énergie renouvelable Brookfield Inc. (***Énergie renouvelable Brookfield***), grâce à sa propriété de 33 128 338 parts de fiducie et de 4 062 500 actions (les ***actions échangeables***) de Great Lakes Power Holding Corporation (***GLPHC***), une filiale du Fonds. Les actions échangeables peuvent être échangées en tout temps contre des parts de fiducie à raison d'une pour une.

Le Fonds a changé sa dénomination, qui était Fonds de revenu Great Lakes Hydro, pour Fonds Énergie renouvelable Brookfield le 31 août 2009 après l'acquisition de la quasi-totalité des actifs de production d'Énergie renouvelable Brookfield au Canada. Le changement de dénomination reflète la position du Fonds en tant que véhicule exclusif pour les centrales hydroélectriques et les parcs éoliens en exploitation contractuelle ou prêts à la construction au Canada de Brookfield Asset Management Inc. (***Brookfield***), la société mère d'Énergie renouvelable Brookfield.

Règles relatives aux EIPD

Le Fonds n'a jamais dû payer des montants élevés d'impôt sur le revenu en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) (la ***Loi de l'impôt***) puisqu'il est généralement autorisé à déduire (et a entièrement déduit) les distributions aux porteurs de parts dans le calcul de son revenu qui serait autrement assujetti à l'impôt. En date du 1er janvier 2011, le Fonds est devenu assujetti aux règles (les ***règles relatives aux EIPD***) de la Loi de l'impôt qui ont changé l'imposition de certaines fiducies inscrites en bourse (les ***fiducies EIPD***) et de leurs porteurs de parts. Le Fonds est une fiducie EIPD en vertu des règles relatives aux EIPD. Conformément à de telles règles, les distributions du Fonds qui, avant 2011, étaient imposées en tant que revenu ordinaire en général seront désormais caractérisées comme des dividendes provenant d'une société canadienne imposable, en plus d'être assujetties à

l'impôt sur le revenu en vertu de la Loi de l'impôt à un taux comparable aux taux fédéral et provinciaux combinés d'imposition des sociétés en ce qui a trait au Fonds. Le dividende réputé versé sera traité comme un « dividende admissible » s'il est versé à un résidant du Canada. Les distributions du Fonds qui ne sont pas effectuées sur le revenu continueront de bénéficier d'un report d'impôt pour les porteurs de parts qui résident au Canada aux fins de la Loi de l'impôt et réduiront habituellement le prix de base rajusté des parts de fiducie pour les porteurs de parts. Le Fonds s'attend à avoir à peu près pas de revenu imposable en 2011 après avoir réclamé les déductions applicables et ne prévoit donc pas devoir un montant élevé d'impôt en vertu de la Loi de l'impôt en 2011.

En 2009, le Fonds a annoncé son intention de procéder à sa conversion d'une fiducie de revenu en une société par actions au plus tard le 1er janvier 2011. Le 21 octobre 2010, le Fonds a annoncé qu'il avait décidé de reporter sa conversion d'une fiducie de revenu en une société par actions, qui devait initialement prendre effet vers le 30 novembre 2010. Le conseil des fiduciaires (les ***fiduciaires de FERB***) de Fiducie Énergie renouvelable Brookfield (***FERB***) croit qu'il est dans l'intérêt fondamental du Fonds et des porteurs de parts de prendre plus de temps pour étudier davantage la structure optimale de la conversion et analyser les autres solutions de rechange à la portée du Fonds. Pour prendre sa décision, le Fonds a tenu compte des faits suivants : (i) il ne sera pas imposable en 2011 et les liquidités disponibles pour les distributions ne seront donc pas touchées par la décision de reporter la conversion; (ii) la capacité du Fonds d'émettre des titres de participation au besoin pour les occasions de croissance ne serait pas non plus touchée par le report de la conversion; et (iii) les règles de la Loi de l'impôt (les ***règles relatives à la conversion des EIPD***) qui facilitent la conversion des fiducies EIPD d'une structure de fiducie à une structure de société par actions en fonction d'un report d'impôt tant pour les fiducies EIPD que pour leurs porteurs de parts demeureront à la portée du Fonds jusqu'à la fin de 2012.

Le Fonds prévoit préciser ses projets futurs en 2011 en vue de recommander la meilleure structure qui appuiera le mieux sa croissance future, tout en accordant tous les avantages de la conversion indiqués dans son communiqué de presse daté du 4 octobre 2010.

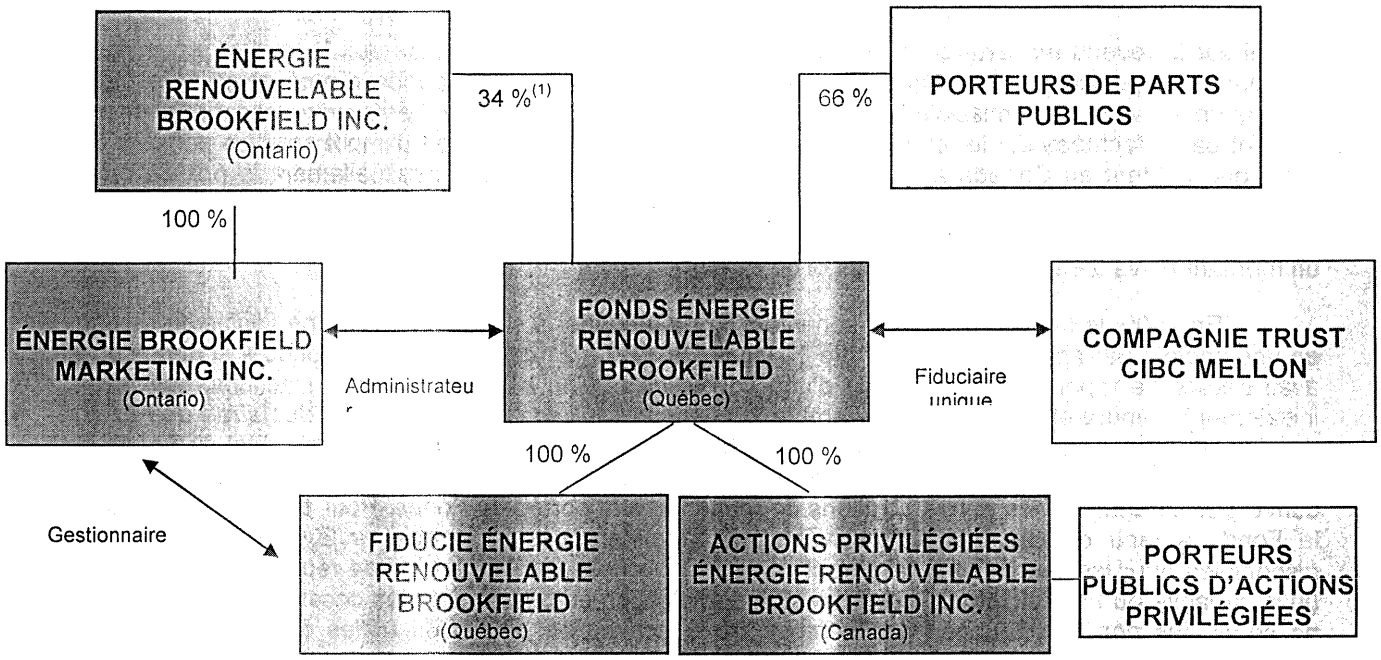
Le Fonds entend continuer à verser des distributions mensuelles au taux actuel pendant le premier trimestre de 2011 et des distributions trimestrielles par la suite, sous réserve de l'approbation, par les porteurs de parts, du changement des distributions mensuelles pour des distributions trimestrielles à l'assemblée des porteurs de parts devant avoir lieu le 13 mai 2011. Tel qu'il est indiqué ci-dessus, conformément aux règles relatives aux EIPD, les distributions du Fonds que reçoivent les porteurs de parts et qui sont payées sur le revenu après impôt du Fonds sont habituellement imposées en tant que dividendes provenant d'une société canadienne imposable. Les dividendes réputés versés seront traités comme des « dividendes admissibles » s'ils sont versés à un résidant du Canada.

Les renseignements contenus dans la présente notice annuelle sont fournis en date du 31 décembre 2010, sauf indication contraire. Tous les renseignements financiers sont présentés en dollars canadiens, sauf indication contraire. Tous les renvois au « Fonds » visent le Fonds et ses filiales consolidées, sauf si le contexte l'exige autrement. La présente notice annuelle contient également certains renseignements concernant la filiale du Fonds, Actions privilégiées ERB.

