

NORTHLAND POWER INC.
(auparavant, Northland Power Income Fund)

NOTICE ANNUELLE

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010

Le 31 mars 2011

NORTHLAND POWER INC.
(auparavant, Northland Power Income Fund)

NOTICE ANNUELLE

TABLE DES MATIÈRES

ÉNONCÉS PROSPECTIFS.....	1
STRUCTURE DE LA SOCIÉTÉ	1
ÉVOLUTION GÉNÉRALE DE L'ENTREPRISE.....	4
DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE.....	8
DISTRIBUTIONS ET DIVIDENDES	28
GESTION ET ADMINISTRATION DU FONDS	29
RAPPORT DE GESTION	30
STRUCTURE DU CAPITAL.....	30
CONTRATS IMPORTANTS.....	36
MARCHÉ POUR LES TITRES	36
FACTEURS DE RISQUE	38
POURSUITES JUDICIAIRES ET MESURES RÉGLEMENTAIRES	48
INTÉRÊTS DES EXPERTS.....	48
CONSEIL DE FIDUCIE ET DIRIGEANTS DU FONDS	48
COMITÉ D'AUDIT.....	50
INTÉRÊT DES MEMBRES DE LA DIRECTION ET D'AUTRES PERSONNES DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	51
AUDITEURS.....	52
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	52
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES.....	52
GLOSSAIRE.....	54

Toutes les expressions et tous les termes importants utilisés dans la présente notice annuelle ont le sens qui leur est attribué à la rubrique « Glossaire », à moins d'être autrement définis. Tous les montants exprimés en une monnaie dans la présente notice annuelle le sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Dans la présente notice annuelle, on entend par « Northland », avant le 1^{er} janvier 2011, Northland Power Income Fund et, après le 1^{er} janvier 2011, Northland Power Inc., la société issue de la conversion du Fonds en société suivant les modalités de l'arrangement.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle contient certains énoncés, autres que les énoncés de faits historiques, qui sont des énoncés prospectifs fondés sur certaines hypothèses et tenant compte des attentes actuelles de Northland et de ses filiales. Les énoncés prospectifs ont pour but de fournir des indications au sujet des attentes actuelles de la direction et de ses projets futurs; il importe que les lecteurs sachent qu'ils peuvent ne pas convenir à d'autres fins. Les énoncés prospectifs peuvent comprendre, notamment, des énoncés concernant les activités, l'exploitation, la situation financière, les priorités, les objectifs continus, les stratégies et les perspectives de Northland et de ses filiales. Ils comprennent des énoncés de nature prévisionnelle, tributaires de conditions ou d'événements futurs ou faisant référence à des conditions ou événements futurs, ou comprenant des termes tels que « s'attendre à », « prévoir », « planifier », « croire », « être d'avis que », « estimer », « avoir l'intention de », « viser » ou « projeter », en forme affirmative ou négative, des verbes au futur ou au conditionnel, ou d'autres termes semblables. L'information donnée dans ces énoncés est fondée sur certains facteurs ou hypothèses importants qui ont servi à formuler la conclusion, la prévision ou la projection qu'expriment les énoncés prospectifs, y compris des avis quant aux tendances passées, aux conditions actuelles et aux événements futurs prévus, ainsi que d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Les énoncés prospectifs reposent sur les attentes et les hypothèses raisonnables actuelles de la direction, mais demeurent sujets à de nombreux risques et incertitudes. Certains facteurs susceptibles d'influer sur les résultats ou les événements attendus sont décrits dans le rapport de gestion figurant dans le Rapport annuel 2010 de Northland Power Income Fund et à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle. Les résultats réels de Northland peuvent différer considérablement de ceux qu'indiquent les énoncés prospectifs, explicitement ou implicitement, et, par conséquent, rien ne garantit la réalisation des événements que prévoient les énoncés prospectifs, ni des avantages, y compris les dividendes, que pourraient en tirer Northland et ses actionnaires..

Les énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle reposent sur des hypothèses jugées raisonnables au moment où elle a été terminée, le 31 mars 2011. Les énoncés prospectifs peuvent ne pas convenir à d'autres fins. Sauf dans les cas expressément prévus par la loi, Northland ne s'engage aucunement à mettre à jour un énoncé prospectif pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieurs à la date à laquelle il a été formulé ou d'événements imprévus découlant de nouveaux renseignements, d'événements ou de résultats postérieurs ou d'autres facteurs.

STRUCTURE DE LA SOCIÉTÉ

LE FONDS

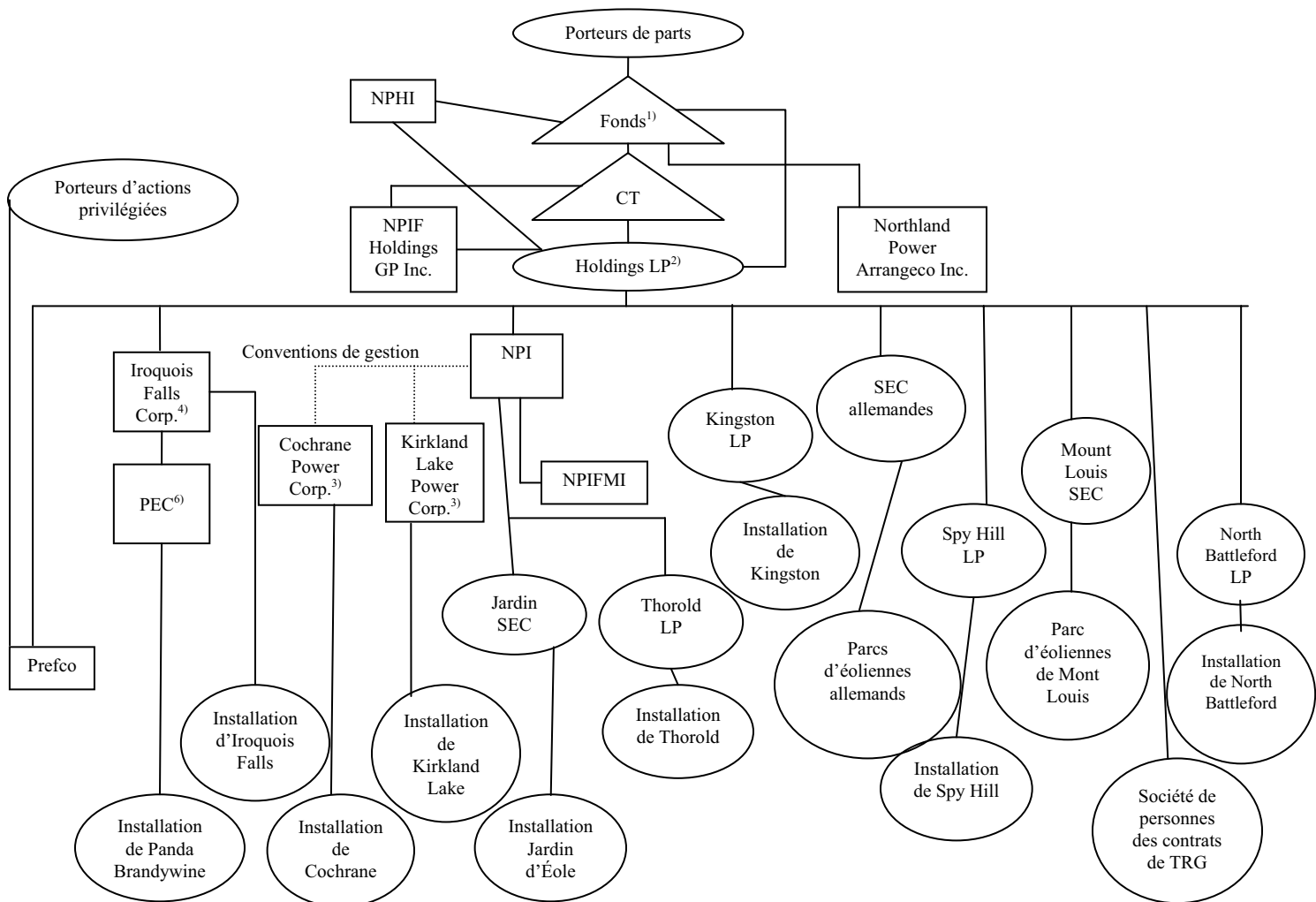
Le Fonds était une fiducie à capital variable non constituée en société établie sous le régime des lois de la province d'Ontario aux termes de l'acte de fiducie initial du Fonds. L'acte de fiducie du Fonds a modifié, mis à jour et remplacé l'acte de fiducie initial le 16 juillet 2009. Le siège social de Northland et son principal établissement sont situés au 30 St. Clair Avenue West, 17th Floor, Toronto (Ontario) M4V 3A1.

Le 1^{er} janvier 2011, Northland, auparavant, une fiducie de revenu, a été convertie en une société par actions aux termes de l'arrangement. Suivant l'arrangement, les parts de fiducie du Fonds (les « **parts** ») ont été échangées contre des actions ordinaires (les « **actions ordinaires** ») de Northland Power Inc., à

raison de une contre une, et ces actions sont négociées à la Bourse de Toronto sous le symbole NPI (le symbole précédent était NPI.UN). Dirigeant maintenant une société, la direction compte maintenir un dividende annuel de 1,08 \$ par action ordinaire, ce qui correspond au taux annuel antérieur des distributions sur les parts.

ORGANISATION

L'organigramme qui suit illustre la structure organisationnelle du Fonds et de ses principales filiales au 31 décembre 2010 (la participation est à hauteur de 100 %, sauf indication contraire dans les notes complémentaires). L'organigramme exclut un certain nombre de projets d'aménagement et certains commandités et certaines sociétés de portefeuille dont le Fonds était, directement ou indirectement, propriétaire exclusif.



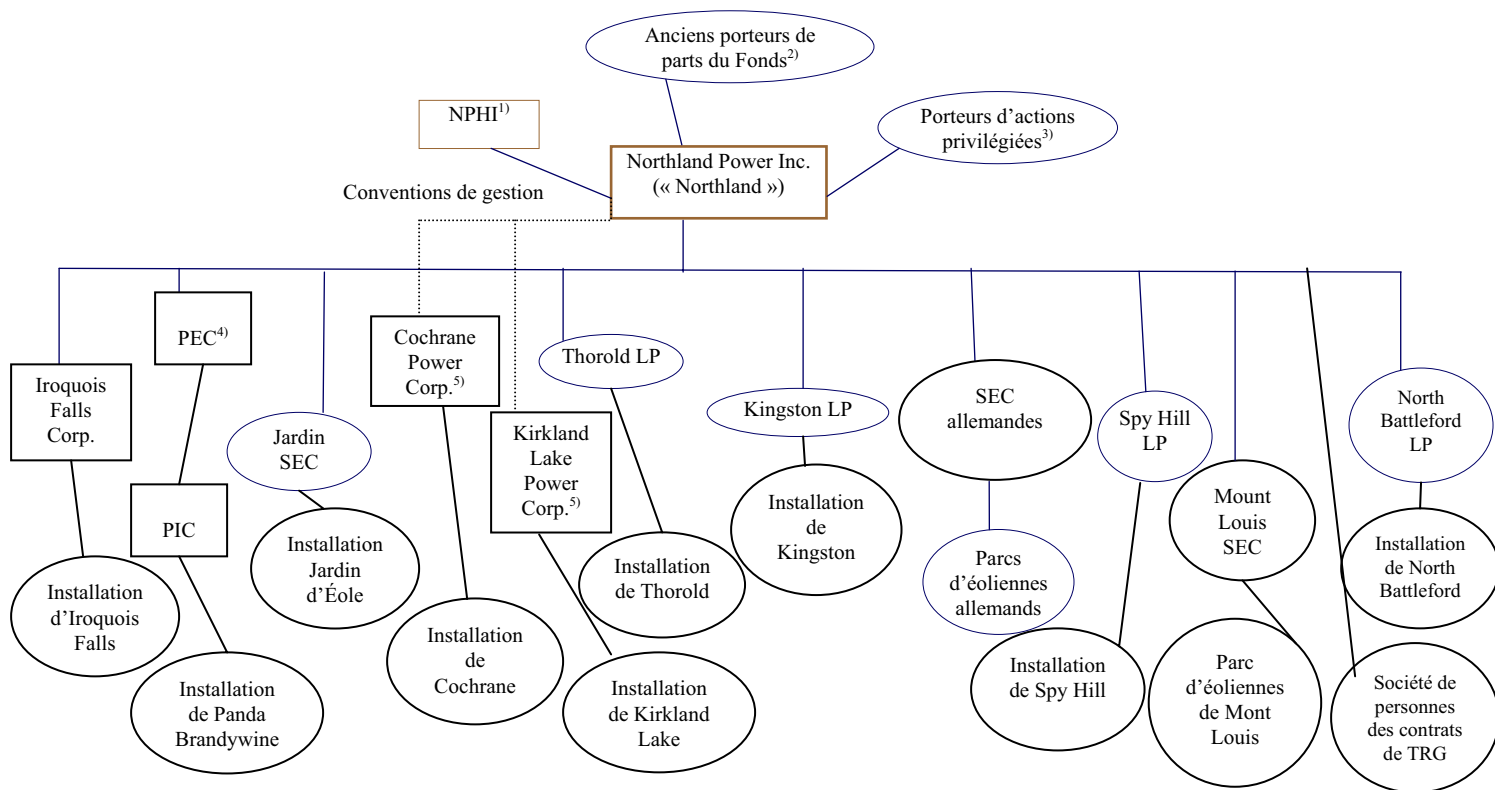
Notes :

1. NPHI, société par actions appartenant indirectement à James C. Temerty, possédait 34 141 676 parts avec droit de vote spécial représentant une participation avec droit de vote de 32,3 % dans le Fonds. M. Temerty était également propriétaire véritable de parts

- du Fonds ou exerçait un contrôle ou une emprise sur des parts du Fonds représentant une participation avec droit de vote de 4,9 %, pour un total de 37,2 %.
2. CT détenait la participation de commandité et, avec le Fonds, était propriétaire de 71 496 153 parts ordinaires représentant une participation de 74 % dans Holdings LP, lesquelles parts ordinaires lui donnaient droit à 100 % des distributions de Holdings LP jusqu'au 16 janvier 2012. NPHI possédait 25 645 598 parts de catégorie représentant une participation de 26 % et, après le 16 janvier 2012, un droit à des distributions. De plus, NPHI possédait 8 067 723 parts de catégorie B et 8 496 078 parts de catégorie C qui étaient convertibles en parts de catégorie A à raison d'une part contre une part dès la satisfaction de certaines conditions reliées aux activités d'aménagement du Fonds.
 3. Cochrane Power Corp. et Kirkland Lake Power Corp. appartiennent à des investisseurs institutionnels sans lien de dépendance. NPI, à titre de gérant, recevait des paiements de loyer et des frais de gestion de base et s'attend à l'avenir à recevoir des frais incitatifs correspondant à 75 % des flux de trésorerie tirés de la société pertinente.
 4. Iroquois Falls Corp. détient une participation en actions de 19 % dans PEC. La participation restante appartient à un tiers sans lien de dépendance.

Le Fonds et CT étaient des fiducies créées sous le régime des lois de la province d'Ontario. Holdings LP, Kingston LP, Thorold LP, Spy Hill LP et North Battleford LP sont des sociétés en commandite créées en vertu des lois de la province d'Ontario. Jardin SEC et Mount Louis SEC sont des sociétés en commandite créées en vertu des lois de la province de Québec. Les sociétés en commandite allemandes sont des sociétés en commandite créées sous le régime des lois de l'Allemagne. Iroquois Falls Power Corp., Cochrane Power Corp., Kirkland Lake Power Corp. et NPI sont des sociétés constituées sous le régime des lois de la province d'Ontario. PEC est une société constituée en vertu des lois du Texas.

Suivant l'arrangement, un certain nombre d'entités ont été liquidées ou ont fusionné. L'organigramme suivant illustre la structure organisationnelle de Northland au 1^{er} janvier 2011 après l'arrangement, ainsi que ses principales filiales (les participations sont à hauteur de 100 %, sauf indication contraire dans les notes complémentaires).



Notes :

1. NPHI, une société dont James C. Temerty est propriétaire indirect, est propriétaire de 25 645 598 actions de catégorie A, de 8 067 723 actions convertibles de catégorie B et de 8 496 078 actions convertibles de catégorie C représentant une participation avec droit de vote de 32,3 % dans Northland. M. Temerty est également propriétaire véritable d'actions ordinaires ou exerce un contrôle ou une emprise sur des actions ordinaires représentant une participation avec droit de vote supplémentaire de 4,9 %, pour un total de 37,2 %.
2. D'anciens porteurs de parts en circulation du Fonds sont propriétaires d'actions ordinaires de Northland.
3. D'anciens porteurs d'actions privilégiées de série 1 en circulation de Prefco sont propriétaires d'actions privilégiées de série 1 de Northland.
4. Northland possède une participation de 19 %. Le reste de la participation appartient à un tiers sans lien de dépendance.
5. Cochrane Power Corp. et Kirkland Lake Power Corporation appartiennent à des investisseurs institutionnels sans lien de dépendance. Northland, à titre de gérant, reçoit des paiements de loyer et des frais de gestion de base et s'attend à l'avenir à recevoir des frais incitatifs correspondant à 75 % des flux de trésorerie tirés de la société pertinente.

ÉVOLUTION GÉNÉRALE DE L'ENTREPRISE

Transformation en société et restructuration interne de Northland Power Inc.

Le 1^{er} janvier 2011, Northland, qui était une fiducie de revenu, a été convertie en société par actions. L'entreprise de Northland est maintenant exploitée par Northland Power Inc., une société fusionnée sous le régime de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario). Aux termes de l'arrangement, les parts du Fonds ont été échangées contre des actions ordinaires de Northland, à raison de une contre une, et ces actions sont négociées à la Bourse de Toronto sous le symbole NPI (le symbole antérieur était NPI.UN). Prefco a fusionné avec Northland, ce qui fait que ses actions privilégiées de série 1 sont maintenant des actions privilégiées de série 1 de Northland et elles continuent d'être négociées sous le symbole NPI.PR.A. Les deux séries de débentures subordonnées non garanties convertibles continuent d'être négociées comme débentures subordonnées non garanties convertibles de Northland à la Bourse de Toronto sous les symboles NIP.DB et NPI.DB.A.

L'arrangement est décrit en détail dans l'avis de convocation à l'assemblée annuelle et extraordinaire et la circulaire d'information de la direction datée du 20 mai 2010, qui a été affichée sur SEDAR à www.sedar.com, et sur le site Web de Northland à www.northlandpower.ca.

Vente de Miller SEC

Le 16 décembre 2010, Northland a vendu la totalité de son placement dans Miller SEC à NextEra Énergie Canada.

Aménagement des projets du Fonds

L'aménagement des projets du Fonds au cours des trois derniers exercices révolus comprend les projets suivants :

- Le parachèvement de l'installation de Thorold, après l'obtention de l'ensemble des permis et du financement, qui a atteint sa date d'exploitation commerciale en 2010. Thorold LP a remboursé la dette subordonnée utilisée pour financer en partie la construction de l'installation de Thorold à la fin de 2010.
- La construction de l'installation Jardin d'Éole a été parachevée et sa date d'exploitation commerciale a été atteinte en 2009.

- Spy Hill LP s'est vu attribuer un contrat d'achat d'électricité en vue de la construction de l'installation de Spy Hill en 2009. Le financement a été obtenu et la construction de l'installation de Spy Hill a commencé en 2010.
- North Battleford LP s'est vu attribuer un contrat d'achat d'électricité en vue de la construction de l'installation de North Battleford en 2010. Le financement a été obtenu et la construction de l'installation de North Battleford a débuté plus tard en 2010.
- Le financement a été obtenu et la construction du parc d'éoliennes de Mont Louis a débuté en 2010.
- Northland et Loblaw collaborent à l'installation de panneaux solaires photovoltaïques sur le toit de quatre magasins Loblaw dans le cadre d'un projet pilote. Les projets ont obtenu des contrats d'achat d'électricité aux termes du programme de TRG de l'OÉO. La construction sur deux des quatre magasins Loblaw a débuté en 2010.
- En 2010, Northland a conclu des contrats d'achat d'électricité en vue de la construction de projets d'énergie verte renouvelables représentant 216 MW aux termes du programme de TRG de l'OÉO.
- Northland s'est vu attribuer un PPA en 2010 en vue de la construction et de l'exploitation d'un parc d'éoliennes de 24 MW près de Frampton, au Québec.

Se reporter à la rubrique « Description de l'entreprise – Les installations du Fonds ».

Émission d'actions privilégiées

En juillet 2010, Prefco, une filiale en propriété exclusive du Fonds, a réuni 150 millions de dollars par la vente de 6 000 000 d'actions privilégiées à taux révisable et à dividende cumulatif, série 1 (les « **actions privilégiées de série 1** ») à 25,00 \$ l'action pour un produit brut de 150 millions de dollars (produit net, 144,8 millions de dollars). Les dividendes sur les actions privilégiées de série 1 ont été garantis par le Fonds.

Aux termes de l'arrangement, les actions privilégiées de série 1 de Prefco ont été converties le 1^{er} janvier 2011 en actions privilégiées de série 1 de Northland, à raison de une contre une, lesquelles actions sont assorties des mêmes droits, privilèges, restrictions et conditions.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 1 ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes au taux annuel de 1,3125 \$ l'action, payables trimestriellement et lorsque le conseil d'administration en déclare. Les actions privilégiées de série 1 ont un rendement annuel de 5,25 % sur le prix d'émission pour la période initiale de cinq ans prenant fin le 30 septembre 2015. Le taux de dividende sera révisé le 30 septembre 2015 et tous les cinq ans par la suite et correspondra au taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada de cinq ans alors en vigueur majoré de 2,80 %. Les actions privilégiées de série 1 sont rachetables le 30 septembre 2015 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 1 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées à taux flottant et à dividende cumulatif, série 2 (les « **actions privilégiées de série 2** »), sous réserve de certaines conditions le 30 septembre 2015 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite. Les actions privilégiées de série 2 comportent les mêmes caractéristiques que les actions privilégiées de série 1, sauf que les porteurs auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs à taux variable trimestriels et

lorsque le conseil d'administration en déclare à un taux correspondant au taux de rendement des bons du Trésor du gouvernement du Canada de trois mois alors en vigueur majoré de 2,80 %. Les porteurs des actions privilégiées de série 2 auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de série 1 le 30 septembre 2020 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite.

Appel public à l'épargne

Le 15 octobre 2009, le Fonds a tiré un produit global de 161,4 millions de dollars de l'émission de 6,7 millions de parts et d'un montant en capital de 92 millions de dollars de débentures subordonnées non garanties à 6,25 %, qui sont convertibles en parts au prix de 12,42 \$ la part jusqu'au 31 décembre 2014 et rachetables par le Fonds dans certaines circonstances.

Acquisition de NPI

Le 16 juillet 2009, une fusion est intervenue aux termes de laquelle le Fonds a fait indirectement l'acquisition de NPI. La fusion a été approuvée par les majorités requises des porteurs de parts du Fonds le 16 juillet 2009. Le coût de la fusion a été acquitté en grande partie au moyen de titres de Holdings LP, qui étaient échangeables contre des parts du Fonds ou convertibles en celles-ci à compter du 16 janvier 2012 et ne donnaient pas droit à des distributions en espèces avant cette même date. La conversion de certains de ces titres dépendait de la reconnaissance par le Fonds de la valeur du portefeuille de projets d'aménagement qui constituait l'apport de NPI à la fusion.

La fusion a internalisé la direction du Fonds et a harmonisé considérablement et favorablement les intérêts de la direction et du Fonds en dotant la direction d'une participation avec droit de vote d'environ 38 % dans le Fonds pouvant potentiellement être portée à 45 % si la totalité de ses titres pouvant être échangés et convertis l'étaient pour obtenir des parts. En raison de l'arrangement, ces titres échangeables et convertibles de Holdings LP sont devenus des actions de catégorie A, des actions convertibles de catégorie B et des actions convertibles de catégorie C de Northland.

Modifications des actes de fiducie

Au moment de la fusion, des modifications ont été apportées à l'acte de fiducie du Fonds en vue de prévoir, notamment, ce qui suit :

- a) la création, l'émission, le rachat et l'annulation de parts avec droit de vote spécial;
- b) le remplacement de Computershare en tant que fiduciaire du Fonds, de sorte que chacun des fiduciaires pourrait être à la fois fiduciaire du Fonds et de CT;
- c) la modification du nombre des fiduciaires du Fonds, afin d'établir leur nombre à un minimum de cinq et à un maximum de sept, au choix des fiduciaires du Fonds (leur nombre initial devant être de six) et de permettre aux fiduciaires du Fonds d'être également fiduciaires de CT;
- d) l'attribution de certains droits de gouvernance spéciaux à NPHI lui ayant permis de nommer, i) à la condition d'être contrôlée par James C. Temerty, A) jusqu'à trois des sept ou deux des cinq ou six fiduciaires du Fonds, selon le cas, si elle et James C. Temerty possédaient collectivement au moins 15 % de l'ensemble des parts et des parts de catégorie A, et B) jusqu'à deux des cinq, six ou sept fiduciaires du Fonds, selon le cas, si elle et James C. Temerty possédaient collectivement au moins 10 % de l'ensemble des parts et des parts de catégorie A, et ii) à la condition d'être alors contrôlée par les parties Temerty, A) jusqu'à trois des sept ou deux des cinq ou six fiduciaires du Fonds, selon le cas, si elle et les parties Temerty possédaient collectivement au moins 20 % de l'ensemble des parts et des parts de catégorie A, et B) jusqu'à deux des cinq, six ou sept

fiduciaires du Fonds, selon le cas, si elle et les parties Temerty possédaient collectivement au moins 15 % de l'ensemble des parts et des parts de catégorie A;

- e) l'attribution de droits préférentiels de souscription à NPHI à l'égard du Fonds, si James C. Temerty ou les parties Temerty contrôlaient NPHI et que NPHI, James C. Temerty ou les parties Temerty possédaient collectivement, directement ou indirectement, au moins 20 % de l'ensemble des parts et des parts de catégorie A;
- f) l'internalisation de la direction du Fonds et le transfert subséquent de certains pouvoirs du gérant aux fiduciaires du Fonds et aux dirigeants du Fonds aux termes de l'acte de fiducie;
- g) l'autorisation de l'établissement d'un nouveau plan incitatif à long terme à l'intention des dirigeants, employés et consultants du Fonds.