Relations intersociétés

L'organigramme suivant présente la propriété principale, les relations structurelles entre le Fonds, Énergie renouvelable Brookfield, Énergie Brookfield Marketing Inc. (***EBMI***), l'administrateur du Fonds, Compagnie Trust CIBC Mellon, l'unique fiduciaire du Fonds, Actions privilégiées ERB et FERB, qui détient les actifs du Fonds. Par l'entremise de ses filiales, Énergie renouvelable Brookfield est l'administrateur du Fonds et le gestionnaire de FERB et le gestionnaire, l'administrateur et(ou) l'exploitant des actifs du Fonds.

ORGANIGRAMME SIMPLIFIÉ DE L'ENTREPRISE



1) Énergie renouvelable Brookfield est propriétaire de 4 062 500 actions échangeables de GLPHC, une filiale indirecte du Fonds. Les actions échangeables peuvent être échangées contre des parts de fiducie à raison d'une pour une. Dans l'hypothèse de l'échange de toutes les actions échangeables d'Énergie renouvelable Brookfield contre des parts de fiducie, Énergie renouvelable Brookfield détient une participation approximative de 34 % dans le Fonds. De même, dans l'hypothèse de l'échange de toutes les actions échangeables d'Énergie renouvelable Brookfield contre des parts de fiducie, GLPHC est une filiale en propriété exclusive indirecte du Fonds.

Les principales filiales de FERB sont les suivantes :

Nom de la filiale[1]	Territoire d'exploitation	Territoire de constitution ou d'organisation	Pourcentage des titres comportant droit de vote détenus en propriété ou contrôlés
Exploitation au Canada			
Carmichael Limited Partnership	Ontario	Ontario	100,0 %
Comber Wind Limited Partnership	Ontario	Ontario	100,0 %
Gosfield Wind Limited Partnership	Ontario	Ontario	100,0 %
Great Lakes Power Limited	Ontario	Ontario	100,0 %
➢Hydro-Pontiac Inc.	Québec	Québec	100,0 %
➢Valerie Falls Limited Partnership	Ontario	Ontario	25,0 %[2]
Great Lakes Power Holding Corporation	Ontario	Ontario	100,0 %[3]
➢Pingston Creek Hydro Joint Venture	Colombie-Britannique	Colombie-Britannique	50,0 %
➢Brookfield Power Wind Prince LP	Ontario	Ontario	99,0 %
Énergie La Lièvre, s.e.c	Québec	Québec	100,0 %
Fiducie Mississagi Power	Ontario	Québec	100,0 %
Powell River Energy Inc.	Colombie-Britannique	Canada	49,9 %
Exploitation aux États-Unis			
Great Lakes Hydro America LLC	Maine et New Hampshire	Delaware	100,0 %

1) Les entités présentées en retrait indiquent que les titres comportant droit de vote appartiennent directement ou indirectement à la filiale indiquée au-dessus.

2) Le Fonds détient la totalité de la participation économique dans Valerie Falls Limited Partnership. Toutefois, Énergie renouvelable Brookfield détient une action rachetable comportant droit de vote de Valerie Falls General Partner Limited, qui accorde à Énergie renouvelable Brookfield 75 % de la participation de vote.

3) Dans l'hypothèse de l'échange de toutes les actions échangeables d'Énergie renouvelable Brookfield contre des parts de fiducie, GLPHC est une filiale en propriété exclusive indirecte du Fonds.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE

Historique triennal

La convention d'achat d'électricité (***CAE***) existant entre Powell River Energy Inc. et Catalyst Paper Corporation a pris fin en date du 31 janvier 2011 et une nouvelle CAE d'une durée de cinq ans intervenue entre les mêmes parties a pris effet le 1er février 2011.

En novembre 2010, le Fonds a obtenu une facilité de crédit renouvelable de 250 millions de dollars d'un consortium de banques canadiennes. La facilité sera accessible sur une période de trois ans, pourra être prolongée chaque année pour une durée additionnelle de douze mois si les parties en conviennent et est censée être affectée principalement au financement des occasions de croissance.

Le 9 novembre 2010, le Fonds a conclu une convention définitive pour acquérir le projet de parc éolien Comber de 166 MW (le ***parc éolien Comber***) dans la ville de Lakeshore, dans le sud-ouest de l'Ontario, tout près du parc éolien Gosfield (le ***parc éolien Gosfield***) du Fonds. La clôture de l'acquisition a eu lieu le 15 décembre 2010. L'acquisition du parc éolien Comber auprès d'Énergie renouvelable Brookfield représente un investissement de 567 millions de dollars par le Fonds. Le 12 octobre 2010, le Fonds a obtenu d'un consortium de six banques canadiennes une facilité de crédit d'une durée de trois ans au montant de 354 millions de dollars pour le financement du projet à l'égard du parc éolien Comber. Le début des travaux de construction du parc éolien Comber a été annoncé le 4 octobre 2010. Le parc éolien Comber est censé avoir une production annuelle de 537 GWh. Le parc éolien Comber bénéficie de deux CAE d'une durée de 20 ans avec l'Ontario Power Authority (***OPA***) conformément au programme de rachats garantis Feed-in Tariff (***FIT***) de la province.

Le 9 novembre 2010, le Fonds a augmenté à 40 millions de dollars le montant de 25 millions de dollars disponible aux termes de sa facilité de réserve hydrologique auprès d'Énergie renouvelable Brookfield. Cette facilité vise à fournir une source temporaire de fonds lorsque l'hydrologie ne répond pas aux attentes. La facilité a été rehaussée pour refléter la base croissante des actifs du Fonds et les prix contractuels plus élevés et supprime les sous-limites annuelles, tout en couvrant toutes les installations hydroélectriques du Fonds.

Le 16 septembre 2010, l'exploitation commerciale a commencé au parc éolien Gosfield de 50 MW du Fonds dans la ville de Kingsville, comté d'Essex, en Ontario. Toute l'électricité produite au parc éolien Gosfield est vendue à prix fixe à l'OPA aux termes d'une CAE de 22 ans et sera admissible aux termes du programme écoÉNERGIE pour l'énergie renouvelable du gouvernement fédéral du Canada. En décembre 2009, le parc éolien Gosfield a obtenu une facilité de crédit garantie de premier rang non renouvelable allant jusqu'à 100 millions de dollars pour financer la construction, la mise en service et l'exploitation initiale du parc éolien.

Le 6 juillet 2010, le Fonds a conclu un placement secondaire dans le cadre d'une prise ferme préalable auprès d'un syndicat de preneurs fermes dirigé par Marchés mondiaux CIBC Inc. et Scotia Capitaux Inc., grâce auquel Énergie renouvelable Brookfield, le porteur de parts vendeur, a vendu 9 200 000 de ses parts de fiducie (y compris 1 200 000 parts de fiducie vendues aux preneurs fermes aux termes de l'option de surallocation qui a été intégralement levée) au prix d'offre de 19,60 $ la part. Le 29 octobre 2010, le Fonds a conclu un autre placement secondaire dans le cadre d'une prise ferme préalable auprès d'un syndicat de preneurs fermes dirigé par Marchés mondiaux CIBC Inc. et Scotia Capitaux Inc., grâce auquel Énergie renouvelable Brookfield a vendu 8 000 000 de ses parts de fiducie (y compris 1 000 000 de parts de fiducie conformément à l'option de surallocation qui a été intégralement levée) au prix d'offre de 21,85 $ la part. Le Fonds n'a tiré aucun produit des placements, dont les coûts ont été pris en charge par Énergie renouvelable Brookfield. Les deux placements secondaires ont permis à Énergie renouvelable Brookfield de vendre de façon cumulative 17,2 millions de parts de fiducie du Fonds contre un produit brut de 355 millions de dollars. Les deux opérations ont

réduit la propriété du Fonds par Énergie renouvelable Brookfield, qui est passée de 50,01 % à quelque 34 %, compte tenu d'un échange intégral.

En 2009, le Fonds a acquis auprès d'Énergie renouvelable Brookfield presque tous les actifs d'énergie hydraulique et éolienne de celle-ci au Canada dans le cadre de deux opérations distinctes. Ces acquisitions, qui sont décrites ci-dessous, incluaient seize centrales hydroélectriques, un parc éolien opérationnel et un parc éolien prêt à la construction, et a fait passer la puissance installée du Fonds de 1 021 MW à 1 652 MW.

Une déclaration d'acquisition d'entreprise sur l'*Annexe 51-102A4, Déclaration d'acquisition d'entreprise* concernant chacune de ces acquisitions a été déposée sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Tout d'abord, en février 2009, le Fonds a acquis auprès d'Énergie renouvelable Brookfield le parc éolien Prince (***parc éolien Prince***) situé près de Sault Ste Marie, en Ontario, et une participation de 50 % dans la coentreprise Pingston Creek Hydro (la ***centrale Pingston***) qui exploite une installation au fil de l'eau à Revelstoke, en Colombie-Britannique (l'***opération visant Prince et Pingston***). La contrepartie totale payable à Énergie renouvelable Brookfield totalisait 130 millions de dollars, dont 65 millions de dollars ont été réglés au comptant par le Fonds. Le solde a été versé à Énergie renouvelable Brookfield sous forme d'actions échangeables de GLPHC, une société de portefeuille grâce à laquelle le Fonds est propriétaire du parc éolien Prince et de la centrale Pingston. Les actions échangeables peuvent être échangées par Énergie renouvelable Brookfield contre des parts de fiducie à raison d'une pour une.

La tranche au comptant du prix d'achat dans le cadre de l'opération visant Prince et Pingston a été financée au moyen d'un appel public à l'épargne, en janvier 2009, portant sur 4 690 000 parts de fiducie à 16,00 $ la part de fiducie, qui visait à recueillir environ 75 millions de dollars au moyen d'une prise ferme préalable (le ***placement de janvier***). Au moment de la clôture du placement de janvier, le Fonds a aussi vendu à Énergie renouvelable Brookfield, dans le cadre d'un placement privé, 627 500 parts de fiducie à un prix d'offre de 16,00 $ la part de fiducie.

Dans le cadre d'une deuxième opération effectuée en août 2009, le Fonds a acquis la quasi-totalité du reste des actifs de production d'énergie renouvelable au Canada appartenant à Énergie renouvelable Brookfield (l'***acquisition des actifs au Canada***) moyennant une contrepartie totale de 945 millions de dollars, dont 365 millions de dollars ont été réglés au comptant, 200 millions de dollars ont été payés par l'émission d'un billet de premier rang non garanti payable à Énergie renouvelable Brookfield et dont le solde a été acquitté par l'émission de parts de fiducie. Ces actifs étaient constitués de quinze centrales hydroélectriques situées en Ontario et au Québec, et du parc éolien Gosfield prêt à être construit.

Dans le cadre de l'acquisition des actifs au Canada, Énergie renouvelable Brookfield a aussi convenu d'augmenter le prix payé par le Fonds pour la production provenant des centrales Énergie La Lièvre et Mississagi Power du Fonds aux termes des conventions d'approvisionnement garanti en électricité et d'achat d'électricité existantes conclues avec Énergie renouvelable Brookfield. L'approbation des porteurs de parts minoritaires du Fonds concernant l'acquisition des actifs au Canada a été obtenue lors d'une assemblée extraordinaire des porteurs de parts tenue le 19 août 2009.

La tranche au comptant de la contrepartie de l'acquisition des actifs au Canada a été recueillie en juillet 2009 au moyen de la vente de reçus de souscription (les ***reçus de souscription***) échangeables contre des parts de fiducie à raison d'un reçu pour une part lors de la clôture de l'acquisition des actifs au Canada. Le Fonds a recueilli environ 185 millions de dollars au moyen d'un appel public à l'épargne (le ***placement de juillet***) visant 12 242 500 reçus de souscription aux termes d'un prospectus daté du 24 juillet 2009. Au moment du placement de juillet, le Fonds a également vendu 13 320 000 reçus de souscription dans le cadre d'un placement privé (le ***placement privé***) effectué auprès de certains investisseurs institutionnels contre un produit brut approximatif de 195 millions de dollars. Les reçus de souscription ont été échangés contre des parts de fiducie à la clôture de l'acquisition des actifs au Canada le 31 août 2009.

Énergie renouvelable Brookfield a reçu 25 562 500 parts de fiducie, soit le même nombre de parts de fiducie émises dans le cadre du placement de juillet et du placement privé, pour le solde de la contrepartie de l'acquisition des actifs au Canada.

Au moment de la clôture de l'acquisition des actifs au Canada, le Fonds a conclu deux nouvelles conventions de garantie du prix de l'électricité avec Énergie renouvelable Brookfield aux termes desquelles celle-ci garantit au Fonds un prix fixe par mégawattheure (***MWh***) de l'énergie produite et livrée par les installations de Great Lakes Power et celles d'Hydro-Pontiac. Les conventions de garantie du prix de l'électricité ont une durée initiale de 20 ans et comportent des périodes de renouvellement successives de 20 ans. La convention de garantie du prix de l'électricité conclue avec Great Lakes Power a pris effet le 31 août 2009 et la convention de garantie du prix de l'électricité avec Hydro-Pontiac prendra effet après l'expiration des CAE existantes avec Hydro-Québec en 2019 et en 2020.

Lors de la clôture de l'acquisition des actifs au Canada, le Fonds a changé sa dénomination, qui était Fonds de revenu Great Lakes Hydro, pour Fonds Énergie renouvelable Brookfield. Le changement de dénomination reflétait la position du Fonds en tant que véhicule exclusif de Brookfield pour les centrales hydroélectriques et les parcs éoliens en exploitation contractuelle et prêts à la construction au Canada aux termes d'une convention relative aux relations (la ***convention relative aux relations***) entre le Fonds et Brookfield en date du 31 août 2009. Pour valoir à la date du changement de la dénomination du Fonds, FERB a aussi changé sa dénomination, qui était Fiducie Great Lakes Power, pour Fiducie Énergie renouvelable Brookfield.

Également en 2009, le Fonds a réussi à recueillir 95 millions de dollars sous forme d'obligations de première hypothèque pour refinancer son exploitation de Powell River Energy en Colombie-Britannique. Les nouvelles obligations viendront à échéance en juillet 2016 et ont remplacé des obligations de première hypothèque pour 75 millions de dollars qui sont venues à échéance en juillet 2009.

En mars 2010, Actions privilégiées ERB, une filiale en propriété exclusive du Fonds, a procédé à la clôture d'un appel public à l'épargne visant 10 millions d'actions de série 1 au prix de 25 $ l'action. Le placement a permis de recueillir un produit brut global de 250 millions de dollars aux termes d'un prospectus daté du 3 mars 2010. Les actions de série 1 peuvent être converties en actions privilégiées de catégorie A, série 2 (les ***actions de série 2***) dans certaines circonstances. Voir la rubrique *Description générale de la structure du capital* à la page 39 de la présente notice annuelle pour les caractéristiques des actions de série 1 et des actions de série 2. Le Fonds a fourni des garanties (les ***garanties***) à l'égard des actions de série 1 et des actions de série 2 d'Actions privilégiées ERB, qui sont présentées plus en détail sous la rubrique *Contrats importants* à la page 59 de la présente notice annuelle. Les garanties peuvent également être consultées sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sous les profils d'Actions privilégiées ERB et du Fonds. Actions privilégiées ERB a prêté au Fonds le produit net du placement aux termes d'un billet à ordre non garanti daté du 10 mars 2010. Le Fonds a affecté le produit au remboursement d'un billet non garanti de 200 millions de dollars émis par le Fonds à Énergie renouvelable Brookfield dans le cadre de la contrepartie de l'acquisition des actifs au Canada et aux fins générales de l'entreprise.

Aucun fait nouveau important n'est survenu en 2008.

DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Production d'énergie hydroélectrique et éolienne

Le Fonds est l'une des plus importantes entreprises ouvertes non diversifiées d'énergie renouvelable au Canada et est doté d'une capacité de production d'électricité de plus de 1 700 MW et d'une production annuelle moyenne d'environ 6 500 GWh. Le portefeuille d'actifs du Fonds couvre quatre régions géographiques distinctes, soit le Québec, l'Ontario, la Colombie-Britannique et la Nouvelle-

Angleterre, et vient d'être élargi pour inclure 42 centrales hydroélectriques, deux parcs éoliens opérationnels et un parc éolien en construction.