De plus, des modifications ont été apportées à l'acte de fiducie supplémentaire de CT en vue de prévoir, notamment :

- a) la modification du nombre des fiduciaires de CT, afin d'établir leur nombre à un minimum de cinq et un maximum de sept, au choix des fiduciaires de CT (leur nombre initial devant être de six) et de permettre aux fiduciaires de CT d'être également fiduciaires du Fonds;
- b) la nomination des fiduciaires de CT par le Fonds;
- c) l'internalisation de la direction de CT et le transfert subséquent de certains pouvoirs du gérant aux fiduciaires de CT et aux dirigeants de CT aux termes de l'acte de fiducie supplémentaire de CT.

Placement dans PEC

En septembre 2008, le Fonds a reçu, après déduction de la retenue d'impôt, un dividende unique de 6,9 millions de dollars américains (7,3 millions de dollars) de PEC, dividende qui découlait en bonne partie des opérations conclues entre Panda-Brandywine, L.P., PEPCO et Sempra aux termes desquelles le contrat d'achat de l'électricité de PEPCO a été remplacé par un nouveau contrat d'achat d'électricité avec Sempra. En outre, Sempra a fait l'acquisition du contrat de location-acquisition de l'installation de Panda-Brandywine dans le cadre de l'opération.

Le Fonds a également reçu des frais de restructuration de 1,3 million de dollars américains (1,4 million de dollars) dans le cadre du prêt privilégié consenti à PIC. Les frais de restructuration ont été déduits du solde du prêt privilégié et seront comptabilisés dans les résultats pendant la durée du prêt. Un compte de réserve pour le service de la dette de 2,5 millions de dollars américains a été créé par PIC uniquement aux fins du prêt privilégié consenti par le Fonds. Les autres modalités du prêt privilégié existant accordé à PIC, y compris le taux d'intérêt de 10,9 % et le remboursement d'ici 2021, demeurent les mêmes.

Le 27 mai 2010, le solde du prêt impayé sur le prêt privilégié consenti à PIC a été remboursé en totalité. Le paiement par anticipation découle de la réception par Panda-Brandywine, L.P. d'un versement de Sempra pour tenir compte des modifications du contrat d'achat de l'électricité de Panda-Brandywine, L.P. Outre le capital impayé, Northland a reçu des frais de remboursement par anticipation de 4,9 millions de dollars américains (5,2 millions de dollars) et un dividende unique spécial de 2,4 millions de dollars américains (2,5 millions de dollars) qui était relié indirectement aux modifications du contrat d'achat d'électricité. Le solde restant des frais de restructuration de septembre 2008 (1,2 million de dollars) a été comptabilisé dans les résultats proportionnellement au remboursement du prêt. Au 31 décembre 2010, Northland conservait une participation de 19 % dans PEC.

En raison de la modification du contrat d'achat d'électricité de l'installation de Panda-Brandywine, Northland considérait que son placement en actions dans PEC accusait une baisse de valeur non temporaire, ce qui a entraîné une charge de dépréciation de 0,3 million de dollars pour tenir compte de la meilleure estimation par la direction de la juste valeur du placement à 5,8 millions de dollars.

Northland a reçu de PIC des frais d'administration de prêt de 0,1 million de dollars américains et des frais de gérance de 75 000 \$ US par année, rajustés annuellement depuis 2004 afin de refléter les changements de l'indice des prix à la consommation aux États-Unis. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, Northland a reçu 0,1 million de dollars (0,3 million de dollars en 2009) en frais d'administration du prêt de PIC et des frais de gérance. En raison du paiement par anticipation du solde du prêt privilégié de PIC en mai 2010, Northland ne reçoit plus de PIC des frais d'administration de prêt.

Facilité de crédit bancaire de 130 millions de dollars

Le 24 mai 2002, le Fonds et Iroquois Falls Corp. ont conclu une facilité de crédit avec la Banque Canadienne Impériale de Commerce, à titre de mandataire d'un consortium bancaire. La facilité a par la suite été modifiée et mise à jour à plusieurs reprises et la dernière fois en avril 2010. La facilité de crédit prévoit une marge de crédit de 130 millions de dollars (augmentée le 26 novembre 2009 alors qu'elle était de 95 millions de dollars), assortie de limites secondaires, pour aider au financement des dépenses en immobilisations, des acquisitions, et des investissements faits par le Fonds, des lettres de crédit et aux fins générales d'Iroquois Falls Corp. La convention de crédit expire le 20 mai 2012 mais peut être reconduite chaque année au gré du Fonds. Au 31 décembre 2010, les lettres de crédit en cours totalisaient 82,8 millions de dollars (25,7 millions de dollars en 2009) et aucun prélèvement n'avait été fait (aucun prélèvement en 2009).

La facilité de crédit reste en vigueur au profit de Northland après la réalisation de l'arrangement.

DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Survol du secteur en Ontario

Le secteur de l'électricité de l'Ontario a connu de vastes changements et s'est considérablement raffiné depuis l'ouverture du marché de l'électricité en 2002. Ces changements comprennent l'imposition du plafonnement des prix, des rabais et des programmes de réglementation des prix, la fixation d'un tarif pour les actifs de production d'OPG et la création de l'OÉO. Créée en 2005, l'OÉO a notamment pour mission de prendre en charge la planification à long terme de la production d'électricité et de repérer de nouvelles sources de production d'électricité si les différentes sources de production existant sur le marché s'avèrent insuffisantes.

L'OÉO a mis en œuvre plusieurs processus d'approvisionnement en électricité provenant de centrales au gaz naturel auxquels a participé NPI. Thorold LP a obtenu le contrat d'achat électricité à long terme pour l'installation de Thorold à l'issue de l'appel de projets de l'OÉO visant des projets de production combinée de chaleur et d'électricité de 1 000 MW. L'OÉO continuera d'assurer l'approvisionnement en électricité à partir de projets à base de gaz naturel ou d'autres technologies soit par l'entremise d'appels de projets, soit par négociation directe, selon les directives du ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure (le « **ministre** »).

En 2009, la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte* (la « **LEV** ») a été adoptée et le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure a chargé l'OÉO de lancer le programme de TRG. Ce programme consiste en la première structure de tarification garantie globale en Amérique du Nord visant la

production d'électricité à partir de sources renouvelables. Il offre des prix stables aux termes de contrats de production d'électricité de longue durée à partir de sources renouvelables, notamment, de ressources éoliennes, solaires photovoltaïques, hydrauliques et de biomasse. Il comporte des exigences quant au contenu ontarien. Les paiements en provenance du programme de TRG varient de 10,3 cents le kWh pour les projets à base de gaz d'enfouissement de plus de 10 MW à 80,2 cents le kWh pour des projets d'énergie solaire photovoltaïque de 10 kW ou moins avec installation sur toit. L'OÉO a commencé à accepter des demandes de participation au programme de TRG en octobre 2009.

En mars et en avril 2010, l'OÉO a annoncé l'attribution de 510 projets à TRG de moyenne envergure (10 kW à 500 kW) et 184 autres contrats pour des projets à TRG de grande envergure (plus de 500 kW). Dans la catégorie de projets à TRG de grande envergure, Northland s'est vu attribuer des contrats visant une capacité totale de 216 MW, soit 130 MW provenant de 13 projets d'installations solaires au sol situées dans toute la province, 60 MW provenant du parc éolien de l'île Manitoulin en collaboration avec les entités associées aux United Chiefs and Councils of Mnidoo Mnising (« **UCCMM** ») et 26 MW provenant de quatre projets hydroélectriques au fil de l'eau sur la rivière Kabinakagami en collaboration avec la Première Nation du lac Constance.

En novembre 2010, le ministre de l'Énergie a publié un projet de la directive sur l'approvisionnement mixte et du plan énergétique à long terme (PELT). Les caractéristiques clés du PELT comprennent l'élimination de la production alimentée au charbon du scénario de l'approvisionnement mixte d'ici 2014, les engagements de remise en état de diverses installations nucléaires, ainsi que la construction de nouvelles installations nucléaires à Darlington, la poursuite de la croissance de la capacité hydroélectrique, les engagements envers les programmes mixtes de chaleur et d'énergie et l'établissement d'une cible de production de 10 700 MW d'énergie éolienne, solaire et bioénergétique d'ici 2018. Dans le cadre de la publication du projet de la directive sur l'approvisionnement mixte et du PELT, le ministre de l'Énergie a donné un certain nombre de directives à l'OÉO, y compris celles concernant la négociation de nouveaux contrats avec les producteurs autres que les services publics (dès l'expiration de ces contrats avec la FSIÉO), l'obtention de projets mixtes chaleur et énergie au moyen d'un programme d'offres normalisé pour les projets de moins de 20 MW et la négociation individuelle de contrats de production mixte avec les projets de plus de 20 MW. À la fin de 2010, le ministre de l'Énergie a demandé que Hydro One fasse progresser les travaux et accélère l'acceptation de trois des cinq projets de transport repérés dans le projet de la directive sur l'approvisionnement mixte. La direction continuera d'assurer le suivi des diverses directives, des demandes de propositions et des programmes publiés par l'OÉO pour repérer d'éventuels débouchés pour Northland.

À la fin de 2010, le ministère de l'Environnement a proposé des modifications du processus d'évaluation devant entrer en vigueur en 2011, qui comprenaient, entre autres, les modifications concernant les récepteurs du bruit et les exigences de marge de retrait pour les installations éoliennes. Parmi les autres changements proposés, on compte les modifications concernant l'augmentation du nombre d'avis au public et la clarification des exigences de consultation des municipalités.

Survol du secteur au Québec

Le secteur de l'électricité au Québec est structuré autour d'Hydro-Québec, une société constituée sous l'autorité d'une loi provinciale, et de la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») à titre d'organisme de réglementation.

La Régie est chargée de concilier les intérêts du public, la protection des consommateurs et le traitement équitable des transporteurs et des distributeurs d'électricité. La Régie est également chargée d'approuver le plan d'approvisionnement de l'unité de distribution d'Hydro-Québec. Ce plan d'approvisionnement

comprend des prévisions relatives au besoin du marché québécois au cours des dix (10) prochaines années et tient compte du patrimoine de production d'électricité (de 165 TWh) qu'offre Hydro-Québec Production, une division d'Hydro-Québec qui est son unité de production d'électricité. Pour satisfaire à la demande qui excède le patrimoine de production d'électricité, l'unité de distribution d'Hydro-Québec doit conclure des contrats d'approvisionnement en procédant à des appels d'offres publics.

Aux termes de la loi qui la régit, Hydro-Québec, l'une des plus grandes entreprises d'électricité d'Amérique du Nord, dispose de pouvoirs étendus pour la production, l'approvisionnement et la transmission d'électricité au Québec. En 2005, Hydro-Québec a conclu des conventions avec des producteurs d'électricité indépendants pour près de 1 000 MW d'énergie éolienne. En 2008, Hydro-Québec a signé 15 conventions (dont une a été annulée par la suite) portant au total sur 2 004,5 MW d'énergie éolienne dont la livraison commencera entre 2011 et 2015. En 2005, l'installation Jardin d'Éole et le projet de Mont Louis du Fonds ont obtenu des contrats à long terme auprès d'Hydro-Québec Distribution, division d'Hydro-Québec.

À la fin de 2010, Northland a annoncé qu'elle s'était vu attribuer un contrat d'achat d'électricité de 20 ans en vue de la construction et de l'exploitation d'un parc d'éoliennes de 24 MW à proximité de Frampton, au Québec, près de la rive-sud du Saint-Laurent. Hydro-Québec a attribué le contrat aux termes de son appel d'offres publié en avril 2009 visant l'achat d'énergie éolienne auprès de projets communautaires et autochtones.

Survol du secteur en Saskatchewan

La plus grande partie du marché de l'électricité en Saskatchewan est desservie par la société d'État SaskPower, une entité à intégration verticale exploitée sous le régime de la loi intitulée *Power Corporation Act* (Saskatchewan).

Les centrales au charbon constituent la source principale d'électricité en Saskatchewan. Étant donné le vieillissement de ses infrastructures et l'évolution de la réglementation en matière de changements climatiques et d'environnement, SaskPower a examiné différentes formes de production d'électricité et la création de partenariats avec des producteurs d'électricité indépendants en vue de pouvoir combler les nouveaux besoins énergétiques et atteindre les nouveaux objectifs environnementaux de la province.

En raison de l'activité économique accrue en Saskatchewan, les prévisions de SaskPower quant aux besoins en électricité de la province dépassent les moyennes à long terme enregistrées. Un nombre considérable des installations de production d'électricité de SaskPower devront être remises à neuf ou remplacées à compter de 2013, de sorte qu'elle évalue et adopte actuellement plusieurs options d'approvisionnement, dont le recours à des installations de production privées. À cette fin, en 2009, SaskPower a lancé un appel de projets en vue de la production d'une nouvelle charge de base ou intermédiaire allant de 200 à 400 MW et un deuxième appel de projets visant la production d'une charge de pointe allant jusqu'à 100 MW. L'installation de Spy Hill et l'installation de North Battleford ont obtenu des contrats d'achat d'électricité par suite de ces appels de projets.

À l'heure actuelle, SaskPower mène un certain nombre d'autres projets avec des producteurs d'énergie indépendants, dont un appel de projets visant une production éolienne pouvant atteindre 175 MW et des projets hydroélectrique aux termes de son plan d'options vert. La direction continuera à suivre ces appels de projets, plans et autres faits nouveaux en Saskatchewan pour repérer les débouchés qu'ils peuvent créer pour Northland.

LES INSTALLATIONS DU FONDS

Northland possède neuf projets de production d'énergie totalisant 1 050 MW (capacité nette de 815 MW) ou elle y possède une participation. Les actifs de Northland se composent d'installations qui produisent de l'électricité à partir de gaz naturel propre et de sources renouvelables vertes, comme le vent et la biomasse, qu'elle vend aux termes de contrats d'achat d'électricité à long terme à des clients solvables pour assurer une stabilité des produits. Trois des centrales alimentées au gaz naturel en propriété exclusive sont situées en Ontario : l'installation d'Iroquois Falls de 120 MW, l'installation de Kingston de 110 MW et l'installation de Thorold de 265 MW. Grâce à sa participation en actions de 19 % dans PEC, Northland possède une participation dans la centrale à cycle mixte de Panda-Brandywine de 230 MW située à l'extérieur de Washington, dans le district fédéral de Columbia. L'électricité produite par les centrales alimentées au gaz est vendue aux termes de contrats à long terme, au besoin, pour assurer l'approvisionnement et le prix du gaz naturel, qui constitue le coût le plus important de Northland.

Northland est propriétaire du parc d'éoliennes Jardin d'Éole de 127,5 MW situé à proximité de Matane, au Québec, qui a entrepris son exploitation commerciale à la fin de novembre 2009 et vend de l'électricité aux termes d'un contrat d'achat d'électricité à long terme à Hydro-Québec. Northland est propriétaire de deux parcs d'éoliennes situés en Allemagne d'une capacité installée de 21,5 MW, dont toute l'électricité produite est fournie aux services publics d'électricité locaux suivant les dispositions de la législation sur l'énergie renouvelable de l'Allemagne.

Northland a le droit de recevoir des honoraires en contrepartie des services qu'elle rend relativement à l'exploitation et à la gestion de l'installation de Kirkland Lake aux termes d'une convention de gestion venant à échéance en 2041. Suivant les modalités de la convention, les honoraires sont rajustés tous les ans le 1^{er} mars pour tenir compte des modifications de l'indice des prix à la consommation en Ontario. Northland est également mandataire de Kirkland Lake Corp. pour faciliter les achats et les ventes de gaz naturel et reçoit des honoraires en contrepartie de ces services. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, Northland a gagné 0,9 million de dollars (0,5 million de dollars en 2009) en frais de gestion et 0,2 million de dollars (0,1 million de dollars en 2009) en frais de gestion du gaz naturel. Northland loue aussi le terrain et les immeubles existants où l'installation de Kirkland Lake est située aux termes d'un bail venant à échéance en 2041. Au cours de l'année, Northland a dégagé des produits de location de 60 000 \$ (30 000 \$ en 2009).

Northland a droit de recevoir des honoraires en contrepartie des services qu'elle rend relativement à l'exploitation et à la gestion de l'installation de Cochrane aux termes d'une convention de gestion venant à échéance en 2016 comportant des renouvellements annuels automatiques. La convention de gestion peut être prolongée au-delà de la durée initiale au gré de Cochrane Power Corp. Suivant les modalités de la convention, les honoraires sont rajustés tous les ans le 1^{er} mars pour tenir compte des modifications de l'indice des prix à la consommation en Ontario. Northland est également mandataire de Cochrane Power Corp. pour faciliter les achats et les ventes de gaz naturel et reçoit des honoraires en contrepartie de ces services. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, Northland a gagné 0,4 million de dollars (0,2 million de dollars en 2009) en frais de gestion et 0,2 million de dollars (0,1 million de dollars en 2009) en frais de gestion du gaz naturel. Northland loue également le terrain et les immeubles existants où l'installation de Cochrane est située aux termes d'un bail venant à échéance en 2016 comportant des reconductions annuelles automatiques. Le bail peut être prolongé au-delà de sa durée initiale au gré de Cochrane Power Corp. Suivant les modalités du bail, les paiements de loyer sont rajustés tous les ans le 1^{er} mars pour tenir compte des modifications de l'indice des prix à la consommation en Ontario. Au cours de 2010, Northland a dégagé des produits de location de 0,4 million de dollars (0,2 million de dollars en 2009).

Northland est propriétaire du projet Spy Hill de 86 MW, du projet North Battleford de 260 MW, du parc d'éoliennes de Mont Louis de 100 MW et de quatre installations solaires sur toit d'immeuble, qui sont tous en voie de construction. De plus, Northland est propriétaire de projets éoliens, solaires et hydroélectriques au fil de l'eau représentant 216 MW dont la production fait l'objet de contrats d'achat d'électricité aux termes du programme de TRG de l'OÉO et s'est récemment vu attribuer un contrat d'achat d'électricité de 20 ans par Hydro-Québec en vue de la construction et de l'exploitation d'un parc d'éoliennes de 24 MW à proximité de Frampton, au Québec. Northland a également un portefeuille considérable de projets en développement. Une fois que les projets de Northland en Saskatchewan seront en exploitation, les flux de trésorerie de Northland seront diversifiés selon cinq régions géographiques distinctes et cinq régimes réglementaires distincts.

Northland est également propriétaire d'une petite installation de production de copeaux de bois sur l'île de Vancouver et d'une entreprise de services techniques.

Le tableau qui suit est un résumé des principales caractéristiques de chacune des installations en exploitation dans lesquelles Northland avait une participation directe ou indirecte au 31 décembre 2010 :

Installations en exploitation

Installation	Capacité de production	Propriété	Preneur d'électricité et évaluation	Échéance du contrat d'achat d'électricité	% du BAIIA ³⁾
Iroquois Falls	120 MW	100 %	SFIÉO (AA bas)*	2021	29 %
Kingston	110 MW	100 %	SFIÉO (AA bas)*	2017	33 %
Thorold	265 MW	100 %	OÉO (A haut)*	2030	30 %
Panda-Brandywine	230 MW	19 %	Sempra ¹⁾ (BBB+)**	2021	9 %
Jardin d'Éole	127,5 MW	100 %	Hydro-Québec (A haut)*	2029	12 %
Parcs d'éoliennes allemands	21,5 MW	100 %	s.o. ²⁾	s.o. ²⁾	1 %
Activités de gestion ⁴⁾					(14 %)

* Évaluation de Dominion Bond Rating Services

** Évaluation de S&P

Notes :

- 1) Tout le gaz naturel nécessaire à l'installation de Panda-Brandywine est fourni par Sempra aux termes d'une entente d'achat ferme.
- 2) La production d'électricité des parcs d'éoliennes allemands est achetée à des prix déterminés à l'avance par des services publics d'électricité locaux comme l'exigent les lois allemandes.
- 3) Représente le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissements (BAIIA) approximatif (mesure non conforme aux PCGR) généré par chaque installation en 2010.
- 4) Comprend les résultats opérationnels et produits des activités ordinaires de Chips LP, les frais de gestion provenant de l'exploitation de l'installation de Cochrane et de l'installation de Kirkland Lake et les dépenses de gestion, d'administration et d'aménagement.

Projets en construction

Projet ¹⁾	Capacité de production	Propriété	Preneur d'électricité et évaluation*	Échéance du contrat d'achat d'électricité	Échéance du contrat d'approvisionnement en combustible
Spy Hill	86 MW	100 %	SaskPower (AA)*	25 ans à partir de la DEO**	s.o. ²⁾
North Battleford	260 MW	100 %	SaskPower (AA)*	20 ans à partir de la DEO**	s.o. ²⁾
Mont Louis	100 MW	100 %	Hydro-Québec (A haut)*	20 ans à partir de la DEO**	s.o.

* Évaluation de Dominion Bond Rating Services

** Date de l'exploitation commerciale

Notes :

- 1) Northland a également une participation dans quatre projets solaires sur toit avec Les Compagnies Loblaw Limitée d'une capacité globale de 1 163 kilowatts.
- 2) Le preneur d'électricité fournit tout le combustible à l'exploitation des installations ou assume de fait le risque associé au prix du gaz aux termes d'une entente d'achat ferme.

Projets d'aménagement avancés

Projet	Capacité de production	Propriété	Preneur d'électricité et évaluation*	Échéance du contrat d'achat d'électricité	Échéance du contrat d'approvisionnement en combustible
Projets solaires au sol	130 MW	100 %	OÉO (A haut)*	20 ans à partir de la DEO**	s.o.
Parcs d'éoliennes de l'île Manitoulin	60 MW	50 %	OÉO (A haut)*	20 ans à partir de la DEO**	s.o.
Projet hydroélectrique au fil de l'eau de la rivière Kabinakagami	26 MW	50 %	OÉO (A haut)*	40 ans à partir de la DEO**	s.o.
Frampton	24 MW	67 %	Hydro-Québec (A haut)*	20 ans à partir de la DEO**	s.o.

* Évaluation de Dominion Bond Rating Services

** Date de l'exploitation commerciale

Installations thermiques – alimentation au gaz naturel et de cogénération

En ayant recours au gaz naturel pour alimenter les turbines de l'installation d'Iroquois Falls, de l'installation de Kingston, de l'installation de Thorold et de l'installation de Panda-Brandywine, le Fonds utilise le combustible fossile le moins nocif pour l'environnement. La combustion du gaz naturel ne produit pratiquement pas d'émissions d'anhydride sulfureux (« SO₂ ») ni de particules et produit encore moins d'émissions de monoxyde de carbone (« CO »), d'oxydes d'azote (« NO_x ») et de GES, comme les hydrocarbures réactifs et les dioxydes de carbone (« CO₂ »), que les autres types de combustibles fossiles.

La cogénération consiste en la production combinée d'énergie électrique et d'énergie thermique, comme la vapeur ou la chaleur, à partir d'une seule source de combustible, comme le gaz naturel. La vapeur produite est normalement vendue aux installations industrielles ou commerciales situées à proximité, qui autrement consommeraient du combustible pour produire de la vapeur. La cogénération permet, par rapport aux méthodes conventionnelles, d'améliorer davantage la production électrique des preneurs qui utilisent de l'énergie thermique et électrique de façon continue.

Éoliennes

Le vent sert à produire de l'électricité en ayant recours à des éoliennes qui transforment l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Les projets d'énergie éolienne sont relativement simples à ériger comparativement aux projets de production d'électricité traditionnels et les délais de construction sont beaucoup plus courts que ces derniers. Puisque les projets d'énergie éolienne n'ont pas de coûts de combustibles, les coûts opérationnels sont moins élevés que pour les projets de production d'électricité à partir de combustibles fossiles.

L'INSTALLATION D'IROQUOIS FALLS

Contexte général

L'installation d'Iroquois Falls est une centrale de cogénération à cycle mixte alimentée au gaz naturel située à Iroquois Falls, en Ontario, à environ 650 kilomètres au nord de Toronto. Cette centrale est située sur la rivière Abitibi à environ 500 mètres de l'usine d'AbitibiBowater à Iroquois Falls. La construction de l'installation d'Iroquois Falls a été parachevée en 1996, année marquant le début de ses activités.

Contrats d'entretien, d'approvisionnement et de vente de l'installation d'Iroquois Falls

L'installation d'Iroquois Falls a une capacité nominale nette de 120 MW et produit et vend de l'électricité à la SFIÉO aux termes du contrat d'achat de l'électricité d'Iroquois Falls d'une durée de 25 ans qui vient à échéance en 2021. L'obligation de la SFIÉO d'acheter de l'électricité en vertu du contrat d'achat de l'électricité d'Iroquois Falls se limite à des moyennes mensuelles déterminées oscillant entre 75 MW et 96 MW, la moyenne mensuelle pondérée se situant à 85 MW.

L'installation d'Iroquois Falls vend jusqu'à 300 000 livres de vapeur par heure à l'usine Iroquois Falls avoisinante d'AbitibiBowater aux termes d'un contrat de vente de vapeur de 20 ans qui vient à échéance en 2016. La vapeur est vendue à un prix fixé chaque année qui varie directement en fonction du coût du gaz acheté par Iroquois Falls Corp. Les ventes de vapeur sont généralement plus élevées en hiver qu'en été. Iroquois Falls Corp. est protégée de l'effet économique des changements défavorables de l'usine d'AbitibiBowater à Iroquois Falls jusqu'en 2016 au moyen de dispositions du contrat d'achat de l'électricité d'Iroquois Falls qui augmentent l'obligation d'achat d'électricité de la SFIÉO pour limiter toute perte importante des produits des activités ordinaires tirés de la vente de vapeur. On prévoit qu'en moyenne les produits des activités ordinaires tirés de la vente de vapeur représenteront de 5 % à 10 % environ du total des produits du Fonds. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, les ventes à AbitibiBowater représentaient environ 8 % (9 % en 2009) du total des produits des activités ordinaires d'Iroquois Falls Corp. provenant de l'installation d'Iroquois Falls.

D'autres produits proviennent de la vente de gaz naturel pour réduire le coût de la capacité inutilisée dans le cadre du contrat de transport avec TransCanada PipeLines Limited pendant les mois de production inférieurs en été et pendant les fermetures d'entretien. Ces produits des activités ordinaires ont représenté environ 7 % pour l'exercice 2010 (5 % en 2009) du total des produits des activités ordinaires de l'installation d'Iroquois Falls.

L'installation d'Iroquois Falls est alimentée au gaz naturel fourni par Cenovus et Shell Canada Limitée. Le gaz naturel obtenu de ces fournisseurs fait l'objet de contrats d'approvisionnement en gaz d'une durée de 20 ans venant à échéance en 2015 et en 2016 et qui lient l'indexation du prix du combustible en partie au prix de vente de l'électricité. L'installation d'Iroquois Falls fait appel à TransCanada PipeLines Limited et à Union Gas Limited pour assurer le transport de son gaz aux termes de contrats de services fermes de 20 ans qui viennent à échéance en 2016 mais qui peuvent facilement être reconduits et demeurent assujettis aux mêmes tarifs.

Les turbines à gaz de l'installation d'Iroquois Falls ont été remplacées en 2003 par le modèle le plus récent de turbines à gaz LM6000 PD de GE. L'entretien de ces turbines est imparti à GE aux termes d'un contrat d'entretien qui, en fonction de l'usage attendu des turbines, se prolongera jusqu'en 2015.

Exploitation

L'installation d'Iroquois Falls a la capacité de produire une moyenne annuelle d'électricité qui dépasse de 15 % la quantité qui est indiquée au contrat intervenu avec la SFIÉO aux termes du contrat d'achat de l'électricité d'Iroquois Falls. L'installation a remporté une soumission sur le marché de gros et a vendu de l'électricité excédentaire par rapport aux volumes prévus au contrat d'achat de l'électricité d'Iroquois Falls. En 2010, l'installation a vendu 6 486 MWh d'électricité au total sur le marché de gros (2 829 MWh en 2009), en plus de services accessoires, dont des réserves en puissance.

L'installation d'Iroquois Falls est conçue pour fonctionner 24 heures sur 24, 365 jours par année, à l'exception des temps d'arrêt prévus et imprévus. En vertu du contrat d'achat de l'électricité d'Iroquois Falls, la SFIÉO a le droit de réduire la production d'électricité de l'installation d'un maximum de 20 % de la capacité donnée à contrat durant les heures en période creuse l'été sans être tenue d'effectuer de paiement. En 2010, la production de l'installation d'Iroquois Falls a été réduite de 38 000 MWh par la SFIÉO aux termes du contrat d'achat de l'électricité d'Iroquois Falls (38 560 MWh en 2009).

L'installation d'Iroquois Falls est généralement fermée une fois par année à des fins d'entretien régulier. Comme les taux d'achat aux termes du contrat d'achat de l'électricité d'Iroquois Falls sont plus élevés pour les heures en période de pointe, le temps d'arrêt prévu est, dans la mesure du possible, fixé en période creuse pour en minimiser l'incidence sur les produits des activités ordinaires. Depuis le début de ses activités en 1996, l'installation d'Iroquois Falls a une disponibilité moyenne d'environ 97 %.

La production de l'installation d'Iroquois Falls est plus élevée en hiver qu'en été, et les taux reçus de la SFIÉO sont également plus élevés en hiver. Par conséquent, environ 65 % des rentrées de fonds de l'installation d'Iroquois Falls sont gagnées pendant l'hiver, et 35 % le sont pendant l'été. On prévoit qu'en moyenne de 80 % à 90 % environ des produits des activités ordinaires de l'installation d'Iroquois Falls proviendront des ventes d'électricité à la SFIÉO. Les ventes d'électricité ont représenté environ 84 % du total des produits des activités ordinaires provenant d'Iroquois Falls Corp. de l'installation d'Iroquois Falls pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 (87 % en 2009).

Salariés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, l'installation d'Iroquois Falls était exploitée par un effectif de 22 salariés, épaulé, au besoin, par des entrepreneurs externes, et par les services techniques de Cogeneration Associates. Treize salariés de l'installation sont membres de l'International Union of Operating Engineers. La convention collective conclue avec les salariés de l'installation d'Iroquois Falls expire le 30 juin 2013.

Permis et questions d'ordre environnemental

L'installation d'Iroquois Falls détient tous les permis et toutes les approbations nécessaires à son exploitation et s'est dotée d'un système de surveillance et de signalement en matière environnementale. Plus particulièrement, l'équipement de production actuel de l'installation d'Iroquois Falls est conçu pour produire des quantités d'émissions de NO_x se situant en deçà des niveaux prévus par les permis et, puisque ses émissions de NO_x sont faibles, Iroquois Falls Corp. a des droits d'émission de NO_x en excédent à vendre. En 2010, l'installation d'Iroquois Falls a vendu environ 850 tonnes (400 tonnes en 2009) de crédits ou de droits d'émission pour 0,1 million de dollars (0,1 million de dollars en 2009).

L'INSTALLATION DE KINGSTON

Contexte général

Kingston LP est propriétaire d'une centrale de cogénération à cycle mixte de 110 MW alimentée au gaz naturel, située à l'ouest de Kingston, en Ontario, dans le Loyalist Township. L'installation de Kingston est située sur un terrain d'environ 11 acres près du lac Ontario. Elle a entrepris ses activités commerciales le 1^{er} février 1997.

Contrat d'achat d'électricité

Kingston LP est partie au contrat d'achat de l'électricité de Kingston à long terme avec la SFIÉO visant la vente et la livraison de quantités mensuelles variant de 93 MW à 109 MW (environ 100 MW en moyenne) jusqu'au 31 janvier 2017. Le contrat d'achat de l'électricité de Kingston peut être prolongé pour une période de 5 ans supplémentaire du consentement des deux parties à des tarifs convenus au moment en question.

Les produits des activités ordinaires aux termes du contrat d'achat de l'électricité de Kingston proviennent de divers tarifs qui sont indexés en fonction de différents critères. L'indexation de certains de ces tarifs est liée expressément aux augmentations prévues aux contrats conclus avec TransCanada PipeLines Limited et Union Gas Limited visant la capacité de transport du gaz naturel et les tarifs de la marchandise, ce qui fait en sorte que les augmentations des coûts attribuables au transport du gaz naturel se traduisent directement par des produits des activités ordinaires supérieurs aux termes du contrat d'achat de l'électricité de Kingston. Dans le même ordre d'idées, certains tarifs sont indexés en faisant appel à la même formule qui s'applique au gaz naturel acheté aux termes d'un contrat avec Cenovus (qui a remplacé EnCana Corporation), de sorte que les augmentations du coût d'approvisionnement en gaz se traduisent directement par des produits des activités ordinaires supérieurs aux termes du contrat d'achat de l'électricité de Kingston. Certains tarifs sont liés à l'indice des prix à la consommation (expression définie dans le contrat d'achat de l'électricité de Kingston) et se veulent un moyen de compenser les coûts opérationnels et d'entretien plus élevés découlant de l'inflation en général. Une des catégories de tarif a son taux déterminé à l'avance pour chaque année de la durée du contrat d'achat de l'électricité de Kingston pour permettre de dégager des produits des activités ordinaires correspondant aux coûts du service de la dette et aux rendements sur placement. Les produits des activités ordinaires sont fortement pondérés en faveur des heures en période de pointe, un incitatif important à optimiser la production de l'électricité au cours des heures en période de pointe. L'augmentation des produits des activités ordinaires aux termes du contrat d'achat de l'électricité de Kingston n'a pas été touchée par la restructuration du secteur de l'électricité de l'Ontario.

Le contrat d'achat de l'électricité de Kingston accorde à la SFIÉO certains droits de freiner la production d'électricité pendant l'été. La SFIÉO ne s'est généralement pas prévaluée de ces droits par le passé.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, les ventes d'électricité ont représenté environ 86 % (80 % en 2009) du total des produits des activités ordinaires de Kingston LP provenant de l'installation de Kingston.

Kingston LP a conclu un accord cadre avec la SFIÉO en 2006 qui prévoit un partage des gains réalisés à partir de la production supplémentaire provenant de l'installation de Kingston, ainsi que la vente de réserves en puissance et de services accessoires à la SIERE aux termes des règles du marché de la SIERE.

Contrat de services énergétiques et contrats liés à l'eau

Kingston LP a fourni de la vapeur à l'usine adjacente Millhaven appartenant à INVISTA aux termes d'un contrat de services énergétiques qui devait prendre fin en 2017. En octobre 2009, INVISTA a fermé définitivement son usine de Millhaven. Ce contrat concède à Kingston LP des droits lui permettant de prendre en charge l'exploitation de certaines infrastructures d'INVISTA et de les entretenir, à ses propres frais et en utilisant son propre personnel. Kingston LP exploite actuellement la station de pompage d'INVISTA pour ses besoins en eau et a obtenu des autorités gouvernementales la permission de déverser ses eaux usées dans la décharge existante d'INVISTA.

Approvisionnement en gaz naturel

Kingston LP est partie à un contrat d'achat de gaz naturel avec Cenovus visant l'approvisionnement en gaz naturel de l'installation de Kingston jusqu'au 31 janvier 2017. Le prix du gaz est majoré chaque année en fonction des coûts de transport sur le réseau de NOVA (NOVA Gas Transmission Ltd. est une filiale en propriété exclusive de TransCanada PipeLines Limited) et d'un montant prédéterminé rajusté en fonction de l'indice des prix à la consommation (expression définie dans le contrat d'achat de gaz naturel). TransCanada PipeLines Limited et Union Gas Limited transportent le gaz aux termes de contrats distincts de transport, fermes et à long terme.

En 2007, le contrat d'achat de gaz naturel intervenu entre Kingston LP et Cenovus a été modifié de manière à prévoir qu'une réduction dans la quantité de gaz naturel achetée par Kingston LP aux termes de celui-ci pouvait être vendue à des tiers par Cenovus et que les profits tirés d'une telle vente seraient partagés entre Kingston LP et Cenovus. Dans le cadre de cette modification, Kingston LP et Cenovus ont résilié leur contrat de services de gestion du gaz modifié et mis à jour et l'ont remplacé par un nouveau contrat de partage des profits et de services de gestion du gaz. Aux termes du nouveau contrat de partage des profits et de services de gestion du gaz intervenu entre Cenovus et Kingston LP, Cenovus est toujours chargée de la gestion de tous les aspects de l'approvisionnement en gaz jusqu'au 31 janvier 2017, dont la vente de gaz à des tiers. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, les ventes de gaz naturel ont représenté environ 14 % (19 % en 2009) du total des produits des activités ordinaires de Kingston LP provenant de l'installation de Kingston.

Exploitation et entretien

L'exploitation et l'entretien de l'installation de Kingston sont assurés par un effectif de 18 employés travaillant à l'installation de Kingston. Kingston LP a conclu un contrat sur plusieurs années avec GE pour l'approvisionnement à long terme de pièces et de services de réparation spécifiques pour la turbine à gaz GE 6FA et GE a pris en charge des responsabilités et des risques supplémentaires liés à l'entretien planifié et non planifié de la turbine à gaz en contrepartie de frais mensuels et de versements périodiques. Cette entente prend fin après 68 000 heures d'activités (prévu en 2017).

Questions d'ordre environnemental et permis

L'installation de Kingston détient tous les permis et toutes les approbations nécessaires à son exploitation et s'est dotée d'un système de surveillance et de signalement en matière environnementale. Tout l'équipement de production actuel à l'installation de Kingston est conçu pour produire des émissions de NO_x en deçà des niveaux définis dans ses permis et, puisque ces émissions de NO_x sont faibles, Kingston LP est en mesure de vendre des droits d'émission de NO_x. En 2010 et en 2009, Kingston LP n'a vendu aucun droit d'émission en raison du maintien des prix peu élevés et peu intéressants de ces droits.

Structure du capital de Kingston LP

Kingston LP dispose d'un financement de projet sans recours à long terme obtenu auprès d'un consortium bancaire. Le taux d'intérêt a été fixé au moyen d'opérations de couverture du taux d'intérêt sur le solde du

prêt impayé. Le financement bancaire est pleinement amorti sur la durée du contrat d'achat de l'électricité de Kingston. La sûreté aux termes de la convention de crédit se limite aux actifs de Kingston LP et à une cession de la participation de Northland dans Kingston LP.

L'INSTALLATION DE THOROLD

Contexte général

Thorold LP a été un soumissionnaire retenu aux termes de l'appel de projets de l'OÉO à l'égard de projets de production combinée de chaleur et d'électricité, et a conclu un contrat à long terme pour la vente d'électricité (le « **contrat de production combinée** ») avec l'OÉO le 16 octobre 2006. Selon les modalités du contrat de production combinée, l'OÉO doit verser à Thorold LP des paiements en fonction d'une capacité fixée par le contrat pour l'installation de Thorold de 236,4 MW et d'un taux de consommation spécifique de chaleur (mesure de l'efficacité de la centrale). Le contrat de production combinée s'étend sur une période de 20 ans à compter de la date du début de l'exploitation commerciale de l'installation (la « **date de l'exploitation commerciale** ») et peut être prorogé d'un commun accord des parties. Après la réussite de la période de construction, l'installation de Thorold a entrepris ses activités commerciales le 1^{er} avril 2010.

L'installation de Thorold vendra jusqu'à 350 000 lb de vapeur par heure à l'usine d'AbitibiBowater à Thorold, conformément aux modalités d'un contrat d'approvisionnement en énergie de 20 ans conclu avec AbitibiBowater. Le contrat d'approvisionnement en énergie stipule également que l'installation doit répondre à la demande de 43 MW d'électricité de l'usine d'AbitibiBowater à Thorold aux prix du marché pour bénéficier des économies de coûts découlant du fait que l'électricité est transportée sur les lieux et du correctif (« market uplift »), que doivent partager l'usine d'AbitibiBowater à Thorold et l'installation de Thorold.

Conception et équipement de l'installation

L'installation de Thorold est une centrale de cogénération à cycle mixte alimentée au gaz naturel qui produit de l'électricité et de la vapeur à partir d'une turbine à gaz industrielle de 170 MW et d'une turbine à vapeur de 95 MW connexe de GE. L'électricité est fournie aux termes du contrat de production combinée, qui procurera une assurance et une stabilité au titre des produits des activités ordinaires au projet, et la vapeur et l'électricité sont vendues à l'usine d'AbitibiBowater à Thorold aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie de 20 ans. En 2009, AbitibiBowater et ses filiales ont demandé la protection des tribunaux aux États-Unis et au Canada, en vue de mettre en œuvre une restructuration à long terme et de permettre à AbitibiBowater de poursuivre des activités opérationnelles normales. AbitibiBowater a terminé sa restructuration judiciaire en décembre 2010.

La construction de l'installation de Thorold, au coût d'environ 520 millions de dollars, a débuté au cours du troisième trimestre de 2007 après l'obtention de tous les permis et du financement. Tous les essais requis avant son exploitation commerciale conformément au contrat de production combinée ont été achevés le 28 mars 2010 et les activités commerciales ont débuté le 1^{er} avril 2010.

Exploitation

L'installation de Thorold est conçue à partir d'une turbine à gaz industrielle de GE qui, lorsque l'on tient compte de l'importante demande de vapeur de l'usine d'AbitibiBowater à Thorold, compte parmi les centrales électriques les plus efficaces au Canada. L'installation de Thorold a été construite par V.K. Mason Construction Co., une filiale de Kiewit Construction Co. d'Omaha, au Nebraska, aux termes d'un contrat de construction qui a fixé le prix et la date d'achèvement des travaux et qui garantit la production et l'efficacité de l'usine.

La structure contractuelle de l'installation de Thorold est conçue de façon à mettre Thorold LP à l'abri des risques liés aux prix et à l'utilisation de l'électricité, à la volatilité des prix du gaz naturel, aux incertitudes que comportent les livraisons, aux fluctuations de la demande de vapeur et aux questions liées au rendement.

Exploitation et entretien

L'exploitation et l'entretien de l'installation de Thorold sont assurés par un effectif de 22 employés travaillant à l'installation de Thorold. Thorold LP a conclu un contrat sur 20 ans avec GE en ce qui concerne l'entretien planifié et non planifié et les réparations de la turbine de combustion, de la génératrice, des systèmes de contrôle et des appareils auxiliaires fournis par GE.

En 2010, l'installation de Thorold a produit 582 441 MWh d'électricité et a dégagé des produits des activités ordinaires de 75 millions de dollars.

Questions d'ordre environnemental et permis

L'installation de Thorold détient tous les permis et toutes les approbations nécessaires à son exploitation et s'est dotée d'un système de surveillance et de signalement en matière environnementale. Tout l'équipement de production actuel à l'installation de Thorold est conçu pour produire des émissions de NO_x en deçà des niveaux définis dans ses permis.

Structure du capital de Thorold LP

La construction de l'installation de Thorold a été financée en partie par un financement de projet sans recours de 455 millions de dollars, dont un prêt garanti de premier rang de 415 millions de dollars consenti par un consortium bancaire et des prêteurs institutionnels et un financement subordonné de 40 millions de dollars consenti par deux prêteurs institutionnels. En décembre 2010, Thorold LP avait remboursé sa dette subordonnée.

La tranche consentie par les prêteurs institutionnels du prêt de premier rang de Thorold a été financée aux termes d'un calendrier d'avances fixes pendant la construction. Le premier paiement trimestriel du capital et de l'intérêt réunis a été effectué le 31 décembre 2010, conformément à un calendrier conçu pour amortir pleinement le prêt sur sa durée jusqu'à l'échéance le 31 mars 2030.

La tranche consentie par les banques du prêt de premier rang de Thorold a été financée aux termes d'un calendrier d'avances variables pendant la construction. En raison de la conversion réalisée le 30 novembre 2010, cette tranche sera remboursée en fonction d'une période d'amortissement de 20 ans jusqu'au 31 mars 2030, l'échéance étant le 30 novembre 2015. Thorold LP a conclu des ententes de swap sur taux d'intérêt qui fixent de fait le taux d'intérêt sur la facilité de crédit du prêt bancaire de premier rang jusqu'en mars 2030.

L'INSTALLATION DE PANDA-BRANDYWINE

L'installation de Panda-Brandywine est une centrale à cycle mixte alimentée au gaz naturel située à Brandywine, au Maryland, près de Washington, dans le district fédéral de Columbia, d'une capacité de production d'électricité totale de 230 MW. L'installation de Panda-Brandywine vend sa capacité électrique et son énergie à Sempra. L'installation a entrepris son exploitation commerciale le 31 octobre 1996. L'installation de Panda-Brandywine possède deux turbines à gaz industrielles de General Electric ainsi que des chaudières à vapeur pour récupérer la chaleur et une turbine à vapeur.

L'installation de Panda-Brandywine est actuellement louée par Panda-Brandywine, L.P. Le bail, qui vient à expiration le 31 octobre 2021, a été conclu dans le contexte d'une opération de crédit-bail avec General Electric Capital Corporation et d'autres parties offrant du financement. Sempra a fait l'acquisition du bail au moment où elle a conclu le contrat Sempra. À la fin de la durée actuelle du bail, celui-ci pourra être renouvelé pour une durée supplémentaire de 5 ans. Par ailleurs, l'installation peut être achetée à un prix correspondant à sa juste valeur marchande à la fin de la durée du bail ou de la durée de renouvellement.

Contrats d'entretien, de gestion, d'approvisionnement et de vente de l'installation de Panda-Brandywine

L'installation de Panda-Brandywine vend de la capacité et de l'énergie électriques à Sempra aux termes d'un contrat d'achat d'électricité qui expirera le 31 octobre 2021 et pourra être prolongé si les deux parties y consentent. Le contrat d'achat d'électricité initial, qui avait été conclu avec PEPCO, a été remplacé en septembre 2008 par un nouveau contrat d'achat d'électricité conclu avec Sempra (le « **contrat Sempra** »). Le contrat d'achat de l'électricité de Sempra conserve les caractéristiques du contrat d'achat d'électricité de PEPCO, y compris des paiements de capacité fixes prédéfinis, des paiements d'exploitation variables conçus pour s'adapter aux coûts opérationnels variables, y compris le combustible, mais Sempra fournira la totalité du gaz naturel nécessaire pour les activités. Les paiements de capacité fixes de Sempra sont semblables à ceux prévus aux termes du contrat d'achat de l'électricité de PEPCO jusqu'en 2016, mais ils sont légèrement inférieurs par la suite. Aux termes du contrat d'achat de l'électricité de Sempra, l'installation de Panda-Brandywine sera généralement assignée à pleine capacité (230 MW) ou ne le sera pas du tout. Aux termes du contrat d'achat d'électricité de PEPCO antérieur, l'installation était souvent assignée partiellement (c'est-à-dire qu'elle ne fonctionnait pas à pleine capacité), ce qui est moins efficace et met la machinerie à plus rude épreuve.

Conformément au contrat Sempra, Sempra fournit désormais tout le gaz naturel nécessaire pour la poursuite des activités, comme le prévoit le contrat d'achat d'électricité de Sempra. L'installation de Panda-Brandywine maintient aussi des réserves de fuel-oil lourd n° 2 comme combustible d'appoint. Le combustible d'appoint permet à l'installation de produire de l'électricité lorsqu'elle est assignée pendant les périodes d'interruption de la livraison du gaz. L'installation est capable de passer du gaz naturel au fuel-oil sans perturber la production.

L'usine de distillation de l'eau détenue indirectement par PEC a été fermée après la clôture du contrat Sempra.

En mai 2010, Panda-Brandywine, L.P. a conclu une convention de restructuration avec Sempra aux termes de laquelle Panda-Brandywine, L.P. a convenu de raccourcir la durée de son contrat d'achat d'électricité qui expirait en octobre 2021 à mai 2014 et de réduire les paiements de capacité fixes qu'elle reçoit aux termes de son contrat d'achat d'électricité en échange de frais initiaux.

L'INSTALLATION JARDIN D'ÉOLE

Contexte général

L'installation Jardin d'Éole est un parc d'éoliennes de 127,5 MW situé principalement sur des terres agricoles louées sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, près de Matane. La construction du parc a commencé en mai 2008 et a été achevée le 20 novembre 2009, date à laquelle l'exploitation commerciale du parc a commencé.

L'installation appartient à Jardin SEC qui, par suite de la fusion avec NPI et de l'acquisition des intérêts sans contrôle de 66,5 % le 29 janvier 2010, appartient maintenant indirectement à 100 % à Northland.

Conception et équipement de l'installation

L'installation Jardin d'Éole génère de l'électricité au moyen de 85 éoliennes GE 1,5sle, d'une capacité de 1,5 MW chacune. Elle est construite sur des terrains loués à des propriétaires privés et municipaux aux termes de baux qui expireront 23 ans suivant le début de l'exploitation commerciale. Une évaluation de la ressource éolienne à long terme effectuée par une entreprise d'experts-conseils spécialisés en la matière et reconnus à l'échelle internationale a indiqué que le parc éolien pourrait générer une production P50 annuelle moyenne de 371 600 MWh sur 10 ans et une production P90 annuelle moyenne de 324 700 MWh sur 10 ans. Le facteur de capacité P50 prévu est de 33,3 %.

Le parc éolien a été construit par Borea Construction ULC, coentreprise québécoise regroupant Pomerleau Construction, de Montréal, et DH Blattner and Sons, du Minnesota. Les tours et les nacelles des éoliennes ont été fournies par GE à partir de l'usine Marmen de Matane.

Contrats de vente et d'entretien et exploitation

Il est prévu que toute l'énergie que produira l'installation Jardin d'Éole sera vendue à Hydro-Québec, selon les modalités d'un contrat d'achat d'électricité de 20 ans. Le prix de l'électricité augmente annuellement selon une formule liée à l'indice des prix à la consommation sur la durée du contrat d'achat d'électricité. Hydro-Québec achète toute l'électricité produite sans imposer d'exigences de production ou de livraison maximales. Aux termes du contrat d'achat d'électricité de Jardin SEC, l'incapacité d'atteindre le niveau de production minimal établi par Northland pourrait entraîner le paiement d'une pénalité à Hydro-Québec. En 2010, l'installation de Jardin d'Éole a généré 301 662 MWh d'électricité (40 672 MWh en 2009) et dégagé des produits des activités ordinaires de 20,4 millions de dollars (2,7 millions de dollars en 2009).

Jardin SEC reçoit une subvention du programme écoÉnergie du gouvernement fédéral. L'aide reçue s'élève à 10 \$ le MWh, dont une part de 75 % revient à Hydro-Québec et une part de 25 %, au Fonds, et s'étalera sur une période de 10 ans à compter du début de l'exploitation commerciale.

Jardin SEC a conclu une convention de services d'entretien, d'exploitation et de garantie de deux ans avec GE. La convention prévoit la prise en charge par GE de tout l'entretien prévu et imprévu des éoliennes, y compris l'entretien continu des éoliennes et du matériel connexe, en contrepartie de frais trimestriels dont le montant augmentera annuellement en fonction de certains indices du coût de la main-d'œuvre et du matériel.