Les centrales hydroélectriques classiques produisent de l'électricité en convertissant l'énergie inhérente au mouvement vertical de l'eau entre de grandes et de faibles hauteurs, habituellement grâce à la construction de barrages et de vannes de décharge. La production d'énergie hydroélectrique est une technologie bien développée, efficace et relativement simple qui n'a pas changé beaucoup au cours du siècle dernier. Les actifs d'énergie hydroélectrique sont considérés comme étant des actifs à faible coût, de longue durée et souples et offrent une forme de production d'énergie électrique préférable sur le plan environnemental. S'ils sont gérés efficacement, ces actifs devraient dégager des flux de trésorerie croissants et augmentera la valeur des actifs.

La production d'énergie éolienne utilise la configuration du débit et de la vitesse de l'écoulement de l'air d'origine naturelle pour déclencher la rotation des turbines en vue de la production d'électricité.

Le coût d'exploitation de la production d'électricité par l'énergie hydraulique classique ou éolienne est nettement inférieur à celui de la plupart des autres technologies en raison de l'absence du coût du combustible, de la possibilité d'automatiser leur exploitation et du prix relativement modique des permis réglementaires, des droits d'usage de l'eau pour les projets hydroélectriques et des droits fonciers pour les projets éoliens. Le Fonds est d'avis que ces caractéristiques lui accordent une position durable en tant que producteur à faible coût dans l'industrie de l'énergie et lui permettent de réaliser des marges d'exploitation supérieures dans un large éventail de conditions du marché.

Actifs d'exploitation
En date du 31 décembre 2010

Installations	Rivières	Centrales	Unités de production/ Éoliennes	Puissance installée MW[1]	Moyenne à long terme GWh[2]	Stockage GWh
Hydroélectriques						
Québec	3	6	19	291	1 713	584
Ontario	7	18	33	868	2 461	519
Colombie-Britannique	3	3	10	128	643	158
Nouvelle-Angleterre	3	15	57	176	1 043	506
	16	**42**	**119**	**1 463**	**5 860**	**1 767**
Éoliennes						
Ontario	-	2	148	240	659[3]	-
Total	16	**44**	**267**	**1 703**	**6 519**	**1 767**

1) La puissance installée vise la puissance mesurée aux bornes de sortie des centrales hydroélectriques, calculée en fonction de la charge maximum prévue ou de la demande maximum simultanée à laquelle la centrale est censée répondre.

2) La moyenne à long terme (la *MLT*) est le niveau de production moyen prévu découlant des résultats d'une simulation qui repose sur les données historiques du débit entrant.

3) 506 GWh de la MLT correspondent à la quantité nivelée de la production pour le parc éolien Prince et sont inclus dans cette quantité.

Le Fonds croit qu'à la longue, s'ils sont adéquatement entretenus, les actifs du secteur de l'hydroélectricité auront une longue durée de vie utile excédant les perceptions courantes concernant la dépréciation des actifs. La pierre angulaire du programme d'entretien et d'amélioration des actifs du Fonds est un plan prospectif d'entretien des immobilisations sur 20 ans. Bien que le Fonds ait plusieurs centrales hydroélectriques relativement nouvelles dans son portefeuille, il a également des centrales qui sont en exploitation depuis plus de 100 ans. Les installations plus anciennes ont été mises à niveau pour respecter les normes de l'industrie et pour être entièrement automatisées, ce qui permet un contrôle centralisé des unités de production.

Résultats d'exploitation sectoriels

Production en gigawattheures (*GWh*)	Exercices terminés le 31 décembre 2010	2009	Moyenne annuelle à long terme
Production hydroélectrique			
Québec	**1 421**	1 747	1 713
Ontario	**1 501**	1 259	2 455
Colombie-Britannique	**654**	545	634
Nouvelle-Angleterre	**1 082**	1 191	1 036
	4 658	4 742	5 838
Production éolienne	**499**	401	553
Total	**5 157**	5 143	6 391

Revenus sectoriels

Millions	Exercices terminés le 31 décembre 2010 $	2009 $
Production hydroélectrique		
Québec	101,5	81,4
Ontario	108,1	87,0
Colombie-Britannique	25,5	20,9
Nouvelle-Angleterre	44,8	55,5
	279,9	244,8
Production éolienne[1]	53,1	43,2
	333,0	288,0
Autres revenus[2]	10,0	-
Revenus totaux	343,0	288,0

1) Tous les actifs sont situés en Ontario.
2) Les autres revenus incluent le produit des déclarations de sinistres pour les conditions hydrologiques qui ont été inférieures à la moyenne en 2010.

Pour l'exercice complet, la production s'est établie à 5 157 GWh, soit 1 234 GWh en dessous de la moyenne à long terme de 6 391 GWh, en raison de la faiblesse sans précédent des précipitations durant le printemps et l'été. Les revenus pour l'exercice complet se sont accrus de 19 %, passant à 343,0 millions de dollars, et le bénéfice avant les éléments hors caisse, les coûts d'assurance et un paiement de modification contractuelle, sur une base comparable, a régressé de 1 % à 138,1 millions de dollars.

Le Fonds a investi 21,1 millions de dollars dans les immobilisations et 5,8 millions de dollars dans les dépenses d'entretien majeures en 2010 et prévoit actuellement investir au total 27,9 millions de dollars dans les immobilisations et 11,2 millions de dollars pour les dépenses d'entretien majeures en 2011.

Le Fonds a accès à des facilités de crédit consenties de 255,0 millions de dollars, dont une tranche de 193,7 millions de dollars était à sa portée le 31 décembre 2010. Ces facilités fournissent des liquidités à court terme pour le financement de l'exploitation et des investissements stratégiques. Énergie renouvelable Brookfield a consenti une facilité de réserve hydrologique de 40,0 millions de dollars, dont une tranche de 32,0 millions de dollars était accessible le 31 décembre 2010.

Des renseignements supplémentaires sur le rendement financier du Fonds figurent dans le rapport annuel de celui-ci pour 2010, auquel on peut accéder sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Objectif et stratégie du Fonds

Le Fonds tente d'accorder aux investisseurs l'occasion d'investir dans un imposant portefeuille diversifié d'installations de production d'énergie renouvelable situées pour la plupart au Canada, surtout constitué d'actifs hydroélectriques respectueux de l'environnement, à faible coût d'exploitation et de longue durée et d'une plateforme croissante d'énergie éolienne, produisant des flux de trésorerie prévisibles. Le Fonds entend fournir à ses porteurs de parts des distributions stables et durables et accroître ses liquidités distribuables à la longue en réinvestissant son surplus de flux de trésorerie dans des occasions attrayantes et rentables dans le secteur de l'énergie renouvelable au Canada.

Le Fonds vend presque toute sa production d'électricité dans le cadre de CAE à des services publics, à un utilisateur industriel ou à Énergie renouvelable Brookfield, y compris ses filiales. Les CAE conclues avec l'utilisateur industriel et des filiales d'Énergie renouvelable Brookfield sont garanties par Énergie renouvelable Brookfield. Ces CAE fournissent des flux de trésorerie prévisibles et une stabilité financière venant appuyer la capacité du Fonds de payer des distributions et ne comportent habituellement aucun engagement fixe ou minimum au titre du volume. Le Fonds limite ainsi le risque d'avoir à acheter de l'électricité sur le marché de gros pour approvisionner ses clients lorsque les conditions hydrologiques ou le régime des vents sont faibles. Le rendement stable du Fonds est amélioré par les importantes capacités de stockage d'eau de celui-ci, son exploitation diversifiée sur le plan géographique, son faible coût d'exploitation et les avantages de sa relation stratégique avec Brookfield et Énergie renouvelable Brookfield.

Le Fonds entend miser sur l'expérience d'Énergie renouvelable Brookfield dans le secteur de l'énergie renouvelable pour augmenter à la longue le montant des liquidités distribuables par part de fiducie, surtout grâce à l'acquisition d'installations de production d'énergie renouvelable en exploitation ou prêtes à la construction au Canada, tout en continuant d'améliorer la rentabilité de ses actifs existants. Depuis sa création en 1999, le Fonds a conclu dix acquisitions stratégiques d'actifs d'énergie renouvelable, dont l'intégration a été réalisée avec succès et qui ont augmenté sa puissance installée à plus de 1 700 MW, ainsi que sa production annuelle moyenne à long terme à environ 6 500 GWh.

Actifs

Exploitation hydroélectrique au Canada

Au Canada, le Fonds est propriétaire de vingt-sept installations hydroélectriques situées sur treize réseaux hydrographiques d'une capacité de production totale de plus de 1 287 MW produisant en moyenne plus de 4 817 GWh d'électricité par année. L'exploitation hydroélectrique du Fonds au Canada est située dans les trois provinces les plus peuplées, soit le Québec, l'Ontario et la Colombie-Britannique.