Exploitation

Northland gère l'exploitation de l'installation Jardin d'Éole. En plus de veiller à ce que les obligations qu'impose la convention de services d'entretien, d'exploitation et de garantie à GE soient remplies, les exploitants assurent les relations de travail avec Hydro-Québec et l'entretien de la sous-station et du réseau de collecte.

LES PARCS D'ÉOLIENNES ALLEMANDS

Contexte général

Les parcs d'éoliennes allemands sont le parc d'éoliennes de Kavelstorf de 7,2 MW situé sur des terrains agricoles plats au sud de Rostock dans le nord de l'Allemagne et le parc d'éoliennes d'Eckolstädt de 14,3 MW situé sur un terrain plat dans la région de Thuringe, au centre de l'Allemagne. Le parc d'éoliennes de Kavelstorf est en exploitation depuis avril 2001, tandis que celui d'Eckolstädt l'est depuis janvier 2000.

Conception et équipement des installations

Le parc d'éoliennes de Kavelstorf se compose de 4 turbines Nordex N60 (1,3 MW) et de 2 turbines Nordex N54 (1,0 MW) pour un total de 7,2 MW. Le parc d'éoliennes d'Eckolstädt se compose de 11 turbines Bonus de 1,3 MW pour un total de 14,3 MW. Nordex et Bonus (dont Siemens AG est propriétaire) sont des fabricants de turbines éoliennes bien établis. Les turbines d'éoliennes Nordex N60 et N54 et Bonus 1,3 sont réputées et fiables et ont une vie utile prévue de 20 à 25 ans.

Contrats de vente et d'entretien des installations et exploitation

Il est prévu que les parcs d'éoliennes allemands fourniront 33 800 MWh d'électricité à des services publics d'électricité locaux et recevront un tarif fixe pour toute l'énergie livrée à 9,1 cents d'euros par kWh pendant une durée de 20 ans en vertu des dispositions des lois allemandes en matière d'énergie renouvelable. La durée de tous les baux fonciers est de 30 ans.

La gestion et les activités quotidiennes sont la responsabilité d'enXco GmbH, une entité allemande possédant une expérience considérable de l'énergie éolienne qui est affiliée à Électricité de France, l'un des plus importants services publics d'électricité au monde. La direction de Northland assure la supervision des parcs d'éoliennes allemands. En 2010, les parcs d'éoliennes allemands ont produit 26 782 MWh (29 879 MWh en 2009) d'électricité et dégagé des produits des activités ordinaires de 3,5 millions de dollars (4,4 millions de dollars en 2009).

L'INSTALLATION DE BEAVER COVE

Contexte général

L'installation de Beaver Cove à Beaver Cove, près de Port Hardy, dans le nord de l'île de Vancouver, en Colombie-Britannique, appartient à Chips LP. Elle transforme les déchets de bois résultant des activités de triage des billes sur la terre ferme, le bois récupéré et les autres débris des sites actifs et inactifs des grandes sociétés forestières en copeaux de bois vendables et en copeaux énergétiques utiles à la production de pâtes et papiers. L'installation de Beaver Cove est située sur un terrain loué à Canfor.

Contrats de vente et exploitation

L'exploitation de l'installation de Beaver Cove repose sur un contrat de 10 ans conclu avec Western Forest Products (« **Western** »), le plus important exploitant de terres boisées et producteur de bois d'œuvre sur les côtes de la Colombie-Britannique, qui prévoit une grande partie de l'approvisionnement en fibres. Le contrat, qui a été cédé à Western par Canfor, concède à Western des droits exclusifs d'achat de tous les copeaux de bois et copeaux énergétiques produits, et impose à Canfor l'obligation de continuer de les acheter tant que les produits satisfont aux exigences déterminées. Le contrat viendra à échéance en 2013.

PROJETS EN COURS DE CONSTRUCTION

L'INSTALLATION DE SPY HILL

En septembre 2009, Spy Hill LP a signé avec SaskPower un contrat d'achat d'électricité visant une centrale de pointe alimentée au gaz naturel de 86 MW, qui sera construite près de Spy Hill, en Saskatchewan. Le contrat prévoit le versement de paiements mensuels destinés à régler tous les coûts fixes et les rendements sur placement associés au projet. De plus, il prévoit une protection en cas de variation du cours du gaz naturel, les coûts d'alimentation en gaz naturel étant transférés à SaskPower. L'exploitation de la centrale relèvera de Northland, qui devra voir à l'atteinte de niveaux d'efficacité et de

fiabilité précis. La structure contractuelle du projet a pour but la production de flux de trésorerie prévisibles, stables et durables sur la durée de vie du contrat d'achat d'électricité, soit 25 ans.

L'installation de Spy Hill sera construite sur un terrain loué à SaskPower aux termes d'un bail à long terme. Elle comprendra deux turbines à gaz LM 6000 de GE, en plus des interconnexions et du matériel électrique associés. Un consortium constitué d'Aecon Group Inc. et de Black & Veatch Corporation a été sélectionné aux fins de la construction de l'installation et des travaux d'ingénierie connexes conformément aux termes d'un contrat clé en main prévoyant un calendrier fixe, des prix fixes et un cautionnement d'exécution. La date de l'exploitation commerciale stipulée dans le contrat d'achat d'électricité est le 1^{er} décembre 2011. Le coût total du projet est d'environ 141 millions de dollars.

Le prix d'achat des turbines à gaz est payable en dollars américains. Pour se protéger contre la fluctuation éventuelle du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain, Northland a conclu une série de contrats de change à terme qui s'élevaient au total, au 31 décembre 2010, à 7 millions de dollars américains à un taux de change de 1,08 \$ pour 1,00 \$ US. Spy Hill LP a également consenti une sûreté sous forme d'une lettre de crédit de 15 millions de dollars aux fins des dommages-intérêts extrajudiciaires éventuels pouvant découler d'un report de la date de l'exploitation commerciale.

Le 14 avril 2010, Spy Hill LP a conclu une facilité de crédit sans recours avec un consortium de banques dirigé par la Banque Canadienne Impériale de Commerce et la Banque de Montréal en vue de l'obtention d'un prêt à terme et à la construction garanti de premier rang de 111 millions de dollars et d'une lettre de crédit de 15 millions de dollars en vue d'obtenir du financement pendant la construction aux termes d'un calendrier d'avances variables. Une fois que la conversion de la durée est réalisée après le début des activités commerciales, le prêt exige des paiements de capital et d'intérêt réunis sur une période d'amortissement de 25 ans, avec une échéance de cinq ans à partir de la conversion de la durée. Comme l'exigent les dispositions du prêt, Spy Hill LP a conclu une convention de swap sur taux d'intérêt pour fixer de fait le taux d'intérêt variable de la dette sans recours (qui se fonde principalement sur des taux d'acceptations bancaires sur 90 jours) à 4,8 %, majoré du différentiel de crédit, d'une durée allant du 30 juin 2010 jusqu'au 30 septembre 2036, pour couvrir à la fois les avances sur le prêt pendant la construction et les remboursements de la dette pendant la période d'exploitation commerciale.

L'INSTALLATION DE NORTH BATTLEFORD

En février 2010, North Battleford LP a conclu un contrat d'achat d'électricité de 20 ans avec SaskPower en vue de la production d'une charge de base destinée au réseau d'électricité de la Saskatchewan. La centrale à cycle mixte alimentée au gaz naturel de 260 MW sera construite près de North Battleford, en Saskatchewan, à environ 150 km au nord-ouest de Saskatoon. Elle vendra toute l'électricité produite à SaskPower conformément au contrat d'achat d'électricité. La centrale sera équipée d'une turbine à gaz 7FA de GE, de matériel de récupération de vapeur et d'une turbine à vapeur pour la production d'électricité. Son exploitation commerciale est prévue pour 2013.

Selon les modalités du contrat d'achat d'électricité, l'installation recevra des paiements mensuels destinés à régler tous les coûts fixes et les rendements sur placement associés au projet. De plus, le contrat d'achat d'électricité prévoit une protection en cas de variation du prix sur le marché du gaz naturel, les coûts d'alimentation en gaz naturel étant transférés à SaskPower. L'exploitation de l'installation relèvera de Northland, qui devra veiller à l'atteinte de niveaux d'efficacité et de fiabilité précis. La structure contractuelle du projet a pour but la production de flux de trésorerie prévisibles, stables et durables sur la durée de vie du contrat d'achat d'électricité, soit 20 ans.

Le coût en immobilisations prévu par budget de 700 millions de dollars est financé en partie au moyen d'un prêt de projet sans recours de 580 millions de dollars consenti par un consortium international de 15 banques dirigé par la Banque Canadienne Impériale de Commerce, la Banque de Montréal et Union Bank. Le financement, dont la clôture a eu lieu le 30 août 2010, englobe un prêt à la construction de 542 millions de dollars qui sera converti en un prêt à terme amorti sur 20 ans avec une échéance de sept ans après le début de l'exploitation commerciale et une facilité de lettres de crédit de 38 millions de dollars au soutien des autres obligations du projet. Comme les dispositions du prêt l'exigent, North Battleford LP a conclu une convention de swap de taux de d'intérêt pour fixer de fait le taux d'intérêt variable du prêt sans recours (qui se fonde principalement sur des taux d'acceptations bancaires de 90 jours) à 4,6 %, majoré du différentiel de crédit, d'une durée allant du 30 novembre 2010 jusqu'au 30 juin 2033, pour tenir compte à la fois des avances sur le prêt pendant la construction et des remboursements de la dette pendant la période de l'exploitation commerciale.

Pour se protéger contre les fluctuations des taux de change, North Battleford LP a conclu une série de contrats de change. Au 31 décembre 2010, North Battleford LP avait des contrats de change d'une valeur de 17,3 millions de dollars américains en cours à un taux moyen de 1,03 \$ pour 1,00 \$ US. Après le 31 décembre 2010, North Battleford LP a conclu des contrats de change supplémentaires d'une valeur de 55,7 millions de dollars américains qui viennent à échéance à différents moments entre 2012 et 2020, à un taux moyen de 1,02 \$ pour 1,00 \$ US. Northland et North Battleford LP ont aussi consenti une sûreté sous forme de lettres de crédit de 43,7 millions de dollars.

LE PROJET ÉOLIEN DE MONT LOUIS

Le projet éolien de Mont Louis est un parc d'éoliennes d'une capacité de 100 MW situé à proximité du village de Mont Louis, en Gaspésie, au Québec. Il a obtenu un contrat d'achat d'électricité de 20 ans d'Hydro-Québec. Le projet est situé sur des terres publiques visées par des baux fonciers. Le coût total du projet devrait être de 180 millions de dollars ou d'un coût net de 150 millions de dollars après remboursement des coûts afférents à la sous-station et au réseau de collecte par Hydro-Québec.

Le 17 novembre 2010, Mont Louis SEC a conclu une facilité de crédit sans recours consentie par un consortium de prêteurs institutionnels dirigé par la Compagnie d'Assurance-Vie Manufacturers prévoyant un prêt à la construction et à terme garanti de premier rang de 106 millions de dollars, un prêt-relais de 30 millions de dollars et une facilité de lettres de crédit garantie de 4,5 millions de dollars pour assurer le financement pendant la construction.

La facilité de crédit prévoit le financement de la dette de premier rang de Mont Louis pendant la période de la construction et sa conversion en un prêt à terme après le début de l'exploitation commerciale et une fois terminés les éléments livrables de projet, comme il est décrit dans la convention de crédit. La dette de premier rang de Mont Louis sera remboursée au moyen de paiements trimestriels de capital et d'intérêt réunis jusqu'à son échéance le 30 septembre 2031. Le prêt-relais servira à aider à financer le coût de la sous-station et du réseau de collecte de l'électricité dans l'attente de la réception d'un paiement en remboursement des coûts par Hydro-Québec Distribution.

Investissement Québec s'est engagée à prêter 15 millions de dollars au projet éolien de Mont Louis.

Pour se protéger contre les fluctuations des taux de change à l'égard des turbines éoliennes, Northland a conclu une série de contrats de change à terme. Au 31 décembre 2010, Northland avait des contrats de change en cours d'une valeur de 60,6 millions de dollars américains à un taux moyen de 1,03 \$ pour 1,00 \$ US. Northland a consenti une sûreté de 47,1 millions de dollars, sous forme de lettres de crédit à

Hydro-Québec aux termes du contrat d'achat d'électricité et à GE aux termes de la convention d'approvisionnement en turbines, pour garantir l'engagement de Northland au titre des capitaux propres.

LES INSTALLATIONS SOLAIRES SUR LE TOIT DES MAGASINS LOBLAW

Les projets pilotes d'installations solaires sur le toit des magasins Loblaw sont un groupe de quatre installations solaires sur toit dans diverses villes de l'Ontario : Ottawa (494 kilowatts (« kW »)), Whitby (433 kW), Ajax (226 kW) et Toronto (10 kW). Chaque projet est situé sur le toit d'un magasin Loblaw. Les projets disposent de contrats d'achat d'électricité de 20 ans à prix garanti aux termes du programme de TRG de l'OÉO dans le cas des trois plus importants projets et du programme microTRG de l'OÉO dans le cas du projet de Toronto. Loblaw et Northland aménagent ces projets en partenariat, Northland agissant comme commandité directeur. Le coût total du projet devrait être de 6,5 millions de dollars.

PROJETS D'AMÉNAGEMENT AVANCÉS

Northland considère que les projets dotés de contrats d'achat d'électricité mais qui ne sont pas encore en construction sont à un stade d'aménagement avancé.

PROJETS À TARIF DE RACHAT GARANTI DE 216 MW EN ONTARIO

Northland continue d'aménager activement ses projets d'énergie renouvelable verte qui se sont vu attribuer des contrats d'achat d'électricité à long terme aux termes du programme de TRG de l'Ontario, la première structure globale de prix garantis à l'égard de la production d'électricité renouvelable. Les contrats d'achat d'électricité de Northland aux termes du programme de TRG prévoient au total une capacité de 216 MW englobant une capacité de 130 MW à partir de 13 projets solaires montés au sol situés partout dans la province, le parc d'éoliennes de l'île Manitoulin de 60 MW en partenariat avec les UCCMM et des projets hydroélectriques au fil de l'eau de 26 MW sur la rivière Kabinakagami en partenariat avec la Première Nation du lac Constance. L'investissement total pour les projets aménagés par Northland aux termes du programme de TRG pourrait atteindre 1 milliard de dollars au cours des quatre prochaines années.

L'aménagement des projets solaires montés au sol de Northland se poursuit. Le processus d'études environnementales est en cours et les permis pour les projets initiaux devraient être obtenus en 2011. Northland est en pourparlers avec de nombreuses banques internationales et canadiennes afin qu'elles lui consentent du financement par emprunt pour la durée du contrat d'achat d'électricité de 20 ans des projets, banques qui lui ont manifesté un intérêt considérable. Un certain nombre de fournisseurs éventuels de panneaux ont été repérés et le travail se poursuit pour choisir un fournisseur privilégié. La construction des projets initiaux devrait débuter plus tard en 2011 ou au début de 2012.

Le 10 février 2011, Northland et les UCCMM ont annoncé qu'ils avaient formé un partenariat à l'égard du projet de parc d'éoliennes de Manitoulin aux termes duquel chaque partie possédera une participation de 50 %. Le parc d'éoliennes de Manitoulin est un projet bien défini que Northland élabore depuis un certain nombre d'années. Tous les permis environnementaux et le financement du projet devraient être obtenus et la construction devrait débuter en 2011 ou au début de 2012.

Le travail préliminaire d'évaluation technique a été réalisé pour tous les quatre projets au fil de l'eau de Kabinakagami et des demandes ont été présentées pour entreprendre le processus d'approbation environnementale en 2010. La construction de ces projets devrait débuter après la réalisation de travaux d'évaluation technique et environnementale prévus au cours des deux prochaines années lorsque le

financement aura été obtenu. Les contrats d'achat d'électricité aux termes du programme de TRG attribués à ces projets ont une durée de 40 ans à compter du début de l'exploitation commerciale, prévue actuellement pour 2014.

L'OÉO a récemment annoncé des prolongations des étapes clés du programme de TRG dont pourraient tirer parti certains projets de Northland.

LE PROJET ÉOLIEN DE FRAMPTON

Le 21 décembre 2010, Northland a annoncé qu'elle s'était vu attribuer un contrat d'achat d'électricité de 20 ans en vue de la construction et de l'exploitation d'un parc d'éoliennes de 24 MW près de Frampton, au Québec, à proximité de la rive-sud du Saint-Laurent. Le contrat a été attribué par Hydro-Québec aux termes de son appel de propositions réservé aux projets autochtones et aux projets communautaires. Northland a conclu un partenariat avec la municipalité de Frampton, qui a une participation de 33 % dans le projet. Les turbines éoliennes seront fournies par Enercon à partir de son usine de fabrication de Québec. Suivant les modalités du contrat d'achat d'électricité, l'exploitation commerciale devrait débiter en 2015.

PROJETS D'AMÉNAGEMENT ÉVENTUELS

Les projets à des stades d'aménagement moins avancés représentent environ 1 800 MW de la capacité du portefeuille d'aménagement actuel de 2 500 MW de Northland. Cette capacité éventuelle englobe des projets qui devraient utiliser diverses technologies dont le gaz naturel, l'énergie hydraulique, éolienne et solaire.

Production combinée de chaleur et d'électricité

Le 23 novembre 2010, le gouvernement de l'Ontario a publié une directive, parallèlement à la publication de son plan énergétique à long terme (« PELT »), pour que l'OÉO obtienne le reste d'une capacité de 1 000 MW aux termes de projets de cogénération de chaleur et d'électricité visés par une directive précédente. Environ la moitié de cette capacité a fait l'objet de contrats visés par les directives précédentes, y compris, entre autres, la facilité de Thorold de Northland, ce qui laisse environ 500 MW à attribuer.

Le PELT récent renforce l'importance stratégique du gaz naturel et des installations de production combinée dans l'approvisionnement mixte de l'Ontario. Les centrales au gaz naturel sont vues comme des solutions de rechange propres au charbon et fournissent un approvisionnement d'électricité adaptable permettant de réagir rapidement aux changements de la demande. Elles servent de complément à l'approvisionnement intermittent provenant des sources renouvelables comme la production éolienne et solaire, qui est en hausse en raison des diverses initiatives de l'OÉO. Les installations de production combinée, comme l'installation de Thorold, qui produisent simultanément de l'électricité et de la chaleur à partir d'une seule source de combustible comme le gaz naturel, peuvent tirer parti de la demande des consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels en fournissant une source d'énergie économique et efficace.

Aux termes de la directive de production combinée de novembre 2010, l'OÉO doit négocier individuellement les contrats d'achat d'électricité visant des projets de production combinée d'une capacité supérieure à 20 MW. Northland travaille en étroite collaboration avec plusieurs clients industriels éventuels et l'OÉO à l'aménagement d'installations de cogénération qui pourraient fournir un

approvisionnement en vapeur économique et efficace pour le client et une source d'électricité pour l'Ontario dans des emplacements avantageux pour le réseau.

Projets d'accumulation par pompage

Northland poursuit l'élaboration de deux projets d'accumulation par pompage possibles en Ontario, un dans le sud sur un terrain privé sur lequel Northland a obtenu une option et un dans le nord sur une terre publique. Il s'agit de projets d'aménagement à long terme qui seraient utilisés comme source d'énergie de secours instantané pouvant être alliée à des sources d'énergie renouvelable intermittente, comme la production éolienne ou solaire, et serviraient essentiellement de grands accumulateurs, permettant à l'exploitant du réseau d'utiliser pendant les périodes de pointe l'électricité générée au cours des périodes de demande faible. Ces projets n'iront de l'avant que si Northland obtient des contrats d'achat d'électricité à long terme de l'OÉO.

Autres

Northland s'intéresse à de nombreux autres projets d'aménagement dont l'objectif est de combler les besoins d'énergie prévus dans des régions géographiques particulières ou de soutenir une technologie innovatrice. Le texte ci-après dresse la liste, accompagnée d'une brève description, de certaines initiatives d'aménagement à un stade précoce :

- TREK : Northland détient certains droits d'exploitation exclusifs en Amérique du Nord à l'égard de la technologie de turbine hydrocinétique innovatrice TREK et cherche des occasions d'implantation aux États-Unis et au Canada. Cette technologie est conçue pour le captage et la production d'énergie directement à partir du courant d'une rivière. Puisque aucun barrage n'est requis, il n'y a pratiquement aucun impact environnemental. Le premier prototype TREK est actuellement installé dans le fleuve Saint-Laurent à proximité de Montréal et fait l'objet de tests et fournit de l'énergie au réseau du Québec.
- Programme de TRG de l'Ontario : Outre la capacité qui a été accordée à Northland par contrat d'achat d'électricité de 216 MW aux termes du programme de TRG au début de 2010, Northland a des projets d'aménagement futurs d'une capacité supplémentaire de 220 MW faisant partie de la liste de projets en attente répondant au critère de lien économique (« CLE ») du programme de TRG. Au cours des quelques prochaines années, la viabilité économique de l'expansion du réseau de transport pour tenir compte des projets faisant partie de la liste de projets en attente sera évaluée par l'OÉO, Hydro One et l'Office de l'énergie de l'Ontario. En décembre 2010, l'OÉO a établi l'ordre de ces projets en fonction de leur état d'avancement. Seule une capacité de 125 MW de ces projets a été classée devant le projet de parc d'éoliennes Grand Bend de 100 MW de Northland dans la région de la péninsule Bruce, région qui possède déjà une importante ligne de transport en construction. Une fois terminée, cette ligne de transport permettra d'ajouter une capacité supplémentaire d'environ 1 500 MW à la région, dont environ 700 MW devraient être admissibles aux projets prévus par la liste CLE du programme de TRG.
- Cambridge : Northland a une installation alimentée au gaz à proximité de Cambridge, en Ontario, qui est en voie d'aménagement. Le PELT de 2010 soutient la demande d'une installation de pointe alimentée au gaz naturel dans la région Kitchener-Waterloo-Cambridge au motif que la demande d'énergie dans cette région augmente deux fois plus vite que dans le reste de la province.
- Énergie éolienne au Québec : En 2010, Northland a participé à un appel de projets d'Hydro-Québec pour des parcs d'éoliennes en partenariat avec des collectivités ou des Premières Nations.

Un des projets de Northland, Frampton, a été choisi dans le cadre du processus; par conséquent, Northland a radié des coûts d'aménagement reportés auparavant de 3,4 millions de dollars qui étaient associés à des projets non retenus. Toutefois, Northland a confiance que certains de ces projets pourront être concurrentiels au cours d'appels de projets futurs qu'Hydro-Québec, d'après la direction, devrait entreprendre bien qu'aucun n'ait été annoncé à l'heure actuelle.

DISTRIBUTIONS ET DIVIDENDES

Viabilité des dividendes

À titre de fiduciaire de revenu, le Fonds avait pour objectif de placement de dégager un niveau d'encaisse distribuable stable et viable à l'intention de ses porteurs de parts, à partir des actifs, entreprises et investissements reliés à la production, à la conversion, au transport, à la distribution, à l'achat et à la vente d'électricité et d'autres formes d'énergie, de projets énergétiques et de combustibles.

À titre de société, Northland a l'intention de continuer à dégager des niveaux de flux de trésorerie disponible stables et viables afin de favoriser le versement de dividendes solides sur ses actions ordinaires.

Northland est déterminée à maintenir un dividende annuel de 1,08 \$ l'action ordinaire payable mensuellement, ce qui est plus avantageux après impôts pour les porteurs d'actions ordinaires imposables que la distribution antérieure du Fonds de 1,08 \$ la part. Northland prévoit que le montant des dividendes dépassera les flux de trésorerie disponibles jusqu'au deuxième semestre de 2013, moment où le projet North Battleford devrait débiter son exploitation commerciale. Malgré tout, la direction s'est engagée à verser le dividende de 1,08 \$ par action ordinaire en prévision que, à long terme, les flux de trésorerie disponibles dégagés des activités des installations de Northland pourront entièrement financer les dividendes.

Un élément essentiel de la stratégie de Northland qui consiste à dégager des flux de trésorerie disponibles stables et des dividendes viables est la poursuite de la politique du Fonds voulant que la majeure partie des produits des activités ordinaires et des coûts soit déterminée par des contrats à long terme conclus avec des parties solvables. Les principales modalités des contrats d'achat d'électricité à long terme de Northland et de ses contrats d'approvisionnement en combustible concordent pour chaque projet de sorte que les augmentations des produits et des coûts sont liées, ce qui garantit la rentabilité à long terme de chaque projet.

La fusion avec NPI en juillet 2009 a donné à Northland l'occasion d'accroître son actif à partir de projets d'aménagement élaborés à l'interne afin d'augmenter ses flux de trésorerie et de continuer à soutenir un versement élevé. Les projets Thorold et Jardin d'Éole de NPI ont fait un apport aux flux de trésorerie en 2010; les projets Spy Hill, North Battleford et Mont Louis devraient augmenter les flux de trésorerie davantage au fur et à mesure qu'ils entreront en service entre 2011 et 2013. Malgré la conversion en société imposable, Northland ne prévoit pas payer un montant important d'impôts sur le revenu avant la fin de la présente décennie en raison des déductions fiscales importantes attribuables à ses dépenses en immobilisations.

Le Fonds a distribué aux porteurs de parts un total de 1,08 \$ en espèces par part pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 (1,08 \$ par part en 2009; 1,12 \$ par part en 2008). Le montant de 1,12 \$ la part versé en 2008 représente une distribution ordinaire de 1,08 \$ la part et une distribution exceptionnelle unique de 0,04 \$ la part. La distribution exceptionnelle avait pour objectif de garantir que les distributions en espèces pour l'exercice étaient au moins équivalentes au revenu imposable attribué aux porteurs de parts

en 2008. Aux fins de l'impôt canadien, les distributions de 1,08 \$ la part de l'exercice 2010 sont entièrement imposables.

Pour permettre aux porteurs d'actions ordinaires de Northland qui sont des résidents du Canada d'acheter facilement d'autres actions ordinaires en réinvestissant leurs dividendes en espèces, le Fonds a établi un programme de réinvestissement des dividendes.

Distributions antérieures

Le tableau qui suit fait état des distributions en espèces par part qui ont été déclarées chaque mois au cours des trois derniers exercices.

<u>Mois</u>	Distributions déclarées par part (\$)		
	<u>2010</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Janvier	0,0900	0,0900	0,0900
Février	0,0900	0,0900	0,0900
Mars	0,0900	0,0900	0,0900
Avril	0,0900	0,0900	0,0900
Mai	0,0900	0,0900	0,0900
Juin	0,0900	0,0900	0,0900
Juillet	0,0900	0,0900	0,0900
Août	0,0900	0,0900	0,0900
Septembre	0,0900	0,0900	0,0900
Octobre	0,0900	0,0900	0,0900
Novembre	0,0900	0,0900	0,0900
Décembre	0,0900	0,0900	0,1300
	<u>1,0800</u>	<u>1,0800</u>	<u>1,1200</u>

Le tableau qui suit fait état des dividendes par action privilégiée de série 1 qui ont été déclarés chaque trimestre au cours des trois derniers exercices.

<u>Mois</u>	Dividendes déclarés par action privilégiée de série 1 (\$)		
	<u>2010</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Mars	0,0000	0,0000	0,0000
Juin	0,0000	0,0000	0,0000
Septembre	0,2301	0,0000	0,0000
Décembre	0,3281	0,0000	0,0000
	<u>0,5582</u>	<u>0,0000</u>	<u>0,0000</u>

GESTION ET ADMINISTRATION DU FONDS

Administration du Fonds et rôle du conseil de fiducie

Avant le 1^{er} janvier 2011, les fiduciaires formaient l'organe administratif central du Fonds chargé de la supervision globale de la direction du Fonds. Depuis le 1^{er} janvier 2011, le conseil d'administration de Northland assume les obligations du conseil de fiducie du Fonds. Les rôles de président du conseil et de chef de la direction de Northland sont occupés par deux personnes distinctes.

GÉRANTS TIERS

Gestion de l'installation de Panda-Brandywine

Panda Global Services Inc., membre du groupe de Panda Energy International, Inc., fournit des services d'entretien et d'exploitation à l'installation de Panda-Brandywine aux termes de contrats d'entretien et d'exploitation. Panda Global Services Inc. gère Panda-Brandywine, L.P. et est responsable de la gestion de PEC et de PIC, y compris la préparation des états financiers, la publication de l'information et la gestion des liquidités.

Gestion des parcs d'éoliennes allemands

La gestion et l'exploitation quotidienne des parcs d'éoliennes allemands sont assurées par enXco GmbH, une société allemande possédant une expérience considérable de l'énergie éolienne, qui est affiliée à Électricité de France, l'un des services publics d'électricité les plus importants au monde. La direction de Northland est responsable de la supervision des parcs d'éoliennes allemands.

RAPPORT DE GESTION

Il y a lieu de se reporter aux renseignements figurant sous la rubrique « Rapport de gestion » du rapport annuel de Northland, qui est intégré aux présentes par renvoi. Le rapport annuel est déposé sur SEDAR et il est possible de le consulter sur le site Web de Sedar au www.sedar.com et sur le site Web de Northland au www.northlandpower.ca.

STRUCTURE DU CAPITAL

Au 31 décembre 2010, le capital du Fonds était constitué des parts, des parts avec droit de vote spécial et des débentures convertibles ainsi que des actions privilégiées de série 1 de la filiale du Fonds, Prefco. Suivant l'arrangement, le 1^{er} janvier 2011, les parts du Fonds ont été échangées contre des actions ordinaires de Northland à raison de une contre une, et les actions privilégiées de série 1 de Prefco sont maintenant des actions privilégiées de série 1 de Northland. Les parts de catégorie A, les parts de catégorie B et les parts de catégorie C de Holdings LP ont été échangées contre des actions de catégorie A, des actions convertibles de catégorie B et des actions convertibles de catégorie C de Northland, qui confèrent à leurs porteurs les mêmes droits qu'ils avaient à titre de porteurs des parts de Holdings LP.

PARTS DE FIDUCIE

Les parts représentaient chacune une participation véritable indivise et égale dans le Fonds. Les parts étaient cessibles et permettaient à leur porteur de participer sur un pied d'égalité à toutes les distributions du Fonds, qu'il s'agisse de revenu net, de rendement du capital, de remboursement de capital, d'intérêts, de dividendes ou de gains en capital nets réalisés ou d'autres montants provenant de l'actif net du Fonds dans le cas où le Fonds était dissous ou liquidé. Toutes les parts donnaient droit à une voix aux assemblées des porteurs de parts. Les parts ne comportaient aucun droit de conversion ou droit préférentiel de souscription. Les porteurs de parts n'avaient aucun des droits prévus par la loi normalement associés à la propriété d'actions d'une société par actions.

Les porteurs de parts inscrits le dernier jour ouvrable de chaque mois avaient le droit de recevoir des distributions à partir de l'encaisse distribuable du Fonds (au sens donné à l'expression « Cash Available for Distributions » dans l'acte de fiducie du Fonds) et des attributions de bénéfice net à l'égard du mois en question. Ces distributions étaient versées au plus tard le 15^e jour du mois suivant.

Les parts étaient rachetables en tout temps à la demande de leurs porteurs sur remise au Fonds d'un avis de rachat dûment rempli et signé. Veuillez vous reporter à la note 27 afférente aux états financiers consolidés audités du Fonds, intitulée « Capitaux propres », figurant dans son rapport annuel, lesquels sont intégrés aux présentes par renvoi et qu'il est possible de consulter sur le site Web de SEDAR au www.sedar.com et sur le site Web de Northland au www.northlandpower.ca.

Aux termes de l'arrangement, les parts du Fonds ont été échangées le 1^{er} janvier 2011 contre des actions ordinaires de Northland à raison de une contre une.

Droits de remplacement

Parallèlement à la fusion, le Fonds a émis 6 032 191 droits de remplacement à titre de règlement des obligations de NPI aux termes de son PILT. De plus, le Fonds a conclu un contrat d'échange de droits avec chacun des participants au PILT de NPI (les « **contrats d'échange de droits** »). Selon les modalités des contrats d'échange de droits, chaque participant a renoncé à ses droits au PILT de NPI en échange de droits de remplacement qui lui permettaient d'acquérir des parts à raison de un droit contre une part sans contrepartie supplémentaire à compter de la date de conversion (ou plus tôt si le participant souhaitait déposer ses parts en réponse à une offre publique d'achat éventuelle visant le Fonds). Les droits de remplacement ne sont pas assortis de droits de vote ni de droits à des distributions tant qu'ils ne sont pas exercés, et sont incessibles.

À compter du 1^{er} janvier 2011, du fait des dispositions anti dilution des conventions d'échange de droits, les porteurs des droits de remplacement ont le droit de recevoir, à l'exercice des droits de remplacement, des actions ordinaires plutôt que des parts à raison d'une action ordinaire plutôt que d'une part qu'ils avaient auparavant le droit de recevoir. La conversion de 1 672 061 droits de remplacement en actions ordinaires dépend de la conversion des actions convertibles de catégorie C et des dividendes futurs jusqu'à la date de conversion.

Parts avec droit de vote spécial

Parallèlement à la fusion, des parts avec droit de vote spécial du Fonds ont été émises conformément à l'acte de fiducie du Fonds. Un nombre de 25 645 598 parts avec droit de vote spécial ont été émises en faveur des porteurs de parts de catégorie A et 8 496 078, en faveur des porteurs de parts de catégorie C. Chaque part avec droit de vote spécial conférait au porteur inscrit une voix pouvant être exprimée à toutes les assemblées des porteurs de parts ou relativement à toute résolution écrite des porteurs de parts. Avant le 1^{er} janvier 2011, les parts avec droit de vote spécial étaient automatiquement rachetées et annulées par le Fonds au moment de l'émission de parts en échange de parts de catégorie A ou de parts de catégorie C. Si les parts de catégorie C étaient annulées, les parts avec droit de vote spécial s'y rattachant devaient l'être également.

Aux termes de l'arrangement, le 1^{er} janvier 2011, i) les parts de catégorie A (et les parts avec droit de vote spécial s'y rattachant) ont été échangées à raison de une part contre une action contre des actions de catégorie A de Northland et ii) les parts de catégorie C (et les parts avec droit de vote spécial s'y rattachant) ont été échangées à raison de une part contre une action contre des actions convertibles de catégorie C de Northland.

DÉBENTURES CONVERTIBLES

En 2004, le Fonds a émis des débetures convertibles subordonnées non garanties à 6,5 % venant à échéance le 30 juin 2011 d'un montant en capital s'élevant à 65 millions de dollars (les « **débetures de 2011** »). Il a tiré de leur placement un produit brut de 65 millions de dollars et un produit net d'environ

61,8 millions de dollars. Le Fonds paie des intérêts sur les débentures à la fin de chaque semestre à terme échu, soit les 30 juin et 31 décembre de chaque année. Au 31 décembre 2010, des débentures de 2011, d'un montant en capital de 20 042 000 \$ et d'une valeur comptable de 20,1 millions de dollars, demeuraient en circulation.

Le 15 octobre 2009, le Fonds a émis des débentures convertibles subordonnées non garanties de série A à 6,25 % venant à échéance le 31 décembre 2014 (les « **débentures de 2014** »), d'un montant en capital de 92 millions de dollars. Il a tiré de leur placement un produit brut de 92,0 millions de dollars (s'élevant à 88,3 millions de dollars une fois retranchée la rémunération des preneurs fermes). Le Fonds a établi que la juste valeur de l'option intégrée du porteur au moment de l'émission était nominale, et le montant total des débentures a donc été classé à titre de passif à long terme. Au 31 décembre 2010, des débentures de 2014, d'un montant en capital de 55 421 000 \$ et d'une valeur comptable de 55,4 millions de dollars, demeuraient en circulation.

Le droit au paiement du capital et des intérêts des débentures convertibles est subordonné au paiement antérieur de toutes les dettes de premier rang de Northland.

Les débentures convertibles représentent des obligations directes de Northland et ne sont pas garanties par une hypothèque, un gage ou une autre charge et sont subordonnées à toutes les dettes privilégiées de Northland.

En 2010, des débentures de 2011 d'un montant total de 9 millions de dollars (14 000 \$ en 2009) ont été converties en 718 320 parts (1 120 parts en 2009) et des débentures de 2014 d'un montant total de 36,6 millions de dollars (néant en 2009) ont été converties en 2 945 148 parts (néant en 2009).

Privilège de conversion

Avant le 1^{er} janvier 2011, les débentures de 2011 étaient convertibles au gré du porteur en parts librement négociables, entièrement libérées et non susceptibles d'appel en tout temps avant 17 h (heure de Toronto) à la plus rapprochée des dates suivantes, à savoir le 30 juin 2011 et le jour ouvrable précédant immédiatement la date fixée par le Fonds pour leur rachat, au prix de conversion de 12,50 \$ la part, soit un ratio de 80 parts par tranche de 1 000 \$ de capital de débentures de 2011.

Le 1^{er} janvier 2011, les débentures de 2011 du Fonds sont devenues des débentures de 2011 de Northland comportant l'ensemble des droits et privilèges des débentures de 2011 du Fonds sauf que les débentures de 2011 de Northland sont convertibles en actions ordinaires (plutôt qu'en parts) au prix de conversion de 12,50 \$, chaque tranche de 1 000 \$ de capital étant convertibles en 80 actions ordinaires.

Avant le 1^{er} janvier 2011, les débentures de 2014 étaient convertibles au gré du porteur en parts librement négociables, entièrement libérées et non susceptibles d'appel en tout temps avant 17 h (heure de Toronto) à la plus rapprochée des dates suivantes, à savoir le 31 décembre 2014 et le jour ouvrable précédant immédiatement la date fixée par le Fonds pour leur rachat, au prix de conversion de 12,42 \$ la part, soit un ratio de 80,5 parts par 1 000 \$ de capital de débentures de 2014.

Le 1^{er} janvier 2011, les débentures de 2014 du Fonds sont devenues des débentures de 2014 de Northland comportant l'ensemble des droits et privilèges des débentures de 2014 du Fonds sauf que les débentures de 2014 de Northland sont convertibles en actions ordinaires (plutôt qu'en parts) au prix de conversion de 12,42 \$, chaque tranche de 1 000 \$ de capital étant convertible en 80,5 actions ordinaires.

Rachat et achat

Les débentures de 2011 peuvent être rachetées par Northland, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, au prix correspondant à leur capital, majoré de l'intérêt couru et impayé, sur préavis écrit d'au moins 30 jours et d'au plus 60 jours. Northland n'a racheté à ce jour aucune débenture de 2011.

Les débentures de 2014 ne peuvent être rachetées par Northland qu'après le 31 décembre 2012. Northland peut les racheter après cette date, mais avant le 31 décembre 2013, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, sur préavis écrit d'au moins 30 jours et d'au plus 60 jours, au prix correspondant à leur capital, majoré de l'intérêt couru et impayé, pourvu que le cours en vigueur à la date à laquelle l'avis de rachat est donné corresponde au moins à 125 % de 12,42 \$. À compter du 31 décembre 2013 et avant le 31 décembre 2014, Northland peut racheter les débentures de 2014 en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, au prix correspondant à leur capital, majoré de l'intérêt couru et impayé, sur préavis écrit d'au moins 30 jours et d'au plus 60 jours. Northland n'a racheté à ce jour aucune débenture de 2014.

Règlement au moment du rachat ou à l'échéance

En cas de rachat le 30 juin 2011 ou le 31 décembre 2014, selon le cas, Northland remboursera la dette représentée par les débentures convertibles en payant au fiduciaire chargé des débentures un montant égal au capital des débentures convertibles en circulation, ainsi que l'intérêt couru et impayé sur celles-ci. Northland peut, à son gré, moyennant un préavis d'au moins 30 jours et d'au plus 60 jours et sous réserve des approbations des autorités de réglementation requises, à moins qu'un cas de défaut (au sens défini dans l'acte relatif aux débentures convertibles) ne se soit produit et ne se poursuive, choisir de s'acquitter de son obligation de rembourser, en totalité ou en partie, le capital des débentures convertibles qui doivent être rachetées ou qui sont échues en émettant des actions ordinaires, en totalité ou en partie, aux porteurs des débentures convertibles.

L'expression « cours en vigueur » est définie dans l'acte relatif aux débentures convertibles comme étant le cours moyen pondéré des actions ordinaires à la Bourse de Toronto pendant les 20 jours de bourse consécutifs se terminant le cinquième jour de bourse précédant la date de la circonstance applicable.

Choix relatif au paiement de l'intérêt en actions ordinaires

À moins qu'un cas de défaut (au sens défini dans l'acte relatif aux débentures convertibles) ne se soit produit et ne se poursuive, Northland peut choisir, de temps à autre, sous réserve de l'approbation des autorités de réglementation compétentes, d'émettre et de livrer des actions ordinaires librement négociables au fiduciaire chargé des débentures afin de réunir des fonds pour s'acquitter, en totalité ou en partie, de ses obligations de payer l'intérêt sur les débentures convertibles conformément à l'acte relatif aux débentures convertibles.

FUSION AVEC NPI

Comme il a été mentionné à la rubrique « Évolution générale de l'entreprise – Acquisition de NPI » précédente, le 16 juillet 2009, le Fonds a acquis indirectement la totalité des actions émises et en circulation de NPI moyennant une contrepartie totale évaluée, à des fins comptables, à 233 millions de dollars.

TITRES DE HOLDINGS LP

Le capital de Holdings LP consistait en des parts ordinaires, qui étaient toutes détenues par CT et le Fonds, et des parts de catégorie A, des parts de catégorie B et des parts de catégorie C, qui étaient toutes détenues par NPHI.

Parts ordinaires de Holdings LP

Les parts ordinaires étaient censées être équivalentes, pour ce qui est de la valeur et des droits de vote, aux parts. Elles représentaient la participation proportionnelle d'un associé commanditaire dans Holdings LP, conféraient une voix chacune pouvant être exprimée aux assemblées des associés commanditaires et donnaient un droit proportionnel aux distributions versées par Holdings LP aux associés commanditaires, le cas échéant. Les parts ordinaires étaient entièrement libérées et non susceptibles d'appel et cessibles, pouvaient être l'objet d'un fractionnement ou d'un regroupement, mais ne conféraient aucun droit de conversion, droit de rachat ou droit préférentiel de souscription. Avant le 1^{er} janvier 2011, CT et le Fonds, en tant que porteurs de toutes les parts ordinaires, avaient droit à toutes les distributions effectuées à partir de l'encaisse distribuable, conformément à la convention de SEC, jusqu'à la date de conversion. Après la date de conversion, les porteurs des parts ordinaires avaient droit à un montant suffisant au règlement des frais d'administration et au service de la dette du Fonds et de CT, puis avaient un droit proportionnel, avec les porteurs des parts de catégorie A, sur toutes les distributions en espèces de Holdings LP. En cas de liquidation de Holdings LP, les porteurs des parts ordinaires avaient droit à une distribution prioritaire d'un montant correspondant à la dette impayée et aux autres passifs du Fonds et de CT à ce moment. Par la suite, les porteurs des parts ordinaires devaient recevoir la partie des actifs restants correspondant à la proportion des parts ordinaires en circulation par rapport aux parts de catégorie A en circulation.

Au 31 décembre 2010, 72 722 231 parts ordinaires étaient en circulation; ces parts ont toutes été annulées le 1^{er} janvier 2011 aux termes de l'arrangement.

Parts de catégorie A de Holdings LP

Le Fonds a émis, au moment de la fusion avec NPI, 25 645 598 parts de catégorie A en tant que contrepartie partielle de l'acquisition. À la date de conversion, les parts de catégorie A pouvaient être échangées en parts à raison d'une part de catégorie A contre une part. Les parts de catégorie A n'étaient pas cessibles et ne donnaient pas droit aux distributions en espèces avant la date de conversion. Au 31 décembre 2010, parmi les 25 645 598 parts de catégorie A émises, 6 763 062 étaient assujetties à une réduction si les distributions en espèces déclarées par le Fonds étaient en-deçà de 1,08 \$ la part par année avant la date de conversion. Si les distributions en espèces déclarées par le Fonds dépassaient 1,08 \$ la part par année, les porteurs de parts de catégorie A devaient recevoir un paiement en espèces à la date de conversion correspondant au montant de l'excédent en question. Au 31 décembre 2010, 25 645 598 parts de catégorie A étaient en circulation.

Aux termes de l'arrangement, les parts de catégorie A de Holdings LP ont été converties, le 1^{er} janvier 2011, en actions de catégorie A de Northland à raison de une contre une et comportent les mêmes droits, privilèges, restrictions et conditions.

Parts de catégorie C

Le Fonds a émis, au moment de la fusion avec NPI, 8 496 078 parts de catégorie C en tant que contrepartie partielle de l'acquisition. Les parts de catégorie C pouvaient être converties en parts de catégorie A en fonction des « gains liés à l'aménagement » du Fonds provenant des projets d'aménagement admissibles détenus par NPI à la date de la fusion. Les parts de catégorie C n'étaient assorties ni de droits de vote ni de droits aux distributions et étaient incessibles.

Les « gains liés à l'aménagement » s'entendent de l'écart entre la juste valeur de marché d'un projet d'aménagement admissible de NPI et le coût de ce projet évalué à la date de l'exploitation commerciale (la « **date d'évaluation** »), déterminés par un tiers indépendant nommé par les fiduciaires du Fonds. Pour

être « admissible », le projet d'aménagement de NPI devait remplir des conditions précises, notamment la signature d'un contrat d'achat d'électricité avant le 16 juillet 2014, dans le cas des parts de catégorie C, et le 16 juillet 2015, dans le cas des parts de catégorie B.

La première tranche de 100 millions de dollars des gains liés à l'aménagement provenant des projets d'aménagement admissibles de NPI devait être attribuée aux parts de catégorie C et aux droits de remplacement conditionnels qui devaient être convertis en parts de catégorie A en proportion des gains liés à l'aménagement constatés provenant des projets d'aménagement admissibles de NPI. Dès qu'un projet d'aménagement admissible de NPI commençait son exploitation commerciale, ou que son contrat d'achat d'électricité était résilié conformément aux modalités qui s'appliquaient dans le cas où il n'atteignait pas l'exploitation commerciale, toutes les parts de catégorie C et les droits de remplacement conditionnels restants étaient annulés.

Au 31 décembre 2010, 8 496 078 parts de catégorie C étaient en circulation. Aux fins comptables, ces parts étaient traitées comme une contrepartie éventuelle et puisque l'éventualité n'a pas été résolue au-delà de tout doute raisonnable, aucune valeur ne leur a été attribuée.

Aux termes de l'arrangement, les parts de catégorie C de Holdings LP ont été converties le 1^{er} janvier 2011 en actions convertibles de catégorie C de Northland à raison de une contre une comportant les mêmes droits, privilèges, restrictions et conditions, sauf que les parts de catégorie C convertibles de Northland sont convertibles en actions de catégorie A (plutôt qu'en parts de catégorie A).

Parts de catégorie B

Le Fonds a émis, au moment de la fusion avec NPI, 8 067 723 parts de catégorie B en tant que contrepartie partielle de l'acquisition. Les parts de catégorie B pouvaient être converties en parts de catégorie A en fonction des gains liés à l'aménagement du Fonds provenant des projets d'aménagement admissibles détenus par NPI à la date de la fusion. Les parts de catégorie B n'étaient assorties ni de droits de vote ni de droits aux distributions et étaient incessibles.

Après la répartition de 100 millions de dollars de gains liés à l'aménagement entre les parts de catégorie C et les droits de remplacement (comme il est décrit ci-dessus), une partie des gains liés à l'aménagement supplémentaires provenant des projets d'aménagement de NPI admissibles supplémentaires devaient être affectés aux parts de catégorie B. L'affectation des gains liés à l'aménagement provenant de projets d'aménagement de NPI admissibles aux fins de la conversion des parts de catégorie B dépendait de l'ordre et de la période de conclusion du contrat d'achat d'électricité de chaque projet. Selon l'ordre de conclusion des contrats d'achat d'électricité, le dernier projet d'aménagement de NPI admissible qui se traduisait par la réalisation de gains liés à l'aménagement totalisant 100 millions de dollars était le « **projet-seuil** ». Dans le cas de tous les projets d'aménagement de NPI admissibles (y compris la partie du projet-seuil au-delà de 100 millions de dollars, le cas échéant) dont les contrats d'achat d'électricité avaient été conclus dans les douze mois suivant la conclusion du contrat d'achat d'électricité pour le projet-seuil, 40 % de leurs gains liés à l'aménagement auraient servi à déterminer le nombre de parts de catégorie B qui devaient être converties. En ce qui a trait aux projets dont les contrats d'achat d'électricité avaient été conclus après cette période de douze mois, 20 % de leurs gains liés à l'aménagement auraient servi à déterminer le nombre de parts de catégorie B qui étaient converties. Dans la mesure où les dates de l'exploitation commerciale des projets n'étaient pas dans l'ordre de conclusion de leurs contrats d'achat d'électricité respectifs, des ajustements devaient être faits afin d'assurer que les gains liés à l'aménagement étaient affectés correctement. Les parts de catégorie B devaient être converties en parts de catégorie A selon i) la tranche appropriée des gains liés à l'aménagement (40 % ou 20 %, selon le cas) et ii) le plus élevé des deux montants suivants, soit le cours du marché à la date de l'annonce et le cours

boursier moyen pondéré en fonction du volume des parts du Fonds pendant les 20 jours de bourse précédant immédiatement la date de l'annonce du contrat d'achat d'électricité pour le projet d'aménagement de NPI admissible en question. Aucune part de catégorie B ne pouvaient être convertie i) tant que toutes les parts de catégorie C n'avaient pas été converties en parts de catégorie A ou ii) si les parts de catégorie C étaient annulées. Les fiduciaires du Fonds avaient le droit de suspendre la conversion des parts de catégorie B si le Fonds n'était pas en mesure de maintenir les distributions aux porteurs de parts de 1,08 \$ par année.

Au 31 décembre 2010, 8 067 723 parts de catégorie B étaient en circulation. Aux fins comptables, ces parts étaient traitées comme une contrepartie éventuelle, et puisque l'éventualité n'a pas été résolu au-delà de tout doute raisonnable, aucune valeur ne leur a été attribuée.

Aux termes de l'arrangement, les parts de catégorie B de Holdings LP ont été converties le 1^{er} janvier 2011 à raison de une contre une en actions convertibles de catégorie B de Northland qui comportent les mêmes droits, privilèges, restrictions et conditions, sauf que les actions convertibles de catégorie B de Northland sont convertibles en actions de catégorie A (plutôt qu'en parts de catégorie A).

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Pour un résumé des modalités concernant les actions privilégiées de série 1, veuillez vous reporter à la rubrique « Évolution générale de l'entreprise – Émission d'actions privilégiées ».

CONTRATS IMPORTANTS

Le Fonds ou les membres de son groupe ont conclu un nombre de contrats importants en 2010 ou avant 2010 mais qui ont toujours effet. Ces contrats sont les suivants :

- a) l'acte relatif aux débetures convertibles;
- b) la convention d'achat d'actions intervenue en date du 23 avril 2009 entre NPHI, JCT Management Inc., le Fonds, CT et Holdings LP, dans sa version modifiée;
- c) la convention d'échange de droits intervenue en date du 23 avril 2009 entre le Fonds, NPI et chacun des participants au PILT de NPI, dans sa version modifiée;
- d) la convention d'arrangement datée du 13 mai 2010 entre le Fonds, CT, Holdings LP, NPIF Holdings GP Inc., NPI, NPIFMI, Iroquois Falls Corp., Prefco et Northland Power Arrangeco Inc., dans sa version modifiée.