Québec

Les actifs du Fonds au Québec sont constitués de six centrales situées sur trois réseaux hydrographiques. Ensemble, elles ont une puissance installée globale de 291 MW et produisent en moyenne quelque 1 713 GWh d'électricité par année. L'exploitation au Québec a une capacité de stockage de 584 GWh. À peu près 26 % de la production d'électricité moyenne à long terme du Fonds proviennent d'actifs situés au Québec. La plus ancienne centrale, Waltham, est une centrale au fil de l'eau initialement construite pour la production d'électricité en 1906. Cette centrale a été complètement modernisée pour être entièrement automatisée et pour qu'elle puisse être télécommandée à partir d'un centre de contrôle centralisé. Rapides-des-Cèdres, la plus récente centrale, a été construite par le Fonds en 2005.

Énergie La Lièvre. Énergie La Lièvre est propriétaire de quatre centrales (Masson, High Falls, Dufferin et Rapides-des-Cèdres) situées sur la rivière du Lièvre au Québec. Les centrales sont constituées de douze unités de production d'une puissance installée totale de 263 MW et produisent en moyenne environ 1 520 GWh d'énergie par année. Le réseau électrique inclut également quatre

raccordements au réseau électrique du Québec et deux raccordements au réseau électrique de l'Ontario à travers la rivière des Outaouais.

L'électricité produite par la centrale Rapides-des-Cèdres est vendue à Hydro-Québec aux termes d'une CAE qui expire en 2030. Le reste de l'électricité produite par Énergie La Lièvre est vendu à Énergie renouvelable Brookfield dans le cadre d'une convention de garantie d'électricité qui prend fin en 2019. En date du 1er septembre 2009, Énergie renouvelable Brookfield a augmenté le prix qu'elle paie pour la production provenant d'Énergie La Lièvre dans le cadre de l'acquisition des actifs au Canada.

Hydro-Pontiac. Hydro-Pontiac est constituée des centrales Coulonge et Waltham acquises par le Fonds en 2009 dans le cadre de l'acquisition des actifs au Canada. La centrale Coulonge est située sur la rivière Coulonge, près de la ville de Fort Coulonge, au Québec, et la centrale Waltham est située sur la rivière Noire, près de la ville de Waltham, au Québec. Les centrales sont constituées de sept unités de production d'une puissance installée totale de 28 MW et peuvent collectivement produire en moyenne 193 GWh par année.

Coulonge a conclu une CAE qui expire en 2019 et Waltham a conclu une CAE qui prend fin en 2020, chacune avec Hydro-Québec, pour la vente de toute l'électricité produite par chacune des deux centrales. Conformément à une convention de garantie d'électricité conclue avec Énergie renouvelable Brookfield, après l'expiration des CAE de Waltham et de Coulonge avec Hydro-Québec, Énergie renouvelable Brookfield garantira le prix de chaque MWh d'énergie produite et livrée aux installations d'Hydro-Pontiac. Si le prix de chaque MWh reçu par le Fonds excède le prix garanti, Énergie renouvelable Brookfield recevra un montant du Fonds correspondant à l'excédent. La convention de garantie a une durée initiale qui prend fin en 2029, mais elle est automatiquement renouvelée pour des périodes successives de 20 ans, à moins que les deux parties ne conviennent de résilier l'entente.

Ontario

Les actifs hydroélectriques du Fonds en Ontario sont constitués de dix-huit centrales situées sur sept rivières. Elles ont une puissance installée totale de 868 MW et produisent en moyenne 2 461 GWh d'électricité par année. De plus, l'exploitation en Ontario a une capacité de stockage d'environ 519 GWh pouvant être utilisée. Approximativement 38 % de la production moyenne d'électricité à long terme du Fonds proviennent d'actifs hydroélectriques situés en Ontario. Les actifs en Ontario ont été construits entre 1937 et 2003. Les centrales plus anciennes ont été mises à niveau pour respecter les normes exigées dans l'industrie, ainsi que pour permettre un contrôle opérationnel centralisé.

Great Lakes Power. Great Lakes Power produit de l'électricité depuis ses douze centrales hydroélectriques situées sur les rivières Magpie, Michipicoten, Montreal et St. Mary's dans la région d'Algoma du nord de l'Ontario. Les installations ont une puissance installée totale de quelque 349 MW et une production annuelle moyenne à long terme de 1 593 GWh. Onze des centrales ont accès à une capacité de stockage totale de 361 GWh. Comme toutes les centrales de Great Lakes Power ont récemment été construites ou modernisées, elles ont de faibles coûts d'exploitation, présentent une fiabilité élevée et leurs actifs sont censés avoir une longue durée de vie. Le Fonds a acquis Great Lakes Power dans le cadre de l'acquisition des actifs au Canada.

Toute l'énergie produite par Great Lakes Power est vendue conformément à une convention de garantie d'électricité conclue avec Énergie renouvelable Brookfield. Énergie renouvelable Brookfield garantit le prix de chaque MWh d'énergie produite et livrée par les installations de Great Lakes Power. Si le prix de chaque MWh reçu par le Fonds excède le prix garanti, Énergie renouvelable Brookfield recevra un montant du Fonds correspondant à l'excédent. La convention de garantie a une durée initiale qui se termine en 2029, mais elle est automatiquement renouvelée pour des périodes successives de vingt ans, à moins que les deux parties ne conviennent de ne pas la renouveler.

Mississagi Power. Mississagi Power est propriétaire de quatre centrales hydroélectriques (Aubrey Falls, Wells, Rayner et Red Rock Falls) constituées de huit unités de production construits entre 1950 et 1970 sur la rivière Mississagi. Les installations ont une puissance installée combinée de 488 MW. Mississagi Power est aussi propriétaire de quatre barrages réservoirs sur le lac de Rocky

Island ayant une capacité de stockage d'environ 158 GWh d'électricité. Mississagi Power produit en moyenne quelque 750 GWh par année. Chaque centrale est raccordée au réseau électrique de l'Ontario. Toute l'électricité produite par Mississagi Power est vendue à Énergie renouvelable Brookfield aux termes d'une CAE qui expire en 2022. En date du 31 août 2009, Énergie renouvelable Brookfield a augmenté le prix qu'elle paie pour la production provenant de Mississagi Power dans le cadre de l'acquisition des actifs au Canada.

Carmichael. Carmichael est propriétaire d'une centrale hydroélectrique construite en 1992 sur la rivière Groundhog, dans le district de Cochrane du nord de l'Ontario. La centrale a deux unités de production de 10 MW et fournit en moyenne 86 GWh d'énergie par année, qui est intégralement vendue dans le cadre d'une CAE conclue avec Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (***SFIEO***) expirant en 2042. La centrale est raccordée au réseau électrique de l'Ontario.

Valerie Falls. Située près d'Atikokan, en Ontario, la centrale Valerie Falls a été construite en 1994 sur un détour de la rivière Seine. Elle a une puissance installée de 10 MW et une production annuelle moyenne à long terme de 48 GWh. Valerie Falls vend sa production à SFIEO aux termes d'une CAE qui prend fin en 2044. Valerie Falls a été acquise par le Fonds dans le cadre de l'acquisition des actifs au Canada.

Colombie-Britannique

Les actifs du Fonds en Colombie-Britannique sont constitués de trois centrales situées sur trois rivières. La quote-part de 50 % du Fonds dans ces actifs représente une puissance installée totale de 64 MW et une production annuelle moyenne à long terme de 366 GWh d'électricité par année pour la quote-part du Fonds. Environ 10 % de la production d'électricité moyenne à long terme du Fonds proviennent des actifs situés en Colombie-Britannique.

Powell River Energy. Powell River Energy est constituée de deux centrales. La centrale Powell River a été construite en 1910 pour répondre aux besoins en électricité des installations de pâtes et papiers situées dans la ville de Powell River, sur la côte ouest du territoire continental de la Colombie-Britannique, à peu près 160 km au nord de Vancouver. La centrale Lois Lake a été mise en service en 1931. Powell River et Lois Lake ont ensemble sept unités de production d'une puissance installée totale de 83 MW produisant 277 GWh en moyenne par année pour la quote-part du Fonds. De plus, les installations ont une capacité de stockage de quelque 158 GWh. Le réseau est raccordé au réseau électrique de la Colombie-Britannique.

Toute l'électricité produite par Powell River Energy est vendue conformément à une CAE conclue avec Catalyst Paper Corporation (***Catalyst***), qui expire en 2016, et l'électricité excédentaire non achetée par Catalyst est vendue à Powell River Energy Limited Partnership, dans le cadre d'une CAE qui prend fin en 2051. Catalyst doit acheter toute l'énergie livrée en priorité avant d'acheter de l'énergie à d'autres sources ou d'en recevoir de celles-ci. Les deux CAE sont garanties par Énergie renouvelable Brookfield à un prix fixe jusqu'en 2021. Powell River Energy Inc. et la Société en commandite Énergie Powell River appartiennent indirectement quant à environ 50 % au Fonds et à Catalyst.

Centrale Pingston. Le Fonds a acquis la participation de coentreprise de 50 % d'Énergie renouvelable Brookfield dans la centrale Pingston dans le cadre de l'opération visant Prince et Pingston. La centrale Pingston est détenue en propriété et exploitée en tant que coentreprise non constituée en société sous la dénomination Pingston Creek Hydro Joint Venture conformément aux modalités d'une convention de coentreprise. L'autre participation de 50 % dans la centrale Pingston appartient à Canadian Hydro Developers, Inc.

La centrale Pingston est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau mise en service en 2003 le long de la rive du lac Arrow, près de Revelstoke, en Colombie-Britannique. Elle a une puissance installée totale de 45 MW et une production annuelle moyenne prévue de 89 GWh d'électricité par année pour la quote-part du Fonds. La centrale Pingston est raccordée au réseau électrique de la Colombie-Britannique. L'électricité produite par la centrale Pingston est vendue à BC Hydro conformément à une CAE qui expire en 2023.

Exploitation d'énergie éolienne au Canada

Environ 10 % de la production d'électricité moyenne à long terme du Fonds proviennent de parcs éoliens.

Parc éolien Prince. Le parc éolien Prince a été acheté par le Fonds à Énergie renouvelable Brookfield dans le cadre de l'opération visant Prince et Pingston. Le parc éolien Prince a été mis en service en 2006 et est actuellement l'un des plus importants au Canada. Il est constitué de 126 éoliennes et a une puissance installée totale de 189 MW, ainsi qu'une production annuelle moyenne à long terme de 506 GWh. Le parc éolien Prince est situé au nord-ouest de la ville de Sault Ste. Marie, en Ontario, et bénéficie de baux fonciers à long terme conclus avec des propriétaires fonciers publics et privés. Il est raccordé au réseau électrique de l'Ontario.

Toute l'électricité produite par le parc éolien Prince est vendue à prix fixes à l'OPA dans le cadre de deux CAE qui expirent respectivement en 2026 et en 2028. Le parc éolien Prince reçoit aussi un montant supplémentaire de 10 $/MWh aux termes du programme écoÉNERGIE pour l'énergie renouvelable du gouvernement fédéral du Canada, qui expire le 31 mars 2017. Énergie renouvelable Brookfield et le Fonds ont conclu une convention de nivellement de la production éolienne (la ***convention de nivellement de la production éolienne***) en date du 4 février 2009. La convention de nivellement de la production éolienne prévoit que, pour chaque année jusqu'en 2018, inclusivement, si la quantité de la production réelle provenant du parc éolien Prince est inférieure (i) à l'égard de la phase I, à 267 GWh ou (ii) à l'égard de la phase II, à 239 GWh (chacune de ces quantités étant appelées la ***quantité de nivellement***), Énergie renouvelable Brookfield versera un paiement au Fonds. Le paiement correspondra (i) à la différence entre la quantité de la production réelle et la quantité de nivellement applicable, multipliée par le taux de la CAE applicable, plus (ii) tout paiement qui aurait été dû aux termes du programme écoÉNERGIE du gouvernement fédéral du Canada à l'égard de cette différence de production. Si la quantité réelle de la production pour le parc éolien est supérieure à la quantité de nivellement applicable, le Fonds effectuera un remboursement à Énergie renouvelable Brookfield d'une manière similaire à l'égard de cette production excédentaire.

Parc éolien Gosfield. Le Fonds a acheté le projet de parc éolien Gosfield à Énergie renouvelable Brookfield dans le cadre de l'acquisition des actifs au Canada. Le parc éolien Gosfield est situé près de la ville de Kingsville, en Ontario, compte 22 éoliennes et a une puissance installée totale de 51 MW. Le parc éolien Gosfield a été mis en service en septembre 2010. Il bénéficie de baux fonciers à long terme avec des propriétaires fonciers publics et privés.

Toute l'électricité produite par le parc éolien Gosfield est vendue à l'OPA à prix fixes aux termes d'une CAE d'une durée de 20 ans qui a commencé lors du début de l'exploitation commerciale en septembre 2010. Le parc éolien Gosfield bénéficiera également d'un encouragement de 10 $ /MW dans le cadre du programme écoÉNERGIE du gouvernement fédéral du Canada pour les dix premières années d'exploitation.

Parc éolien Comber. Le Fonds a acheté le projet de parc éolien Comber à Énergie renouvelable Brookfield en 2010. La construction de ce parc a commencé en septembre 2010. Le parc éolien Comber sera situé à proximité de la ville de Lakeshore, en Ontario, et sera constitué de 72 éoliennes d'une puissance installée totale prévue de 166 MW. Le parc éolien Comber est censé être terminé vers la fin de 2011. Ce parc éolien représentera un investissement de 567 millions de dollars, y compris les coûts de construction.

Mortenson Canada Corporation est un entrepreneur expérimenté en parcs éoliens qui a été mandaté pour diriger la construction du reste de l'infrastructure de la centrale et l'installation des éoliennes. Siemens Canada Limitée fournit les soixante-douze turbines de 2,3 MW pour le projet. Des baux fonciers à long terme ont également été obtenus auprès des propriétaires fonciers publics et privés.

Toute l'électricité produite par le parc éolien Comber sera vendue à prix fixes à l'OPA conformément à deux CAE d'une durée de vingt ans qui commencent au moment de la mise en exploitation commerciale.

Exploitation hydroélectrique aux États-Unis

L'exploitation du Fonds aux États-Unis est située dans le Maine et le New Hampshire et est constituée de quinze centrales hydroélectriques sur trois réseaux hydrographiques. L'exploitation en Nouvelle-Angleterre a une capacité de production combinée de 176 MW et produit en moyenne plus de 1 043 GWh d'électricité par année. De plus, l'exploitation aux États-Unis a une capacité de stockage d'environ 506 GWh. Environ 16 % de la production d'électricité moyenne à long terme du Fonds proviennent d'actifs situés aux États-Unis. Les installations dans le Maine et le New Hampshire ont été construites entre 1914 et 1988. Les centrales plus anciennes ont été mises à niveau pour respecter les normes de l'industrie et tous les unités de production sont entièrement automatisés et contrôlés depuis un centre de commande. Le réseau est raccordé au réseau électrique de la Nouvelle-Angleterre.

Maine

Great Lakes Hydro America (**GLHA**) est propriétaire de six centrales hydroélectriques situées sur la rivière Penobscot, dans le nord du Maine, d'une puissance installée combinée de 127 MW et d'une production annuelle moyenne d'environ 763 GWh. Toute l'électricité produite aux installations du Maine est vendue à Énergie renouvelable Brookfield aux termes d'une CAE expirant en 2022.

GLHA loue aussi la centrale Brassua sur la rivière Moose dans le Maine. Le bail de la centrale Brassua expire en 2012. La centrale a une puissance installée de 4 MW et produit en moyenne 18 GWh par année. Toute l'électricité produite par la centrale Brassua est vendue à une filiale d'Énergie renouvelable Brookfield aux prix du marché de gros en vigueur pour l'électricité en Nouvelle-Angleterre.

New Hampshire

GLHA est aussi propriétaire de six centrales hydroélectriques et loue les centrales Errol et Pontook, chacune située sur la rivière Androscoggin près de Berlin, dans le New Hampshire. Les centrales du New Hampshire ont une puissance installée combinée de 45 MW et produisent en moyenne quelque 263 GWh par année. Le bail de la centrale Errol expire en 2023 et celui de la centrale Pontook, en 2032.

Sauf pour la production provenant des centrales Errol et Pontook, toute l'électricité produite par GLHA dans le New Hampshire est vendue à Énergie renouvelable Brookfield dans le cadre d'une CAE qui expire en 2022. La production provenant de la centrale Errol est vendue aux termes d'une CAE conclue avec les services publics du New Hampshire qui expire en 2023. La production de la centrale Pontook est vendue à Énergie renouvelable Brookfield dans le cadre d'une CAE qui prend fin en 2023.