MARCHÉ POUR LES TITRES

Jusqu'au 1^{er} janvier 2011, les parts en circulation du Fonds étaient inscrites à la cote de la Bourse de Toronto et se négociaient sous le symbole NPI.UN. Aux termes de l'arrangement, les parts du Fonds ont été échangées le 1^{er} janvier 2011 contre des actions ordinaires à raison de une contre une et les actions ordinaires sont négociées à la Bourse de Toronto sous le symbole NPI. Le tableau suivant indique les cours extrêmes et les volumes des opérations sur les parts publiés par la Bourse de Toronto en 2010 :

<u>Mois</u>	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	<u>Volume</u>
2010			
Janvier	12,67 \$	11,70 \$	4 006 300
Février	13,25	11,93	3 452 700
Mars	14,00	12,96	4 322 100
Avril	14,12	13,16	2 727 400
Mai	14,09	12,25	3 869 800
Juin	14,23	12,95	2 653 600
Juillet	14,49	13,31	2 805 500
Août	15,06	14,25	7 989 500
Septembre	15,62	14,70	2 564 600
Octobre	16,43	15,21	2 416 200
Novembre	16,05	14,11	2 923 900
Décembre	15,99	15,41	2 437 800

Les débetures de 2011 en circulation sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto et se négocient sous le symbole NPI.DB. Le tableau suivant indique les cours extrêmes et les volumes des opérations sur les débetures de 2011 publiés par la Bourse de Toronto en 2010 :

<u>Mois</u>	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	<u>Volume</u>
2010			
Janvier	109,99 \$	103,04 \$	410
Février	105,00	103,00	4 790
Mars	111,00	104,08	12 310
Avril	112,35	106,00	20 710
Mai	112,25	101,00	10 440
Juin	112,00	102,03	14 310
Juillet	115,00	108,02	8 390
Août	119,50	113,00	20 390
Septembre	124,00	116,59	11 300
Octobre	130,00	121,82	12 590
Novembre	128,00	119,02	10 000
Décembre	127,05	120,01	5 590

Les débetures de 2014 en circulation sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto et se négocient sous le symbole NPI.DB.A. Le tableau suivant indique les cours extrêmes et les volumes des opérations sur les débetures de 2014 publiés par la Bourse de Toronto en 2010 :

<u>Mois</u>	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	<u>Volume</u>
2010			
Janvier	107,50 \$	104,75 \$	9 100
Février	108,50	105,51	8 660
Mars	111,50	106,10	28 290
Avril	112,50	107,00	68 050
Mai	112,50	102,25	65 760
Juin	113,50	105,00	50 510

<u>Mois</u>	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	<u>Volume</u>
2010			
Juillet	116,00	108,50	30 580
Août	120,90	110,02	52 370
Septembre	125,00	118,00	73 110
Octobre	131,25	122,00	64 990
Novembre	128,61	117,71	37 300
Décembre	128,00	124,00	15 650

Les actions privilégiées de série 1 en circulation sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto et se négocient sous le symbole NPI.PR.A. Le tableau suivant indique les cours extrême et les volumes des opérations sur les actions privilégiées de série 1 publiés par la Bourse de Toronto en 2010.

<u>Mois</u>	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	<u>Volume</u>
2010			
Juillet	25,30 \$	25,00 \$	582 882
Août	25,80	25,25	385 743
Septembre	25,98	25,42	169 363
Octobre	26,24	25,50	158 410
Novembre	26,87	25,57	117 751
Décembre	26,09	25,15	103 001

FACTEURS DE RISQUE

Le programme de gestion générale des risques du Fonds a pour but de minimiser les risques financiers auxquels il est exposé et de maintenir un niveau d'encaisse distribuable aux porteurs de parts stable et durable. Le Fonds ne cherche pas à minimiser les risques liés aux fluctuations de la juste valeur.

Le texte qui suit présente certains facteurs de risque ayant trait à l'entreprise du Fonds. Les renseignements figurant ci-après ne constituent qu'un résumé de ces facteurs de risques, ils sont présentés entièrement sous réserve des renseignements détaillés qui figurent ailleurs dans la présente notice annuelle et dans les documents mentionnés aux présentes, et doivent être lus en parallèle avec ces renseignements.

Contrats et contreparties

Le montant des flux de trésorerie disponibles générés par Northland dépend de la capacité des parties liées à Northland par des contrats à long terme de continuer à s'acquitter de leurs obligations contractuelles. Plus particulièrement, puisque les ventes d'électricité représentent la majeure partie des produits des activités ordinaires d'Iroquois Falls Corp. et de Thorold LP et la totalité des produits des activités ordinaires de Kingston LP et de Jardin SEC, l'incapacité par la SFIÉO, l'OÉO ou Hydro-Québec à s'acquitter de leurs obligations contractuelles aurait une incidence défavorable importante sur les flux de trésorerie disponibles. Une partie des flux de trésorerie disponibles de Northland provient des dividendes versés par PEC, qui dépendent en partie de la capacité des parties liées aux filiales de PEC par des contrats à long terme de continuer à s'acquitter de leurs obligations contractuelles. Plus particulièrement, le fait que Sempra n'exécute pas ses obligations pourrait avoir un effet défavorable sur les flux de trésorerie disponibles.

Tant le contrat d'achat d'électricité d'Iroquois Falls Corp. que celui de Kingston LP confère certains droits à la SFIÉO de freiner la production d'électricité en période creuse de l'été. La SFIÉO s'est généralement prévalu de ces droits dans le cas de l'installation d'Iroquois Falls mais non dans le cas de l'installation de Kingston. Si la SFIÉO devait exercer ses droits de freiner la production à l'égard de Kingston LP, les flux de trésorerie disponibles de Northland ne seraient pas gravement touchés puisque les marges réalisées dans les périodes creuses ne sont pas importantes.

Les parcs d'éolienne allemands génèrent des produits des activités ordinaires conformément à la législation sur l'énergie renouvelable de l'Allemagne, les taux étant supérieurs à ceux du marché. Rien ne garantit que cette législation ne sera pas modifiée de sorte que le montant des produits générés soit moindre que ceux reçus actuellement.

Le gouvernement de l'Ontario a promulgué la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* en décembre 2004, qui a instauré des changements structurels au sein du marché de l'électricité de l'Ontario. La SFIÉO a confirmé que l'entente de principe d'Iroquois Falls Corp. en ce qui concerne certaines modifications du contrat d'achat d'électricité d'Iroquois Falls Corp. conclu en 2002 n'était pas touchée par cette mesure. L'entente de principe envisageait qu'une entente formelle en vue de la modification ou du remplacement du contrat d'achat de l'électricité d'Iroquois Falls Corp. serait conclue ultérieurement. Un tel contrat d'achat d'électricité modifié ou remplacé n'a pas été conclu par la SFIÉO avec Iroquois Falls Corp. ni avec d'autres parties qui ont conclu des contrats d'achat d'électricité semblables. La SFIÉO a indiqué qu'en ce qui concerne toutes les obligations financières en vertu du contrat d'achat d'électricité d'Iroquois Falls Corp. dans sa version modifiée par l'entente de principe, y compris les dispositions concernant l'indice utilisé pour ajuster les produits des activités ordinaires tirés de l'électricité, le contrat d'achat de l'électricité d'Iroquois Falls Corp. avait plein effet.

La vente de vapeur aux installations d'Iroquois Falls et de Thorold constituent une source de produits secondaires pour Northland. Les besoins en vapeur d'AbitibiBowater sont établis en fonction de ses activités à ses usines de pâtes et papiers et prennent notamment en compte son propre niveau de production de vapeur à Iroquois Falls. Les installations d'Iroquois Falls et de Thorold doivent s'ajuster aux variations de la demande de vapeur d'AbitibiBowater. La demande de vapeur a une incidence sur la consommation de gaz et, contre toute attente, une fluctuation à court terme importante de la demande de vapeur a pour effet d'augmenter la consommation de gaz naturel à l'installation d'Iroquois Falls sans augmenter dans la même proportion les produits provenant de la vapeur. Cette situation est partiellement atténuée à l'installation de Thorold en raison de la présence de matériel de production de vapeur auxiliaire adaptée pour combler la demande de vapeur de pointe d'AbitibiBowater même si la production de l'installation de Thorold n'est pas répartie. Depuis mai 2003, l'usine d'AbitibiBowater à Iroquois Falls n'a pas eu à payer un quota minimal de vapeur. Cependant, depuis le 1^{er} janvier 2002, Northland est protégée par des dispositions du contrat d'achat de l'électricité d'Iroquois Falls qui ajustent à la hausse les obligations d'achat d'électricité de la SFIÉO afin de compenser tout déficit important des produits des activités ordinaires provenant de la vapeur. Northland est protégée par des dispositions contractuelles d'achat ferme incluses dans la convention d'approvisionnement en énergie de Thorold LP si les besoins d'AbitibiBowater sont en-deçà de certains minimums. Au cours de 2009, le prédécesseur d'AbitibiBowater a demandé la protection des tribunaux aux États-Unis et au Canada pour entreprendre une restructuration à long terme, et en décembre 2010, AbitibiBowater a cessé de bénéficier de la protection prévue par la législation en matière de faillite.

Northland et ses filiales ont conclu des contrats avec différents fournisseurs tiers de matériel et de services utilisés au cours de la construction de ses projets. L'omission par un fournisseur de s'acquitter de ses obligations contractuelles pourrait faire en sorte que Northland subisse des retards dans la construction ou

des dépassements de coût qui pourraient, à leur tour, empêcher Northland, à l'égard du projet en cause, de s'acquitter de ses obligations aux termes de son contrat d'achat d'électricité et de ses conventions de prêt.

Risques liés à l'exploitation

Les installations de Northland, soit les centrales d'Iroquois Falls, de Kingston, de Thorold et de Panda-Brandywine, ainsi que les parcs d'éoliennes allemands et le parc d'éoliennes Jardin d'Éole, sont assujettis à des risques liés à l'exploitation qui pourraient avoir un effet défavorable sur les flux de trésorerie disponibles, notamment l'usure prématurée ou les défaillances de l'équipement principal causées par des vices dans la conception, les matériaux ou la main-d'œuvre. Les risques associés aux centrales thermiques de Northland sont en partie minimisés du fait de la technologie et de la conception éprouvées utilisées pour ces centrales, de la disponibilité de pièces de rechange indispensables sur les lieux, du contrat d'entretien des turbines à gaz des installations d'Iroquois Falls, de Kingston et de Thorold conclu avec GE et de la participation d'Iroquois Falls Corp. au groupement de location de turbines à gaz de GE qui garantit le remplacement de celles-ci très rapidement. Les risques associés à l'exploitation du parc d'éoliennes Jardin d'Éole et des parcs d'éoliennes allemands sont en partie limités par les conventions d'entretien et de services conclues avec les fournisseurs initiaux du matériel ainsi que par la technologie et la conception éprouvées des installations.

Aux termes du contrat d'achat de l'électricité d'Iroquois Falls Corp., si l'installation d'Iroquois Falls livre moins de 80 % des quantités cibles en période de pointe au cours d'un mois, le paiement de capacité mensuel (la plus importante des composantes du paiement mensuel) serait réduit de 6,66 % pour chaque tranche de 1 % sous le niveau de 80 %. Le paiement de capacité mensuel ne pourra être atteint au cours d'un mois pendant lequel l'installation d'Iroquois Falls livre moins de 65 % des quantités cibles en période de pointe.

Le contrat d'achat de l'électricité de Kingston LP stipule que, si l'installation de Kingston livre moins de 80 % des quantités cibles en période de pointe, le paiement de capacité ne sera pas versé. Toutefois, en cas de force majeure à l'installation de Kingston (la définition de cette expression comprenant une panne de matériel d'une durée de plus de quatre jours), le nombre d'heures de pointe employées aux fins de calculer la production cible serait réduit du nombre d'heures de pointe écoulées pendant qu'il y avait force majeure au cours de ce mois.

Contrairement à l'installation d'Iroquois Falls et à l'installation de Kingston, toutes deux des centrales de base, l'installation de Thorold n'est pas une centrale de base : sa production ne sera généralement répartie que durant les périodes de pointe. Ainsi, le contrat d'achat d'électricité de Thorold prévoit un paiement mensuel de capacité devant régler l'ensemble des coûts fixes de combustible et d'exploitation, le service de la dette et les rendements sur placement de l'installation. Toutefois, le paiement de capacité mensuel sera réduit du montant du bénéfice que l'installation prévoit tirer de la répartition de sa production durant les périodes de pointe. Ce bénéfice est réalisé lorsque les cours de l'électricité et du gaz sur le marché au comptant, appliqués aux niveaux de production d'énergie et d'efficacité prévus par le contrat, sont tels que le seuil de rentabilité est franchi. Même si aucune pénalité n'est expressément prévue, l'installation de Thorold a intérêt à fonctionner de manière à maximiser le bénéfice tiré de la répartition.

L'installation de Panda-Brandywine dépend des paiements de capacité de Sempra. Les paiements de capacité de Sempra seraient diminués si l'installation de Panda-Brandywine ne pouvait maintenir une disponibilité égale à 88 %.

Aux termes du contrat d'achat d'électricité de Jardin SEC, l'incapacité à atteindre le niveau de production minimal établi par Northland pourrait se traduire par le paiement d'une pénalité à Hydro-Québec. Les

lois allemandes régissant les paiements à des parcs d'éoliennes admissibles, comme les parcs d'éoliennes allemands de Northland, ne renferment aucune telle obligation.

Les installations de Northland dépendent, pour pouvoir exporter l'électricité produite, des réseaux électriques auxquels elles sont connectées. Même si les réseaux sont hautement fiables, il arrive qu'ils soient hors service en cas de conditions météorologiques inhabituelles ou à des fins d'entretien; le Fonds n'a aucune possibilité dans un tel cas de minimiser l'incidence financière ou de recouvrer ses pertes financières auprès de l'exploitant d'un réseau.

Approvisionnement, transport et prix du gaz naturel

Les installations alimentées au gaz et à la biomasse dont Northland est propriétaire ou qu'elle exploite peuvent être touchées par l'existence ou l'inexistence d'un approvisionnement stable de combustible à des prix raisonnables ou prévisibles. Dans la mesure du possible, ces installations tentent de faire correspondre le mécanisme de fixation des coûts des combustibles prévus dans les conventions d'approvisionnement aux formules de paiement prévues dans les contrats d'achat d'électricité. Dans la mesure où les coûts de combustible ne correspondent pas exactement aux paiements d'énergie prévus par les contrats d'achat d'électricité, l'écart pourrait avoir une incidence défavorable sur la rentabilité des installations. Si l'approvisionnement en combustible est insuffisant, la rentabilité des installations pourrait en subir les contrecoups.

La quantité d'énergie à produire aux installations dépend fortement de la capacité des fournisseurs aux termes de certains contrats d'approvisionnement en gaz naturel à s'acquitter de leurs obligations contractuelles. À la perte d'importants contrats d'approvisionnement en combustible ou l'incapacité ou l'omission par un fournisseur de s'acquitter de ses engagements contractuels pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité des installations à produire de l'électricité et de la vapeur, ce qui pourrait alors réduire les produits des activités ordinaires et la rentabilité. De plus, l'incapacité des entités qui transportent le gaz naturel aux installations à le livrer aux installations respectives aura une incidence défavorable sur les flux de trésorerie disponibles.

À l'expiration ou à la résiliation des contrats d'approvisionnement en combustible, Northland devra les renégocier et pourrait devoir obtenir du combustible d'autres fournisseurs. Rien ne garantit que Northland sera en mesure de renégocier ces contrats ou de conclure de nouveaux contrats selon des modalités semblables. De plus, rien ne garantit la disponibilité de l'approvisionnement ou le prix du combustible aux termes de nouvelles ententes et il pourrait être très difficile de prédire avec exactitude les prix futurs des combustibles.

Une partie des produits des activités ordinaires de Kingston LP proviennent de la revente de gaz naturel sous contrat, qui dépend des prix sur le marché. Une chute prolongée des cours du gaz pourrait avoir une incidence sur les flux de trésorerie disponibles de Northland; cependant, des hausses de la production et des ventes d'électricité réduiraient l'incidence de la baisse des produits des activités ordinaires liés à la revente de gaz.

Risques liés à l'environnement, à la santé et à la sécurité

Les installations de Northland sont assujetties à des lois nombreuses et importantes, y compris des lois, règlements, règles, lignes directrices, politiques, directives et autres exigences qui régissent ou qui ont trait notamment aux questions suivantes : les émissions dans l'atmosphère, les rejets dans l'eau, l'entreposage, la manutention, l'utilisation, le transport et la distribution de produits dangereux et de matières résiduelles dangereuses, tels les produits chimiques; la prévention des rejets de matières dangereuses dans l'environnement; la prévention et la présence de matières dangereuses dans le sol et les

eaux souterraines, sur les lieux et à l'extérieur; les questions relatives à l'aménagement du territoire et au zonage, et les questions relatives à la santé et la sécurité des travailleurs. L'exploitation d'installations comporte en soi un risque inhérent de responsabilités pour des motifs liés à l'environnement, à la santé et à la sécurité (y compris la possibilité de poursuites civiles, d'ordonnances exécutoires ou d'ordonnances de restaurer, d'amendes et d'autres pénalités) et peut faire en sorte que les installations soient parties à l'occasion à des procédures judiciaires et administratives concernant ces questions, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable important sur l'entreprise de Northland, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

Tout l'équipement de production actuel d'Iroquois Falls Corp., de Kingston LP et de Thorold LP est conçu aux fins de produire des émissions de NO_x inférieures aux normes applicables actuelles. La législation ontarienne qui est entrée en vigueur en 2004 a instauré un plafond ainsi qu'un système d'échange à l'égard des émissions de NO_x. L'installation de nouvelles turbines à gaz à l'installation d'Iroquois Falls en 2003 a réduit les émissions de NO_x largement en deçà des niveaux précisés par la nouvelle législation. Les émissions de NO_x qui se dégagent de l'équipement de production actuel de Kingston LP et de Thorold LP se situent bien en deçà de ces niveaux établis.

En 2006, en réaction aux inquiétudes sur les changements climatiques, le gouvernement fédéral a adopté un plan de lutte contre la pollution atmosphérique qui comprenait des objectifs à long terme de réduction des émissions de dioxyde de carbone et d'autres gaz à effet de serre (les « GES »). Le gouvernement a indiqué que les émissions totales de GES devaient vraisemblablement être limitées au moyen de limites d'intensité (habituellement exprimées en tonnes d'émission permises/MWh). À ce jour, le gouvernement fédéral n'a pas adopté de lois ou de règlements précisant les mécanismes exacts qu'il entend utiliser pour limiter les émissions ni établi d'échéancier précis à cet égard. Plus récemment, le gouvernement fédéral canadien a adopté la position de ne pas envisager de prendre une mesure à cet égard jusqu'à ce que le gouvernement fédéral des États-Unis indique sa position sur la question. Au cours de 2010, le Congrès des États-Unis a étudié un projet de loi qui aurait pu instaurer un régime de plafonnement et d'échange à l'égard des GES aux États-Unis. Toutefois, les élections de mi-mandat à l'automne 2010 a entraîné un important remaniement des intérêts politiques au Congrès, particulièrement à la Chambre des représentants. En raison de cette évolution, il semble très improbable qu'un régime national de plafonnement et d'échange à l'égard des GES fasse l'objet d'une loi aux États-Unis avant 2012 ou plus tôt.

Plusieurs provinces canadiennes ont signalé leur intention de réglementer la production de dioxyde de carbone et d'autres GES, possiblement en association avec plusieurs initiatives régionales dirigées par divers états américains. L'Ontario a indiqué qu'elle aimerait instaurer son programme de réduction des GES à temps pour la période de conformité de 2012. En ce moment, on ne peut prévoir les démarches qui seront adoptées pour mettre en œuvre ces initiatives, provinciales et régionales, ainsi que les incidences qu'elles pourraient avoir sur Northland. La première période de transition pour se conformer à l'Accord de Kyoto a commencé en janvier 2008 (et prend fin en 2012), et le gouvernement fédéral n'a en place aucun programme ni aucune législation visant à imposer des restrictions spécifiques à Northland à l'égard de ses installations si ce ne sont certaines exigences d'information.

L'administration fédérale aux États-Unis continue d'éprouver des difficultés à faire progresser ses initiatives à l'égard des changements climatiques. En l'absence de progrès législatifs, l'Environmental Protection Agency des États-Unis (l'« EPA ») a indiqué qu'elle créera des règlements à cet égard, et des programmes régionaux de réduction des GES des États-Unis (plus particulièrement le Regional Greenhouse Gas Initiative et le Western Climate Initiative) font l'objet d'une promotion et pourraient établir des exigences de conformité réglementaire (en collaboration avec des gouvernements provinciaux

et d'États participants). Une telle tendance pourrait être pertinente pour Northland puisque certains gouvernements provinciaux (possiblement l'Ontario, le Québec, la Colombie-Britannique ou le Manitoba) pourraient continuer leur travail d'harmonisation d'éléments de leurs propres exigences réglementaires de réduction des GES nationaux avec ceux élaborés par l'EPA ou les programmes régionaux américains décrits précédemment. Il faut également noter qu'en plus de l'incertitude législative et politique dans ce domaine, il existe une incertitude supplémentaire en ce qui concerne les litiges intentés devant les tribunaux de diverses compétences aux États-Unis qui pourrait avoir une incidence sur la capacité des gouvernements ou de l'EPA à établir une réglementation dans ce domaine.

La direction continue de surveiller les mesures prises par les gouvernements fédéraux au Canada et aux États-Unis ainsi que les initiatives étatiques, provinciales et régionales pertinentes concernant la réglementation des GES.

Bien que la direction soit d'avis que l'exploitation de chaque installation se conforme actuellement en grande partie aux lois environnementales applicables, aux licences, aux permis et aux autres autorisations exigés pour les fins de l'exploitation des installations et bien que des systèmes de contrôle et de rapport en matière d'environnement aient été mis en place dans toutes les installations, on ne peut garantir que des lois ou des règlements plus sévères ne seront pas instaurés ni que la mise en œuvre des lois applicables ne deviendra pas plus sévère ni que ces systèmes ne présenteront aucune lacune, ce qui pourrait donner lieu à des dépenses importantes. Si les installations omettaient de se conformer à toute exigence relative à l'environnement, à la santé ou à la sécurité ou si les coûts liés à la conformité à ces exigences devaient augmenter, par suite d'obligations ou de dépenses imprévues relativement à l'analyse, l'évaluation, la restauration ou la prévention, cela pourrait occasionner des frais, des dépenses en immobilisations, des limites ou des délais supplémentaires en ce qui a trait aux activités des installations dont les conséquences ne peuvent être prévues.

Relations de travail

Les salariés de l'installation d'Iroquois Falls et de l'installation de Kirkland Lake sont syndiqués. En cas de grève ou de lock-out, la capacité d'exploitation respective d'Iroquois Falls Corp. et de Kirkland Lake Corp. pourrait être réduite et sa capacité de générer de l'encaisse distribuable pourrait être amoindrie. Les salariés de l'installation de Cochrane, de l'installation de Kingston, de l'installation Jardin d'Éole, de l'installation de Thorold et de l'installation de Panda-Brandywine ne sont pas syndiqués.

Dépendance envers des tiers

Northland s'appuie sur Panda Global Services Inc. en ce qui a trait à la gestion de l'installation de Panda-Brandywine et sur enXco GmbH en ce qui a trait à la gestion des parcs d'éoliennes allemands.

Assurances

On ne peut garantir que les assurances souscrites à l'égard des installations de Northland, y compris l'assurance perte d'exploitation, sera suffisante, ni qu'elle continuera d'être offerte à des conditions commerciales raisonnables ni que les événements pouvant occasionner une perte ou engager la responsabilité sont assurés ou qu'ils peuvent raisonnablement être assurés.

Variabilité des produits tirés des ressources éoliennes

Les ressources des parcs d'éoliennes de Northland varieront. Même si la direction croit que les données éoliennes et antérieures qui ont été recueillies démontrent que les sites sont économiquement viables, le régime climatique pourrait changer ou les données historiques et les prévisions techniques pourraient ne pas refléter avec exactitude la force et la constance du vent à l'avenir. S'il n'y a pas suffisamment de vent, les hypothèses sous-jacentes aux projections financières concernant le volume d'électricité devant être

produit par les parcs d'éoliennes pourraient ne pas être confirmées, ce qui pourrait avoir des effets négatifs importants sur les flux de trésorerie disponibles et la capacité de respecter les obligations au titre du service de la dette.

Risques lié à la construction

Des retards ou des dépassements de coûts importants peuvent avoir lieu durant la construction de projets d'aménagement actuels ou futurs de Northland. De plus, il est possible qu'un projet, une fois construit, ne produise pas immédiatement le rendement escompté. Tout retard de construction substantiel et/ou toute mesure de rendement qui ne peut être corrigée peut nuire à l'exploitation de Northland et à ses résultats financiers.

Risque lié aux taux d'intérêt

Les fluctuations de taux d'intérêt, dans un secteur capitalistique comme celui de l'électricité, sont particulièrement préoccupantes. Les facilités de prêt bancaires à taux variable auxquelles a recours Northland pour financer ses projets de construction l'exposent au risque lié aux taux d'intérêt et au refinancement de ses dettes. La possibilité pour Northland de refinancer une dette à son échéance dépend de l'état du marché des capitaux d'emprunt, qui peut varier de temps à autre. Pour minimiser le risque, Northland conclura si possible des contrats de swap de taux d'intérêt pour fixer le taux d'intérêt de ses emprunts à taux variable.