DÉPENDANCE ÉCONOMIQUE

Permis et baux

Les filiales du Fonds détiennent des permis autorisant les centrales hydroélectriques de celui-ci à utiliser les terrains, l'eau et les voies d'eau pour la production d'électricité. Au Canada, ces permis incluent des permis d'énergie hydraulique délivrés par les provinces où les activités sont situées. Les droits du Fonds d'exploiter des centrales aux États-Unis sont concédés à celui-ci surtout au moyen de permis à long terme consentis par l'organisme appelé Federal Energy Regulatory Commission, l'organisme fédéral qui réglemente la délivrance des permis à presque toutes les centrales hydroélectriques aux États-Unis. Bien que le Fonds ne croie pas dépendre d'un permis particulier sur le plan économique, son exploitation est tributaire de tous ses permis au Canada et aux États-Unis.

De même, les parcs éoliens du Fonds ont signé de nombreux baux fonciers avec des propriétaires fonciers publics et privés. Bien que les parcs éoliens du Fonds ne dépendent pas d'un seul bail foncier sur le plan économique, ils sont chacun tributaires de leurs baux pour l'ensemble de leurs installations de production d'énergie éolienne.

Dépendance envers Énergie renouvelable Brookfield et les membres de son groupe

Énergie renouvelable Brookfield a joué un rôle clé auprès du Fonds depuis la création de celui-ci. Le Fonds a de nombreuses CAE pour la vente de la production provenant de ses diverses installations à Énergie renouvelable Brookfield et à ses filiales. De plus, Énergie renouvelable Brookfield garantit une importante partie des revenus du Fonds dans le cadre des CAE et des conventions de garantie d'électricité conclues avec des filiales d'Énergie renouvelable Brookfield et un acheteur industriel d'électricité, de même que dans le cadre de la convention de nivellement de la production éolienne. De plus, Énergie renouvelable Brookfield accorde une facilité de réserve hydrologique au Fonds pour prévoir une source de fonds temporaire lorsque l'hydrologie est inférieure aux attentes. La convention relative aux relations avec Brookfield désigne le Fonds en tant qu'entité exclusive pour les centrales hydroélectriques et les parcs éoliens en exploitation ou prêts à la construction au Canada et, sous réserve de certaines exceptions, accorde au Fonds un droit de première offre pour l'acquisition de projets hydroélectriques et éoliens au Canada respectant les normes de placement de celui-ci. Énergie renouvelable Brookfield agit en tant que gestionnaire, administratrice et(ou) exploitante des actifs du Fonds au moyen de diverses conventions de gestion, d'administration et d'exploitation conclues avec le Fonds, FERB et ses filiales. Bien que le Fonds ne croie pas dépendre, sur le plan économique, d'une entente particulière conclue avec Énergie renouvelable Brookfield et les membres de son groupe, il les considère globalement comme étant cruciales puisqu'elles lui fournissent des flux de trésorerie prévisibles, une stabilité financière et une expertise en matière de gestion et d'exploitation.

Ventes contractuelles

Presque toute la production du Fonds est vendue conformément à des CAE à long terme conclues avec des services publics, un acheteur industriel d'électricité ayant des antécédents de longue date en matière de crédit ou Énergie renouvelable Brookfield et ses filiales. Les ventes de la production à Énergie renouvelable Brookfield et à ses filiales ont représenté 56 % des revenus du Fonds en 2010 et 66 % des ses revenus en 2009. Toutes les CAE conclues avec l'utilisateur industriel et des filiales d'Énergie renouvelable Brookfield sont garanties par Énergie renouvelable Brookfield afin d'atténuer le risque lié au crédit. Bien que le Fonds ne croie pas dépendre d'une CAE particulière, il dépend globalement de toutes ses CAE sur le plan économique.

CONTEXTE COMMERCIAL

L'industrie de l'électricité en Amérique du Nord est caractérisée par une évolution rapide depuis plusieurs décennies, puisque plusieurs territoires au Canada et aux États-Unis ont ouvert leurs marchés de l'électricité à la concurrence. Bien que le rythme de la déréglementation ait différé d'une région à l'autre, des marchés du commerce de gros de l'électricité se sont développés, l'accès aux réseaux de transport a été ouvert et divers services publics d'électricité ont été restructurés pour répondre au désir de l'État de s'orienter vers la concurrence. De plus, les producteurs indépendants d'électricité ont eu l'occasion d'élargir leur portefeuille de production dans les marchés où des ventes d'actifs ont été demandées par les autorités de réglementation ou encore dans les marchés où des occasions se sont matérialisées par suite d'un regroupement ou d'une rationalisation.

Au Canada, l'Ontario et l'Alberta sont les seules provinces à avoir ouvert leurs marchés de l'électricité à la concurrence sur les marchés de gros, tandis que les provinces de Québec, de la Colombie-Britannique et du Nouveau-Brunswick ont restructuré leurs services publics d'électricité dans une certaine mesure pour ouvrir l'accès à leurs réseaux de transport, mais ceux-ci demeurent largement dominés par leurs entreprises provinciales respectives de services publics. Aux États-Unis, l'État de

New York et la plupart des États de la Nouvelle-Angleterre et du centre du littoral de l'Atlantique ont ouvert leurs marchés de gros de l'électricité à la concurrence. À mesure que la déréglementation a atteint divers degrés de succès, les règles du marché pour la déréglementation ont continué d'être peaufinées.

Marché de l'énergie renouvelable

La direction est d'avis que l'énergie renouvelable est le domaine qui affiche la croissance la plus rapide dans le secteur de l'énergie et des services publics. Le Fonds croit qu'il existe un certain nombre de tendances cruciales, décrites plus en détail ci-dessous, qui devraient, selon lui, soutenir la solide croissance continue de la production d'énergie renouvelable.

Avantages environnementaux de l'énergie renouvelable

L'avantage inhérent de l'énergie renouvelable a été reconnu au moyen de diverses initiatives qui tentent d'accroître la pénétration de l'énergie renouvelable (au moyen de normes appelées *Renewable Portfolio Standards* dans les États américains ou de politiques d'énergie verte dans les provinces canadiennes) ou de réduire l'empreinte écologique des centrales thermiques (comme le récent mandat de l'organisme des États-Unis appelé *Environmental Protection Agency* visant à réduire les émissions d'oxyde d'azote, de dioxyde de soufre et de mercure, notamment). Les États américains et les provinces canadiennes prennent également l'initiative en tentant de s'attaquer aux changements climatiques par l'établissement de programmes de plafonnement et d'échanges en vue de la réduction des émissions de dioxyde de carbone, comme la *Regional Greenhouse Gas Initiative* dans le nord-est des États-Unis, le *Midwest Greenhouse Gas Reduction Accord* et la *Western Climate Initiative* sur la côte ouest des États-Unis. Ces programmes régionaux pourraient éventuellement être remplacés par les systèmes fédéraux de plafonnement et d'échanges des droits d'émissions de gaz à effet de serre, tant au Canada qu'aux États-Unis.

Programmes incitatifs à l'égard de l'énergie renouvelable

En raison des facteurs énumérés ci-dessus, la plupart des provinces canadiennes se sont engagées dans le développement de sources d'énergie renouvelable et ont adopté des critères quant au portefeuille de ressources renouvelables et d'autres mesures incitatives qu'elles appliquent à l'octroi des CAE aux nouvelles installations d'énergie renouvelable érigées par des intervenants du secteur privé. Voici quelques exemples de politiques et d'initiatives mises en branle dans les provinces où le Fonds est actuellement propriétaire d'actifs :

- **Ontario** : En février 2009, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'Ontario a introduit la *Loi sur l'Énergie verte*, proposant un programme de TRG pour les projets d'approvisionnement en énergie renouvelable comme l'hydroélectricité et l'énergie éolienne. Aux termes du programme de TRG, les projets hydroélectriques nouvellement érigés d'une capacité variant entre 10 MW et 50 MW obtiennent des CAE à long terme assorties d'un prix de 122 $/MWh, tandis que les projets terrestres d'énergie éolienne nouvellement érigés ont pour leur part 135 $/MWh. Le gouvernement de l'Ontario a manifesté son intention de doubler la capacité des ressources renouvelables pour la porter à 15 000 MW d'ici 2025 et jusqu'à présent, plus de 7 000 MW de projets d'énergie renouvelable font l'objet de contrats avec l'OPA.