Fluctuations du change

Northland a des obligations de paiement en dollars américains qui concernent principalement les contrats d'entretien de turbines à gaz à Iroquois Falls, à Kingston et à Thorold. Les fluctuations du taux de change entre les dollars américains et canadiens pourraient avoir une incidence sur les flux de trésorerie disponibles. Northland conclut des contrats de change à terme de gré à gré au besoin pour atténuer le risque associé aux fluctuations du change.

Northland reçoit aussi des flux de trésorerie en euros en rapport avec son investissement en Allemagne. Les fluctuations du taux de change entre l'euro et le dollar canadien peuvent avoir une incidence sur les flux de trésorerie de Northland. Pour atténuer en partie son exposition aux fluctuations du taux de change entre l'euro et le dollar canadien, Northland a conclu des contrats de change à terme de gré à gré à l'égard de son investissement net dans les parcs d'éoliennes allemands qui fixent le taux de change à l'égard d'une importante partie des versements d'intérêt et de capital qu'elle doit recevoir de ses filiales allemandes jusqu'en 2014.

Northland a l'obligation de livrer certains montants déterminés d'euros chaque semestre, à l'égard de chaque contrat à terme de gré à gré, même si les remboursements des prêts européens ne sont pas faits. Northland serait ainsi obligée d'acheter des euros sur le marché libre au moment pertinent. Dans la mesure où Northland se livre à des activités de gestion des risques liés aux taux de change de l'euro par rapport au dollar canadien, elle pourrait ne pas profiter des mouvements favorables des taux de change et se voir assujettie au risque de crédit associé aux contreparties avec lesquelles elle passe des contrats.

Les projets que Northland aménage et/ou construit peuvent nécessiter de l'équipement acheté auprès de fournisseurs étrangers. Les fluctuations des taux de change par rapport au dollar canadien pourraient avoir une incidence importante sur le coût de cet équipement et ainsi nuire à la faisabilité d'un ou plusieurs des projets. Encore une fois, Northland conclut des contrats de change à terme de gré à gré au besoin pour atténuer le risque associé aux fluctuations du change. En outre, certains contrats d'achat d'électricité comportent des dispositions d'atténuation du risque de change avant que les activités ne débutent.

Risque de crédit

Le risque de crédit découle de la trésorerie et des équivalents de trésorerie détenus auprès de banques et d'autres institutions financières, du risque de contrepartie résultant des instruments financiers dérivés, des avances liées aux prêts, des montants à recevoir des clients et des engagements de prêt pris par des institutions bancaires pour la construction des projets de Spy Hill, de North Battleford et de Mont Louis. L'exposition maximale au risque de crédit, à l'exception des engagements de prêt, correspond à la valeur comptable des actifs financiers.

La gestion du risque de contrepartie vise à prévenir les pertes au chapitre des actifs financiers. Pour atteindre cet objectif et assurer la prévisibilité des distributions, Northland tire la plupart de ses produits des activités ordinaires de contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables, telles que des sociétés d'État, et de contrats de swap de taux d'intérêt et de change de Northland conclus avec des institutions financières dignes de confiance. Kingston LP et Iroquois Falls Corp. vendent leur électricité à la SFIÉO, Thorold LP la vend à l'OÉO et à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« **SIERE** ») tandis que Jardin SEC la vend à Hydro-Québec, toutes des sociétés d'État.

Au 31 décembre 2010, environ 39 % des débiteurs consolidés de Northland étaient associés à la vente d'électricité à des sociétés d'État. En ne tenant pas compte des débiteurs liés aux parcs d'éoliennes allemands, dont les contreparties sont des entreprises locales de distribution d'énergie, ces tarifs d'électricité sont régis par la loi. De plus, en raison des activités de construction en cours des projets de Spy Hill, de North Battleford et de Mont Louis, environ 55 % des débiteurs consolidés de Northland sont liés à des crédits de taxe sur les intrants et à des remboursements de coûts à recevoir des gouvernements provinciaux et fédéral et d'Hydro-Québec. Northland et ses filiales n'ont pas constitué de comptes de provision et ne détiennent pas de biens en garantie de leurs contreparties si ce n'est une lettre de crédit de 4,7 millions de dollars d'AbitibiBowater concernant les ventes d'électricité à l'installation de Thorold. Tous les débiteurs comptabilisés au 31 décembre 2010 sont à court terme. Au cours de 2010, Northland a radié une somme de 1,1 million de dollars à recevoir du preneur de la vapeur de l'installation d'Iroquois Falls (se reporter à la note 7 du rapport annuel 2010 de Northland pour de plus amples renseignements).

Dans l'ensemble, la nature de l'entreprise et des ententes contractuelles de Northland permettent d'atténuer le risque de crédit de Northland. Northland ne prévoit aucune perte liée à la non-exécution d'obligations par ses contreparties.

Risque lié au financement

Bien que Northland s'attende à financer ses projets actuels et futurs à partir des flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles et de son financement de projet sans recours, rien ne garantit que des capitaux suffisants seront offerts selon des modalités acceptables en vue de financer les acquisitions, les investissements, les dépenses en immobilisations ou les projets d'agrandissement. De plus, tout prêt en particulier consenti à Northland ou à une filiale peut faire l'objet d'un défaut et, si c'est le cas, Northland pourrait perdre son investissement dans le projet. La plupart des installations et des projets de Northland ont actuellement des ententes de prêt à terme et d'autres ententes de financement en vigueur auprès de divers prêteurs. Ces ententes de financement sont habituellement garanties par la totalité des actifs et contrats du projet ainsi que la participation en actions dans les entités exploitant les projets. Les modalités de ces ententes de financement imposent généralement de nombreux engagements et de nombreuses obligations de la part de l'entité exploitant le projet et d'autres emprunteurs et cautions. Dans de nombreux cas, le défaut d'une partie aux termes d'une convention d'exploitation de projet (comme un contrat d'achat d'électricité) constituera également un défaut suivant le prêt à terme du projet ou autre entente de financement. L'omission de respecter les modalités de ces prêts à terme ou des autres ententes de financement ou les cas de défaut aux termes de ceux-ci peut empêcher les distributions de sommes en

espèces par les projets où l'entité exploitant le projet et peut conférer au prêteur le droit de demander le remboursement du prêt et de faire valoir leur garantie à l'égard des actifs du projet. De plus, s'il survient un cas de défaut, les prêteurs ont le droit de prendre possession des participations dans les entités exploitant les projets qui ont été mis en gage auprès de ces prêteurs par leurs propriétaires.

Projets d'aménagement éventuels

Northland investit dans des projets d'aménagement éventuels avant de pouvoir déterminer s'ils sont réalisables sur les plans technique et financier. Certains de ces investissements sont de nature spéculative. Dans certains cas, Northland doit avancer du capital et fournir des lettres de crédit au cours de l'élaboration de ces projets. Certains des facteurs qui pourraient faire échouer des projets d'aménagement éventuels sont décrits ci-dessous :

1. **Possibilité d'entrer en possession de sites intéressants.** La possibilité pour Northland de démontrer qu'il contrôle un site intéressant pour un projet potentiel est un facteur important pris en compte au moment de l'évaluation d'une soumission présentée en réponse à un appel de projets compétitif ou à un autre processus de vente d'électricité et au moment de la présentation d'une demande de financement de projet et qui, de plus, détermine en définitive la réussite de l'aménagement et de l'exploitation d'une installation de production d'électricité. Le repérage et l'obtention de sites intéressants est l'objet d'une concurrence considérable et entraîne des coûts substantiels.
2. **Possibilité de se procurer des contrats d'achat d'électricité.** La possibilité pour Northland d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité est un facteur clé de l'aménagement et de l'exploitation réussis de nouveaux projets de production d'électricité. Bon nombre de contrats d'achat d'électricité sont attribués au terme d'un processus d'appel de projets compétitif dont, malgré les dépenses considérables engagées, l'issue est incertaine.
3. **Obtention de permis.** Il est possible que Northland ne réussisse pas à obtenir tous les permis, consentement, licences et approbations nécessaires à un projet. S'il ne les obtient pas, ou ne les obtient qu'après de longs délais, la viabilité du projet pourrait en souffrir et Northland pourrait même être obligée d'abandonner le projet.
4. **Approvisionnement en turbines et autre matériel.** La possibilité pour Northland de mener à bien l'aménagement de projets est tributaire de la disponibilité et du coût des turbines et du matériel obtenus auprès de fabricants et de fournisseurs. La hausse du coût des turbines et du matériel pourrait avoir une incidence défavorable sur la rentabilité d'un projet éventuel. De plus, l'impossibilité pour un fournisseur de s'acquitter des obligations que lui impose une convention d'approvisionnement pourrait faire en sorte que Northland manque pour sa part aux obligations que lui impose un contrat d'achat d'électricité ou ait à engager des coûts supplémentaires substantiels.
5. **Intensification de la concurrence.** Le secteur de la production d'énergie électrique est caractérisé par une concurrence intense. Northland doit faire concurrence à des services publics, des sociétés industrielles et d'autres producteurs d'électricité indépendants, en particulier à l'égard de la production non visée par un contrat d'achat. Au cours des dernières années, la concurrence entre les producteurs d'électricité souhaitant obtenir des contrats d'achat d'électricité s'est intensifiée et a contribué à une réduction des prix de l'électricité prévus par les contrats d'achat d'électricité sur certains marchés.

La non-réalisation de certains projets d'aménagement éventuels de Northland pourrait avoir des répercussions défavorables sur ses résultats financiers. Northland réduit ce risque en procédant à une analyse détaillée des éléments économiques d'un projet à toutes les étapes de l'aménagement et en maintenant les dépenses liées à l'aménagement à un niveau prudent par rapport à ses ressources financières.

Risque de liquidité

Le risque de liquidité découle d'un excédent d'obligations financières sur les actifs financiers disponibles à un moment donné. Le risque de liquidité découlant des besoins de liquidités de Northland pour son exploitation comprend :

- le risque que Northland ne dispose pas des fonds nécessaires pour régler une transaction à la date d'échéance;
- le risque que Northland puisse être forcée de vendre des actifs financiers à un prix inférieur à leur valeur réelle; ou
- le risque que Northland soit dans l'impossibilité de régler ou de recouvrer un actif financier.

L'objectif de Northland concernant la gestion du risque de liquidité consiste à maintenir des réserves suffisantes et facilement disponibles pour répondre à ses besoins de liquidités à tout moment. Northland réalise cet objectif en s'appliquant à ne pas verser la totalité de son encaisse distribuable aux porteurs de parts et en s'assurant de disposer du financement nécessaire grâce à des facilités de crédit confirmées.

Northland court également un risque de liquidité interne, car elle exerce ses activités par l'intermédiaire d'entités juridiques distinctes (filiales et sociétés du même groupe) et est tributaire des liquidités reçues de ces entités pour acquitter les charges du siège social et verser des distributions aux porteurs de parts. Certaines de ces entités comptent des emprunts impayés qui ont été contractés dans le but de financer leurs investissements initiaux.

Aux termes des conventions de crédit liées à ces emprunts, les distributions en espèces versées à Northland sont généralement interdites lorsque l'entité a manqué à son engagement de remboursement de l'emprunt (notamment le non-paiement du capital ou des intérêts), ou lorsque l'entité n'atteint pas un ratio de couverture du service de la dette de référence. Pour la période terminée le 31 décembre 2010, Northland et ses filiales respectaient l'ensemble des clauses restrictives.

Changements réglementaires et politiques

Le contexte réglementaire dans lequel se trouvent les marchés sur lesquels Northland exerce ses activités est complexe et en constante évolution. Les installations de production d'électricité sont régies par une réglementation exhaustive imposée par des organismes gouvernementaux de différents niveaux. Le risque que certaines politiques ou modifications à la réglementation soient adoptées qui nuiraient à la possibilité pour Northland de continuer d'aménager et de gérer des projets comme elle l'a fait par le passé est toujours présent. Étant donné la longueur du processus d'aménagement, il est également possible qu'un changement politique ou réglementaire imprévu ait une incidence préjudiciable sur la viabilité d'un projet potentiel qui obligerait en définitive Northland à l'abandonner.

Éventualité de poursuites judiciaires

Northland et ses filiales pourraient être assignées en qualité de défendeurs dans diverses réclamations et poursuites judiciaires. Le risque de telles actions est minimisé par le montant de la garantie d'assurance que la direction juge suffisant. La direction ne prévoit pas que l'issue de réclamations ou de réclamations éventuelles puisse avoir un effet défavorable important pour Northland. Des précisions concernant les

poursuites, réclamations et éventualité de poursuites visant Northland sont données à la note 33 des états financiers consolidés audités de Northland figurant dans son rapport annuel

Variabilité des dividendes

Le montant réel des dividendes en espèces versées aux porteurs d'actions ordinaires dépendra de nombreux facteurs, y compris les résultats financiers découlant de l'exploitation de Northland, la capacité de respecter les obligations et les clauses restrictives des prêts, les exigences en matière de fonds de roulement, les besoins ultérieurs en capitaux et les questions fiscales connexes. La valeur au marché des actions ordinaires peut se dégrader si Northland est incapable de maintenir ses montants de dividendes en espèces à l'avenir, et cette dégradation pourrait être importante.

Risques fiscaux

Rien ne garantit que la législation en matière d'impôt sur le revenu au Canada, aux États-Unis ou en Allemagne ne sera pas modifiée d'une manière à avoir une incidence défavorable sur Northland et ses actionnaires.

Northland est confrontée à certaines incertitudes concernant l'interprétation et l'application de certaines lois fiscales canadiennes et américaines qui pourraient avoir une incidence sur sa rentabilité et ses flux de trésorerie. La direction revoit ses estimations des passifs d'impôts exigibles ou futurs au moins une fois par trimestre et revoit régulièrement sa position quant au régime de soumission des déclarations de revenus avec des fiscalistes externes. Des révisions des passifs d'impôt de Northland, qui pourraient être substantielles, pourraient être requises si de nouveaux renseignements influant sur les estimations de la direction ou les positions fiscales sont obtenus.

POURSUITES JUDICIAIRES ET MESURES RÉGLEMENTAIRES

À la connaissance de Northland, il n'existe aucune poursuite judiciaire ou mesure réglementaire, en instance ou éventuelle, visant Northland qui aura des répercussions défavorables sur elle. De plus amples renseignements sont donnés à la note 33 afférente aux états financiers consolidés audités de Northland, intitulée « Litiges, réclamations et éventualités », figurant dans son rapport annuel.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

À la connaissance de Northland, les « spécialistes désignés » (au sens de l'Annexe 51-102A2 du *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*) de Crosbie & Company Inc., laquelle entreprise a produit un avis quant au caractère équitable à l'égard de l'arrangement qui est intégré à la circulaire d'information de la direction datée du 20 mai 2010, détenaient en tant que propriétaires véritables, directement ou indirectement, moins de 1 % des parts en circulation.

CONSEIL DE FIDUCIE ET DIRIGEANTS DU FONDS

Le tableau ci-après indique le nom et la province et le pays de résidence des membres du conseil de fiducie de Northland, leurs occupations principales au cours des cinq dernières années et l'année où ils sont devenus fiduciaires. Chaque fiduciaire demeure en poste jusqu'à l'assemblée annuelle des porteurs de parts suivante ou jusqu'à ce que son successeur soit élu ou nommé.

Aux termes de l'arrangement, le 1^{er} janvier 2011, chaque fiduciaire est devenu un administrateur de Northland.

Nom et province de résidence	Poste au sein du Fonds	Fiduciaire depuis¹⁾²⁾	Occupations principales au cours des cinq années prenant fin le 31 décembre 2010
James C. Temerty⁸⁾ Ontario, Canada	Président du conseil et fiduciaire	2003	Auparavant, président du conseil de NPI.
Linda L. Bertoldi⁹⁾ Ontario, Canada	Fiduciaire	2010	Associée de Borden Ladner Gervais S.E.N.C.R.L., S.R.L. (cabinet d'avocats).
Marie Bountrogianni⁶⁾⁸⁾ Ontario, Canada	Fiduciaire	2009	Présidente et directrice générale du conseil des gouverneurs du Musée royal de l'Ontario de 2007 à 2011; auparavant, ministre des Affaires intergouvernementales, ministre responsable du renouveau démocratique, ministre des Services à l'enfance et à la jeunesse et ministre de la Citoyenneté et de l'immigration de l'Ontario.
Pierre R. Gloutney⁴⁾⁹⁾ Québec, Canada	Fiduciaire	2003	Auparavant, président du conseil de MF Global Canada Co., président du conseil et chef de la direction de MAN Financial Canada Co. (auparavant, Refco Canada Co.) et président de Refco Futures (Canada) Ltd. (courtier en valeurs mobilières).
V. Peter Harder³⁾⁶⁾⁷⁾ Ontario, Canada	Fiduciaire	2010	Conseiller en politiques principal de Fraser Milner Casgrain S.E.N.C.R.L. (cabinet d'avocats).
Le très honorable John N. Turner, c.r.³⁾⁵⁾⁶⁾ Ontario, Canada	Fiduciaire principal	2003	Associé de Miller Thomson LLP (cabinet d'avocats).

Notes :

- 1) Avant la restructuration qui a eu lieu en date du 1^{er} juillet 2003, chacun des fiduciaires, à l'exception de M^{me} Bountrogianni, de M^{me} Bertoldi et de M. Harder, était administrateur d'Iroquois Falls Corp. depuis 1997.
- 2) Avant la restructuration qui a eu lieu en date du 16 juillet 2009, chacun des fiduciaires, à l'exception de M^{me} Bountrogianni, de M^{me} Bertoldi et de M. Harder, était fiduciaire de CT depuis 2003.
- 3) Membre du comité d'audit.
- 4) Président du comité d'audit.
- 5) Président du comité de gouvernance et de mise en candidature et fiduciaire principal (et, après le 1^{er} janvier 2011, administrateur principal).
- 6) Fiduciaire indépendant.
- 7) Président du comité de rémunération.
- 8) Membre du comité de rémunération.
- 9) Membre du comité de gouvernance et de mise en candidature.

Le tableau ci-après indique le nom et la province et le pays de résidence des membres de la haute direction du Fonds, leur poste au sein du Fonds et leurs occupations principales au cours des cinq dernières années.

Nom et province de résidence	Poste au sein de Northland	Occupations principales au cours des cinq années prenant fin le 31 décembre 2010
John W. Brace Ontario, Canada	Président et chef de la direction	Président et chef de la direction du Fonds depuis 2009; aussi président et chef de l'exploitation de CT depuis 2004 et chef de la direction de CT depuis 2007; aussi président et chef de la direction de NPI depuis 2003; auparavant, aussi chef de l'exploitation du Fonds.
Sam Mantenuto Ontario, Canada	Chef de l'exploitation et chef de l'aménagement	Chef de l'aménagement du Fonds depuis 2010; chef de l'exploitation du Fonds depuis 2009; auparavant, chef de l'exploitation de NPI et vice-président de NPI.
Anthony F. Anderson Ontario, Canada	Chef des finances	Chef des finances du Fonds depuis 2009; aussi chef des finances de CT et de NPI depuis 2003 et 2001, respectivement.

Aux termes de l'arrangement, le 1^{er} janvier 2011, les personnes suivantes sont des dirigeants de Northland Power Inc., en plus des personnes indiquées dans le tableau précédent.

Nom et province de résidence	Poste au sein de Northland	Occupations principales au cours des cinq années prenant fin le 31 décembre 2010
Gemi (Jim) Cipolla Ontario, Canada	Vice-président, Commercialisation du gaz et de l'électricité	Vice-président, Commercialisation du gaz et de l'électricité, depuis 2003.
David Dougall Ontario, Canada	Vice-président, Exploitation	Vice-président, Exploitation depuis 2010; auparavant, directeur général, Exploitation; auparavant, directeur général, Ingénierie.
Dino Gliosca Ontario, Canada	Vice-président, Ingénierie	Vice-président, Ingénierie, depuis 2010; auparavant, directeur général, Ingénierie.
Michael D. Shadbolt Ontario, Canada	Vice-président et chef du contentieux	Associé de Macleod Dixon LLP (cabinet d'avocats) de 2007 à 2010, auparavant, associé de Borden Ladner Gervais S.E.N.C.R.L., S.R.L. (cabinet d'avocats).

PROPRIÉTÉ DE PARTS

Au 31 décembre 2010, 5 188 146 parts, représentant 7 % (8 % en 2009) du nombre total des parts en circulation, étaient détenues en propriété véritable, directement ou indirectement, ou contrôlées par les fiduciaires et les membres de la haute direction du Fonds. De plus, 36 % de l'ensemble des droits de vote (38 % en 2009), soit 34 141 676 parts avec droit de vote spécial, étaient détenues, directement ou indirectement, ou contrôlées par les fiduciaires et les membres de la haute direction du Fonds.

COMITÉ D'AUDIT

Le conseil de Northland a constitué un comité d'audit composé de MM. Gloutney, Harder et Turner, lesquels sont tous indépendants au sens de la définition dans le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* (la « **règle applicable au comité d'audit** »). Les membres du comité d'audit de Northland et les représentants de la direction se réunissent afin de discuter des contrôles internes, des questions relatives à la présentation de l'information financière et à l'audit en ce qui a trait à Northland. Le conseil de Northland a doté le comité d'audit d'une charte qui confère à ce comité un mandat conforme à la règle

applicable au comité d'audit. La charte du comité d'audit, révisée après l'arrangement, figure à l'annexe A de la présente notice annuelle.

Tous les membres du comité d'audit possèdent des compétences financières, et le conseil de Northland a décidé que tous les membres du comité d'audit étaient indépendants, ainsi que l'exige la règle applicable au comité d'audit.

L'expérience pertinente de chacun des membres du comité d'audit est présentée ci-après :

Pierre Gloutney (président) – M. Gloutney était, auparavant, président du conseil et chef de la direction de MF Global Canada Co., et il compte à son actif 35 années d'expérience dans le domaine des valeurs mobilières. M. Gloutney est l'ancien président du comité sur les instruments dérivés de l'Association canadienne des courtiers en valeurs mobilières. Auparavant, M. Gloutney a été vice-président du conseil, gouverneur et membre du comité exécutif de la Bourse de Montréal, après avoir été membre du comité exécutif et gouverneur de la Corporation canadienne de compensation de produits dérivés.

V. Peter Harder – M. Harder est conseiller en politiques principal pour le cabinet Fraser Milner Casgrain S.E.N.C.R.L. Avant de se joindre à ce cabinet, M. Harder a été longtemps sous-ministre du gouvernement du Canada. Il a été secrétaire du Conseil du Trésor du Canada et contrôleur général du Canada. Il était auparavant membre du comité de direction et du conseil des gouverneurs de la Fondation canadienne pour la vérification intégrée. Depuis 2008, M. Harder est conseiller indépendant du vérificateur général du Canada.

Le très honorable John N. Turner – Actuellement, M. Turner est associé au cabinet d'avocats Miller Thomson LLP. Avant de se joindre à Miller Thomson LLP, M. Turner a siégé à la Chambre des communes pendant près de 25 ans. M. Turner est un ancien premier ministre du Canada et un ancien ministre fédéral des Finances, deux des nombreux postes qu'il a occupés au sein du gouvernement.

Le comité d'audit est tenu d'approuver tous les services d'audit et d'approuver préalablement tous les services non liés à l'audit fournis à Northland par l'auditeur externe de Northland.

Veillez vous reporter ci-après pour obtenir de l'information quant aux honoraires que Northland verse à ses auditeurs externes, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Un exemplaire de la charte du comité d'audit figure à l'annexe A de la présente notice annuelle; en outre, vous pouvez la consulter ou vous la procurer sur SEDAR au www.sedar.com où elle a été déposée.

INTÉRÊT DES MEMBRES DE LA DIRECTION ET D'AUTRES PERSONNES DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Sauf comme il est indiqué dans la présente notice annuelle, aucun des fiduciaires, administrateurs ou membres de la haute direction de Northland ni aucune personne physique ou morale qui est propriétaire véritable de plus de 10 % de toute catégorie ou série des titres avec droit de vote en circulation de Northland ou qui exerce un contrôle ou une emprise, directement ou indirectement, sur un tel nombre de titres, ni aucune personne ayant des liens avec ces personnes ni aucun membre de leur groupe n'a ou n'a eu un intérêt important, directement ou indirectement, dans toute opération au cours des trois derniers exercices ou au cours de l'exercice courant qui a eu une incidence importante sur Northland ou qui est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur elle.

James C. Temerty, auparavant fiduciaire de CT et fiduciaire du Fonds et président du conseil de CT et du Fonds, est indirectement l'actionnaire unique de NPHI et de JCT Management Inc. ainsi que des vendeurs de Jardin. À la réalisation de la fusion, NPHI a fait l'acquisition de 25 914 650 parts de catégorie A, de 8 067 723 parts de catégorie B et de 8 496 078 parts de catégorie C de Holdings LP et de 35 623 732 parts avec droit de vote spécial du Fonds en échange de la totalité des actions de NPI. NPHI s'est également vu rembourser une somme d'au plus 35 millions de dollars qui a été utilisée pour rembourser un prêt d'un montant égal consenti par CIBC. JCT Management Inc. a reçu des parts en contrepartie de l'achat d'un prêt de 24 557 333 \$ dû par NPI. Le 31 janvier 2010, les vendeurs de Jardin ont reçu une somme de 21,5 millions de dollars en espèces en contrepartie du transfert de 66,5 % de Jardin SEC à une filiale du Fonds.

Après la réalisation de la fusion, M. Temerty était propriétaire véritable, directement ou indirectement, d'environ 39 % des droits de vote du Fonds ou exerçait un contrôle ou une emprise sur de tels droits de vote.