- **Québec** : Le Québec a l'objectif avoué de produire 4 000 MW d'électricité de source éolienne d'ici 2015. Jusqu'à présent, par l'entremise d'Hydro-Québec, la province de Québec a signé des CAE d'une durée de 20 ans pour des projets de parcs éoliens devant voir le jour en 2004 et en 2008. Le Québec compte actuellement une capacité de production éolienne de 663 MW visée par des CAE de récente date, avec une capacité supplémentaire de 3 000 MW qui devrait être raccordée au réseau entre 2011 et 2015.

- **Colombie-Britannique** : En raison de l'insuffisance croissante de l'approvisionnement en électricité importée et de la dépendance accrue envers celle-ci, le gouvernement provincial de la Colombie-Britannique a annoncé, en 2007, le plan énergétique de la Colombie-Britannique stipulant que 90 % de l'énergie de cette province devront provenir de sources renouvelables et que la province devra atteindre l'autosuffisance énergétique d'ici 2016. Par conséquent, BC Hydro a lancé l'appel d'offres pour une énergie verte portant sur un approvisionnement en énergie renouvelable de 5 000 GWh, dont la date limite pour la soumission des propositions était la fin de novembre 2008. En mars 2010, BC Hydro a annoncé la première tranche de CAE attribuées aux soumissionnaires retenus aux termes de son appel d'offres pour une énergie verte. Comme la Colombie-Britannique dispose de nombreuses rivières dont le potentiel hydroélectrique n'est pas exploité, de nombreux projets proposés portent sur l'hydroélectricité.

Hausse des prix des combustibles fossiles

À la longue, les prix du pétrole et du gaz devraient augmenter et devenir de plus en plus susceptibles de fluctuer en raison de la baisse de productivité des puits existants, de la dépendance accrue envers les ressources plus coûteuses et non classiques, des coûts associés au respect des exigences environnementales, ainsi que des coûts croissants des infrastructures liés au développement de nouvelles sources d'approvisionnement en pétrole et en gaz. Grâce à leurs faibles coûts d'exploitation, les installations d'hydroélectricité et d'énergie éolienne sont en mesure d'offrir à leurs acheteurs d'électricité des tarifs d'électricité à long terme qui sont stables et à l'abri de la hausse des prix des combustibles fossiles et ne sont pas assujettis à l'incertitude associée aux coûts à long terme des installations classiques de production alimentées aux combustibles fossiles.

Atouts concurrentiels

Le Fonds bénéficie des atouts concurrentiels suivants :

Contrats à long terme : Étant donné que le Fonds vend presque toute sa production dans le cadre de CAE à long terme et de conventions de garantie du prix de l'électricité conclues avec des services publics, un utilisateur industriel et Énergie renouvelable Brookfield et ses filiales, il réduit son risque à la conjoncture du marché de gros. Énergie renouvelable Brookfield, à titre de garante d'une importante part des revenus du Fonds, a des notations d'émetteur de qualité que plusieurs agences de notation du crédit bien connues lui ont attribuées.

Solide affiliation à Brookfield : Le Fonds bénéficie de la capacité financière et de l'expertise de gestion, de l'expérience et des connaissances de son gestionnaire, Énergie renouvelable Brookfield. Brookfield estime que la production d'énergie renouvelable est l'un de ses secteurs d'activités essentiels et a nommé le Fonds en tant que véhicule exclusif pour les centrales hydroélectriques et les parcs éoliens en exploitation contractuelle ou prêts à la construction au Canada.

Équipe de gestion expérimentée : Les équipes de gestion du Fonds et de Brookfield possèdent une vaste expérience et se distinguent constamment par une croissance réussie tant pour l'ensemble des actifs du Fonds que pour ses flux de trésorerie.

Diversité géographique et technologique : Les installations de production d'électricité du Fonds sont situées dans quatre territoires géographiques distincts, ce qui réduit l'impact d'un marché individuel ou le risque lié à la réglementation. La diversité régionale de ses centrales hydroélectriques, réparties sur seize réseaux hydrographiques différents, atténue considérablement le risque de conditions hydrologiques globales sous la moyenne. Les parcs éoliens du Fonds élargissent la diversification du Fonds grâce à une seconde technologie de production d'énergie renouvelable.

Capacité de stockage : Le Fonds compte sur une capacité de stockage équivalant à environ 1 767 GWh (soit à peu près 27 % de sa production annuelle moyenne à long terme) dans

l'ensemble de son portefeuille, ce qui lui donne la possibilité d'éviter les débordements et de gérer les ressources en eau.

Capacité financière et profil attrayant d'échéance de la dette : Le Fonds adopte une approche circonspecte quant à sa capitalisation en maintenant un niveau prudent de financement de projets à faibles coûts et à recours limité, ainsi que des niveaux modestes d'endettement d'entreprise. La longue durée de ses actifs permet au Fonds d'obtenir des financements de projets au moyen d'une dette à long terme à recours limité comportant des échéances à court terme minimes.

Avantages de la production hydroélectrique et éolienne

Le caractère unique de la production hydroélectrique et éolienne comporte de nombreux avantages qui la démarquent des autres formes de production d'électricité, y compris une grande fiabilité, de faibles coûts d'exploitation, un impact minime sur l'environnement et sa dépendance envers des ressources renouvelables.

Fiabilité : L'équipement servant à produire l'énergie hydroélectrique ou éolienne comporte relativement peu de pièces mobiles. Puisque le processus ne brûle aucun combustible fossile à haute température ni ne crée quelque vapeur, l'usure et la détérioration de la machinerie sont maintenues au minimum, ce qui contribue à assurer sa longue durée de vie et peu d'entretien. Les taux d'indisponibilité imprévue des unités hydroélectriques sont parmi les plus faibles de l'industrie de l'électricité et le nombre d'éoliennes composant un parc éolien diminue considérablement le risque lié à l'indisponibilité.

Faibles coûts d'exploitation : Abstraction faite des redevances payées aux autorités gouvernementales en contrepartie des forces hydrauliques et des baux fonciers payables aux propriétaires fonciers publics et privés, les installations hydroélectriques et les parcs éoliens n'ont pas d'autres coûts variables élevés, tels les coûts de combustible, qui peuvent être considérables et très volatils pour les centrales à combustible fossile. De même, la plupart des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens peuvent être télécommandés par un personnel limité depuis un centre de commande centralisé. Compte tenu des faibles coûts d'entretien et de l'exceptionnelle fiabilité de l'équipement, les charges d'exploitation sont relativement basses.

Grande souplesse opérationnelle : Les centrales hydroélectriques peuvent s'adapter rapidement aux changements dans la demande et satisfaire, selon le débit des rivières et la capacité de stockage des réservoirs, tant aux besoins de base de leurs clients qu'à leurs besoins en périodes de pointe.

Faible impact environnemental : L'électricité du Fonds est produite par des actifs d'énergie hydroélectrique et éolienne. La production hydroélectrique ne produit presque aucune émission de gaz à effet de serre ou pluie acide, lesquels ont chacun de graves incidences sur l'environnement. Elle produit très peu de pollution thermique, chimique et radioactive et la pollution de l'eau et de l'air, comparativement à la production d'énergie par combustible fossile ou d'énergie nucléaire. Au lieu de produire d'importantes quantités de résidus toxiques en cours de production, les centrales hydroélectriques produisent de l'électricité en acheminant l'eau fluviale dans les turbines. Comme cette eau fluviale en ressort inchangée, le processus ne dégage pas d'eaux usées. Il n'y a non plus presque pas d'émissions de dioxyde de carbone, ni de pollution atmosphérique qui en découlent.

Le Fonds a 19 installations hydroélectriques en Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec qui respectent les normes strictes du Programme Écologo^{MC}, qui est une norme environnementale et une marque de certification très importante et respectée en Amérique du Nord. La production d'énergie éolienne a elle aussi peu d'impact sur l'environnement. Les parcs éoliens du Fonds produisent de l'électricité à l'aide d'éoliennes. Le vent demeure inchangé lorsqu'il poursuit sa trajectoire au-delà des éoliennes. Il n'y a pas d'émissions de dioxyde de carbone ou de pollution atmosphérique qui en découlent. En outre, les actifs de production d'énergie hydroélectrique ou éolienne ne présentent presque pas de risque de pollution des sols ou de contamination des eaux souterraines. Les dépenses en matière