AUDITEURS

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., comptables agréés, Ernst & Young Tower, 222 Bay Street, Toronto-Dominion Centre, à Toronto, en Ontario, sont les auditeurs de Northland.

Honoraires d'audit et autres honoraires

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. a reçu environ 871 392 \$ et 871 392 \$, respectivement, comme il est indiqué ci-après, pour les services rendus au Fonds et à ses filiales en propriété exclusive.

	Exercices terminés les 31 décembre	
	2010	2009
Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.		
Honoraires d'audit	1 243 978 \$	833 392 \$
Honoraires pour d'autres services liés à l'audit	25 000 \$	- \$
Services non liés à l'audit – fiscalité	17 655 \$	- \$
Tous les autres honoraires	60 773 \$	38 000 \$
Total	1 347 406 \$	871 392 \$

Les honoraires d'audit de 2010 comprennent des sommes versées à Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. qui ont trait au prospectus de juillet 2010 de Northland. Les « honoraires pour d'autres services liés à l'audit » ont trait à la publication de la circulaire d'information de 2010 de Northland alors que les « services non liés à l'audit – fiscalité » ont trait à la constitution en société de Northland.

En 2010 et 2009, le poste « tous les autres honoraires » comprend des services de traduction.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres des parts (et, après le 1^{er} janvier 2011, des actions ordinaires), des débiteures convertibles et des actions privilégiées de série 1 de Northland est la Société de fiducie Computershare du Canada, 100 University Avenue, à Toronto, en Ontario.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

On trouvera des renseignements supplémentaires concernant Northland sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com. On trouvera des renseignements supplémentaires, y compris la rémunération des

administrateurs et des dirigeants et les prêts qui leur ont été consentis et les principaux porteurs d'actions ordinaires, dans la circulaire d'information de la direction de Northland qui doit être déposée à l'égard de l'assemblée annuelle des porteurs d'actions ordinaires qui se tiendra le 26 mai 2011.

Des renseignements financiers supplémentaires, notamment les états financiers consolidés de Northland et le rapport de gestion, figurent dans le rapport annuel.

Renseignements : Northland Power Inc.
30 St. Clair Ave. West, 17th Floor
Toronto (Ontario) M4V 3A1

Téléphone : 416-962-6262 Télécopieur : 416-962-6266
Courriel : infobokla@northlandpower.ca
Site Web : northlandpower.ca

Boris Balan Directeur des communications et de l'expansion de l'entreprise
Téléphone : 647-288-1210
Courriel : infobalan@northlandpower.ca

Barbara Bokla Directrice des relations avec les investisseurs
Téléphone : 647-288-1438
Courriel : infobokla@northlandpower.ca

GLOSSAIRE

Le texte suivant est un glossaire de certaines des expressions et de certains des termes utilisés dans la présente notice annuelle.

Par « **AbitibiBowater** », on entend AbitibiBowater Inc.

Par « **acte de fiducie du Fonds** », on entend l'acte de fiducie supplémentaire et mis à jour en date du 16 juillet 2009, qui régissait le Fonds.

Par « **acte de fiducie initial du Fonds** », on entend l'acte de fiducie daté du 17 février 1997, qui a établi le Fonds et qui a été remplacé par l'acte de fiducie modifié et mis à jour daté du 15 avril 1997, puis modifié de nouveau le 1^{er} juillet 2003. L'acte de fiducie initial a été remplacé par l'acte de fiducie du Fonds.

Par « **acte de fiducie supplémentaire de CT** », on entend l'acte de fiducie supplémentaire mis à jour en date du 16 juillet 2009, qui régissait CT.

Par « **acte relatif aux débentures convertibles** », on entend l'acte de fiducie passé entre le Fonds et Computershare en date du 26 août 2004, tel qu'il a été modifié et mis à jour le 14 octobre 2009 par l'acte de fiducie modifié et mis à jour puis augmenté par le premier acte supplémentaire daté du 15 octobre 2009 et le deuxième acte supplémentaire daté du 1^{er} janvier 2011.

Par « **actions convertibles de catégorie B** », on entend les actions convertibles de catégorie B du capital de Northland.

Par « **actions convertibles de catégorie C** », on entend les actions convertibles de catégorie C du capital de Northland.

Par « **actions de catégorie A** », on entend les actions de catégorie A du capital de Northland.

Par « **actions ordinaires** », on entend les actions ordinaires du capital de Northland.

Par « **actions privilégiées de série 1** », on entend, avant le 1^{er} janvier 2011, les actions privilégiées à taux révisable et à dividende cumulatif, série 1 du capital de Prefco et, après le 1^{er} janvier 2011, les actions privilégiées à taux révisable et à dividende cumulatif, série 1 du capital de Northland.

Par « **actions privilégiées de série 2** », on entend, avant le 1^{er} janvier 2011, les actions privilégiées à taux flottant et à dividende cumulatif, série 2 du capital de Prefco et, après le 1^{er} janvier 2011, les actions privilégiées à taux flottant et à dividende cumulatif, série 2 du capital de Northland.

Par « **appel de projets** », on entend un appel de projets.

Par « **ARC** », on entend l'Agence du revenu du Canada.

Par « **arrangement** », on entend l'arrangement pris en vertu des dispositions de l'article 182 de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) aux termes duquel le Fonds, qui était une fiducie de revenu, a été converti en société par actions appelée Northland Power Inc., qui est propriétaire de l'ensemble des actifs et qui est assujettie à l'ensemble des obligations (sauf les actifs et les passifs intersociétés) du Fonds et qui

poursuit l'entreprise du Fonds et de ses filiales, qui consiste à aménager, à construire, à financer, à être propriétaire, à gérer et à exploiter des projets de production d'électricité.

Par « **Canfor** », on entend Canadian Forest Products Ltd.

Par « **Cenovus** », on entend Cenovus Energy Inc., qui a remplacé EnCana Corporation.

Par « **Chips LP** », on entend Northland Power Chips LP, filiale en propriété exclusive de NPI.

Par « **CLE** », on entend le critère du lien économique.

Par « **CO** », on entend monoxyde de carbone.

Par « **CO₂** », on entend dioxyde de carbone.

Par « **Cochrane Power Corp.** », on entend Cochrane Power Corporation.

Par « **Cogeneration Associates** », on entend Cogeneration Associates Limited, filiale en propriété exclusive de NPI.

Par « **cogénération** », on entend la production combinée d'électricité et d'énergie thermique sous forme de chaleur ou de vapeur produites par une seule source de combustible.

Par « **Computershare** », on entend la Société de fiducie Computershare du Canada.

Par « **conseil d'administration** », on entend le conseil d'administration de Northland.

Par « **conseil du Fonds** ou « **fiduciaires du Fonds** », on entend le conseil de fiducie du Fonds.

Par « **contrat d'achat d'électricité** », on entend un contrat d'achat d'électricité obtenu par une installation.

Par « **contrat d'achat de l'électricité d'Iroquois Falls** », on entend le contrat daté du 11 février 1994, dans sa version modifiée, prévoyant la vente d'électricité par Iroquois Falls Corp. à la SFIÉO.

Par « **contrat d'achat de l'électricité de Kingston** », on entend le contrat daté du 6 mai 1994, dans sa version modifiée, prévoyant la vente d'électricité par Kingston LP à la SFIÉO.

Par « **contrat de production combinée** », on entend le contrat de production combinée conclu en date du 16 octobre 2006 entre Thorold LP et l'OÉO relativement à la vente d'électricité produite par l'installation de Thorold.

Par « **contrats d'échange de droits** », on entend les contrats d'échange de droits conclus par le Fonds, NPI et les participants au PILT de NPI en date du 23 avril 2009, dans leur version modifiée, aux termes desquels les participants au PILT de NPI se sont vu attribuer des droits de remplacement.

Par « **contrat Sempra** », le sens attribué à cette expression à la rubrique « Description de l'entreprise – Les installations du Fonds – L'installation de Panda-Brandywine – Contrats d'entretien, de gestion, d'approvisionnement et de vente de l'installation de Panda-Brandywine ».

Par « **convention de SEC** », on entend la convention de société en commandite intervenue en date du 13 mars 2009, telle qu'elle a été modifiée et mise à jour le 16 juillet 2009, qui régissait Holdings LP.

Par « **CT** » ou « **fiducie** », on entend NPIF Commercial Trust, une fiducie établie en vertu des lois de l'Ontario, dont toutes les parts étaient la propriété du Fonds.

Par « **date d'évaluation** », on entend la date de l'exploitation commerciale.

Par « **date de conversion** », on entend le 16 janvier 2012.

Par « **date de l'exploitation commerciale** », on entend la date du début de l'exploitation commerciale d'une installation.

Par « **débtures convertibles** », on entend les débtures de 2011 et les débtures de 2014.

Par « **débtures de 2011** », on entend les débtures convertibles subordonnées non garanties à 6,50 % de Northland qui viennent à échéance le 30 juin 2011.

Par « **débtures de 2014** », on entend les débtures convertibles subordonnées non garanties, série A à 6,25 % de Northland qui viennent à échéance le 31 décembre 2014.

Par « **droits de remplacement** », on entend les droits en faveur des participants au PILT de NPI leur permettant d'acquérir des parts (ou, après le 1^{er} janvier 2011, des actions ordinaires), sans autre paiement à compter de la date de conversion.

Par « **droits du PILT** », on entend les 190 droits émis en faveur des participants au PILT de NPI relativement au PILT de NPI, leur conférant une participation en actions globale d'environ 18 % dans NPI à la suite de la fusion avec le Fonds.

Par « **EPA** », on entend la Environmental Protection Agency des États-Unis.

Par « **EPV** », on entend l'énergie solaire photovoltaïque.

Par « **été** », on entend les mois d'avril à septembre, inclusivement.

Par « **fiduciaire chargé des débtures** », on entend la Société de fiducie Computershare du Canada en qualité de fiduciaire, conformément à l'acte relatif aux débtures convertibles.

Par « **fiduciaire indépendant** », on entend un fiduciaire qui est indépendant aux fins du *Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance* (la *Norme canadienne 58-101* ailleurs qu'au Québec).

Par « **fiduciaires de CT** », on entend le conseil de fiducie de CT.

Par « **Fonds** », on entend Northland Power Income Fund, fiducie à capital variable non constituée en société établie en vertu des lois de l'Ontario.

Par « **fusion** », on entend l'acquisition indirecte par le Fonds, en date du 16 juillet 2009, de la totalité des actions émises et en circulation de NPI auprès de NPHI et la réalisation d'opérations connexes, suivant les modalités exposées dans la convention d'achat d'actions datée du 23 avril 2009, dans sa version modifiée.

Par « **Générale Électrique** » ou « **GE** », on entend General Electric Company et une ou plusieurs sociétés de son groupe ou l'une d'elles.

Par « **gérant** », on entend NPIFMI.

Par « **GES** », on entend les gaz à effet de serre.

Par « **hiver** », on entend les mois d'octobre à mars, inclusivement.

Par « **Holdings LP** », on entend NPIF Holdings L.P., une société en commandite constituée en Ontario.

Par « **Hydro-Québec** », on entend Hydro-Québec, une société d'État du Québec.

Par « **installation d'Iroquois Falls** », on entend la centrale de production d'électricité et de vapeur de 120 MW située à Iroquois Falls, en Ontario, et tous les actifs connexes.

Par « **installation de Beaver Cove** », on entend l'usine de traitement de déchets de bois construite en 2003 à Beaver Cove, près de Port Hardy, au nord de l'île de Vancouver, en Colombie-Britannique.

Par « **installation de Cochrane** », on entend la centrale à cycle mixte de 42 MW alimentée au gaz naturel et à la biomasse qui appartient à Cochrane Power Corp. et est située à Cochrane, en Ontario, ainsi que tous les actifs connexes.

Par « **installation de Kingston** », on entend la centrale de production d'électricité et de vapeur de 110 MW et tous les actifs auxiliaires situés près de Kingston, en Ontario, dont Kingston LP est propriétaire.

Par « **installation de Kirkland Lake** », on entend la centrale de base de 102 MW mise en production en 1991 et la centrale de pointe de 30 MW construite en 2004 près de Kirkland Lake, en Ontario, qui appartiennent à Kirkland Lake Corp.

Par « **installation de North Battleford** », on entend la centrale électrique de 260 MW, ainsi que tous les actifs connexes, qui sera construite près de North Battleford, en Saskatchewan, et appartiendra à North Battleford LP.

Par « **installation de Panda-Brandywine** », on entend la centrale à cycle mixte alimentée au gaz naturel de 230 MW, située près de Brandywine, au Maryland, aux États-Unis.

Par « **installation de Spy Hill** », on entend la centrale électrique de 86 MW, ainsi que tous les actifs connexes, qui sera construite près de Spy Hill, en Saskatchewan, et appartiendra à Spy Hill LP.

Par « **installation de Thorold** », on entend la centrale de cogénération de 265 MW qui appartient à Thorold LP située à Thorold, en Ontario, à 120 kilomètres au sud-ouest de Toronto, près de la frontière américaine.

Par « **installation Jardin d'Éole** », on entend le parc éolien de 127,5 MW situé près des municipalités de Saint-Ulric, de Saint-Léandre et de Matane, au Québec.

Par « **INVISTA** », on entend INVISTA (Canada) Company.

Par « **Iroquois Falls Corp.** », on entend Iroquois Falls Power Corp., filiale en propriété exclusive de CT, prorogée en vertu des lois de l'Ontario.

Par « **Jardin SEC** », on entend Éoliennes Saint-Ulric Saint-Léandre S.E.C., une société en commandite du Québec propriétaire de l'installation Jardin d'Éole.

Par « **Kingston LP** », on entend la société en commandite Kingston CoGen, société en commandite établie en vertu des lois de l'Ontario.

Par « **Kirkland Lake Corp.** », on entend Kirkland Lake Power Corp.

Par « **LEV** », on entend la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte* (Ontario).

Par « **Loblaw** », on entend Les Compagnies Loblaw Limitée.

Par « **Loi de l'impôt** », on entend la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et le Règlement pris en vertu de cette loi.

Par « **Manuvie** », on entend La Compagnie d'assurance-vie Manufacturers.

Par « **mégawatt** » ou « **MW** », on entend 1 000 kilowatts d'énergie électrique.

Par « **Miller SEC** », on entend Énergie éolienne du mont Miller Société en commandite/Mount Miller Wind Energy Limited Partnership, société en commandite constituée et existant en vertu de la *Loi sur la publicité légale des entreprises individuelles, des sociétés et des personnes morales* (Québec).

Par « **ministre** », on entend le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'Ontario.

Par « **Mont Louis SEC** », on entend la société en commandite qui est propriétaire du parc d'éoliennes de Mont Louis.

Par « **MWh** », on entend 1 000 kilowattheures d'énergie électrique.

Par « **North Battleford LP** », on entend North Battleford Power L.P., une société en commandite constituée en vertu des lois de l'Ontario.

Par « **Northland** », on entend, avant le 1^{er} janvier 2011, le Fonds et, après le 1^{er} janvier 2011, la société issue de la fusion du Fonds et de certaines filiales du Fonds aux termes des modalités de l'arrangement, dont la dénomination est Northland Power Inc.

Par « **NO_x** », on entend l'oxyde d'azote, un sous-produit de la production de l'électricité au moyen de combustibles fossiles.

Par « **NPHI** », on entend Northland Power Holdings Inc., une société de l'Ontario qui a été la société mère de NPI jusqu'au 15 juillet 2009.

Par « **NPI** », on entend Northland Power Inc., société fusionnée sous le régime des lois de l'Ontario, l'ancienne société mère du gérant.

Par « **NPIFMI** », on entend Northland Power Income Fund Management Inc., société constituée sous le régime des lois de l'Ontario en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario).

Par « **OÉO** », on entend l'Office de l'électricité de l'Ontario.

Par « **OPG** », on entend Ontario Power Generation Inc., une société formée en vertu des lois de l'Ontario.

Par « **Panda-Brandywine, L.P.** », on entend la société en commandite qui est propriétaire de l'installation de Panda-Brandywine.

Par « **parcs d'éoliennes allemands** », on entend les deux parcs d'éoliennes situés à Eckolstädt et à Kavelstorf, en Allemagne, ayant une capacité installée totale de 21,5 MW, dont le Fonds a fait l'acquisition le 25 avril 2006.

Par « **parc d'éoliennes de Mont Louis** », on entend le parc d'éoliennes d'une capacité de 100 MW situé à proximité du village de Mont Louis dans la région de la Gaspésie, au Québec.

Par « **participants au PILT de NPI** », on entend John W. Brace, Anthony F. Anderson, Salvatore Mantenuto, Dino Gliosca, Frederick G. Brown, David Dougall et Jim Cipolla.

Par « **parts** », on entend les parts de fiducie du Fonds, chacune représentant une participation réelle indivise et égale dans le Fonds.

Par « **parts avec droit de vote spécial** », on entend les parts du Fonds appelées « parts avec droit de vote spécial » aux termes de l'acte de fiducie du Fonds.

Par « **parts de catégorie A** », on entend les parts de société en commandite échangeables de catégorie A de Holdings LP.

Par « **parts de catégorie B** », on entend les parts de société en commandite convertibles de catégorie B de Holdings LP.

Par « **parts de catégorie C** », on entend les parts de société en commandite convertibles de catégorie C de Holdings LP.

Par « **parts ordinaires** », on entend les parts de société en commandite ordinaires de Holdings LP.

Par « **PEC** », on entend Panda Energy Corporation, société existant en vertu des lois du Texas, aux États-Unis.

Par « **PELT** », on entend le plan énergétique à long terme.

Par « **PEPCO** », on entend Potomac Electric Power Company, société du district fédéral de Columbia et de l'État de la Virginie, aux États-Unis.

Par « **période creuse** », on entend les heures autres que les heures de pointe, ce qui comprend les heures entre 23 h et 7 h, heure locale, à l'installation d'Iroquois Falls et à l'installation de Kingston, les jours de la semaine qui ne sont pas des jours fériés et toutes les heures des fins de semaine et des jours fériés désignées par la SFIÉO.

Par « **période de pointe** », on entend les heures entre 7 h et 23 h, heure locale, à l'installation d'Iroquois Falls et à l'installation de Kingston, les jours de la semaine, à l'exception des jours fériés désignés par la SFIÉO.

Par « **PIC** », on entend Panda Interfunding Company LLC, société à responsabilité limitée existant en vertu des lois du Delaware, aux États-Unis.

Par « **PILT de NPI** », on entend le plan incitatif à long terme de la haute direction de NPI, aux termes duquel les participants avaient le droit d'acquérir des actions de NPI dans certaines circonstances.

Par « **porteurs d'actions ordinaires** », on entend les porteurs d'actions ordinaires.

Par « **porteur de parts** », on entend un porteur des parts du Fonds.

Par « **Prefco** », on entend Northland Power Preferred Equity Inc., une société constituée en vertu des lois de la province d'Ontario, qui, au 31 décembre 2010, appartenait en propriété exclusive à Holdings LP.

Par « **production combinée** », on entend la production combinée de chaleur et d'électricité.

Par « **programme de TRG** », on entend le programme créé par l'OÉO aux fins des projets de production d'énergie renouvelable visés par la LEV.

Par « **rapport annuel** », on entend le rapport annuel du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

Par « **Régie** », on entend la Régie de l'énergie.

Par « **règle applicable au comité d'audit** », on entend le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* (la *Norme canadienne 52-110* ailleurs qu'au Québec).

Par « **SaskPower** », on entend Saskatchewan Power Corporation.

Par « **Sempra** », on entend Sempra Energy Trading LLC.

Par « **SFIÉO** », on entend la Société financière de l'industrie de l'électricité d'Ontario, la société ayant remplacé Ontario Hydro, prorogée sous le régime de la *Loi de 1998 sur l'électricité* (Ontario), qui détient l'ensemble des droits, des obligations et des responsabilités qui se rattachent au contrat d'achat de l'électricité d'Iroquois Falls et au contrat d'achat de l'électricité de Kingston.

Par « **SIERE** », on entend la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario.

Par « **SO₂** », on entend le dioxyde de soufre.

Par « **Spy Hill LP** », on entend Spy Hill Power L.P., une société en commandite constituée en vertu des lois de l'Ontario.

Par « **Sun Life** », on entend Sun Life du Canada, Compagnie d'Assurance-Vie.

Par « **S&P** », on entend Standard & Poor's Ratings Services, une division de The McGraw-Hill Companies (Canada) Corporation.

Par « **Thorold LP** », on entend Thorold CoGen LP, société en commandite de l'Ontario qui est propriétaire de l'installation de Thorold.

Par « **TRG** », on entend le tarif de rachat garanti créé en vertu de la LEV.

Par « **UCCMM** », on entend les United Chiefs and Councils of Mnidoo Mnising.

Par « **usine d'AbitibiBowater à Iroquois Falls** », on entend l'usine de fabrication de pâtes et papiers appartenant à AbitibiBowater et située à environ 500 mètres de l'installation d'Iroquois Falls à Iroquois Falls, en Ontario.

Par « **usine d'AbitibiBowater à Thorold** », on entend l'usine de papier journal recyclé appartenant à AbitibiBowater et située à Thorold, en Ontario, qui se trouve à 120 kilomètres au sud-ouest de Toronto, près de la frontière américaine.

Par « **vendeurs de Jardin** », on entend, collectivement, 978355 Ontario Limited et 1424898 Ontario Inc.

Par « **Western** », on entend Western Forest Products.

Les mots au singulier comprennent les mots au pluriel et vice versa et les mots au masculin comprennent les mots au féminin.

ANNEXE A
NORTHLAND POWER INC.
CHARTRE DU COMITÉ D'AUDIT

Fonction du comité d'audit

Le conseil d'administration (le « **conseil** ») nomme le comité d'audit (le « **comité** ») afin qu'il l'aide à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance envers Northland Power Inc. (la « **société** ») à l'égard des exigences en matière de comptabilité et de communication de l'information financière, du système de contrôles internes et du système de l'information de gestion, des risques et des politiques de gestion des risques, du processus d'audit externe et de la surveillance de la conformité aux lois et aux règlements applicables à la société, et à toute autre société, fiducie, société de personnes ou entité de la société que peut posséder ou contrôler la société (les « **entités** »).

Le comité d'audit rend compte des résultats de ses activités et de ses recommandations connexes au conseil en ce qui a trait aux états financiers de la société.

Réunions et procédures

Le comité d'audit tient au moins quatre réunions par année ou davantage au besoin.

Les réunions du comité d'audit peuvent avoir lieu sur convocation du président du comité ou à la demande de deux membres moyennant un avis préalable de deux jours à tous les membres ou, du consentement de tous les membres du comité, sans avis et peuvent avoir lieu aux bureaux de la société ou à tout autre emplacement déterminé par le président du comité. Les réunions peuvent également avoir lieu par téléconférence si tous les membres du comité sont en mesure de s'entendre. Le quorum à toutes les réunions du comité d'audit se compose de deux membres. Le président du comité est responsable de la rédaction des ordres du jour du comité, et les ordres du jour et les documents de la séance seront rédigés et diffusés avant la réunion.

Le comité d'audit peut établir ses propres procédures et doit tenir des procès-verbaux de ses délibérations et rendre compte de ses activités à chaque réunion du conseil.

Responsabilités du comité d'audit

i) *Révision annuelle de la charte du comité d'audit*

Le comité d'audit tient à jour la présente charte du comité d'audit, qui précise son mandat et ses responsabilités et l'examine au moins une fois l'an pour s'assurer qu'elle est conforme aux exigences du Règlement 52-110 (la « **règle applicable au comité d'audit** ») et aux exigences de tout autre règlement en valeurs mobilières pertinent.

ii) *Auditeur externe*

La direction est chargée de dresser les états financiers de la société et, le cas échéant, des entités. Il incombe à l'auditeur externe d'auditer ces états financiers.

Le comité d'audit est directement responsable de la surveillance des travaux de l'auditeur externe dont les services ont été retenus pour établir ou délivrer un rapport d'audit ou rendre d'autres services d'audit,

d'examen ou d'attestation pour le compte de la société, y compris la résolution de désaccords entre la direction et l'auditeur externe en ce qui a trait à la communication de l'information financière. Le comité d'audit est tenu de recommander au conseil :

- A) l'auditeur externe à nommer en vue d'établir ou de délivrer un rapport d'audit ou de rendre d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation pour le compte de la société et des entités;
- B) la rémunération de l'auditeur externe.

Le comité d'audit doit exiger de l'auditeur externe qu'il fasse rapport directement au comité d'audit, qui surveille l'indépendance et le rendement de l'auditeur externe de la société. Le comité d'audit surveille l'intégrité des états financiers de la société, des processus de communication de l'information financière et des systèmes de contrôles internes.

Le comité d'audit doit examiner et approuver les politiques d'embauche de la société et des entités, le cas échéant, en ce qui a trait aux associés et salariés, actuels ou anciens, et aux employés de l'auditeur externe actuel ou ancien, de la société.

iii) *L'approbation préalable de l'ensemble des services d'audit et des services non liés à l'audit*

Le comité d'audit approuve tous les services d'audit et approuve au préalable tous les services non liés à l'audit que l'auditeur externe de la société doit fournir à la société et aux entités, le cas échéant. Le comité d'audit peut déléguer à un ou plusieurs de ses membres l'autorité d'approuver au préalable tous les services non liés à l'audit si les conditions suivantes sont réunies : i) le comité d'audit met en place des politiques d'approbation préalable détaillées quant à un service donné et ii) toute approbation préalable de services non liés à l'audit par un membre à qui une telle autorité a été déléguée doit être présentée au comité d'audit à la première réunion régulière après cette approbation préalable.

Le comité d'audit respecte l'obligation d'approbation préalable si i) il s'attend raisonnablement à ce que le montant total des services non liés à l'audit qui n'ont pas été approuvés au préalable ne constitue pas plus de 5 pour cent du total des honoraires versés à l'auditeur externe au cours de l'exercice pendant lequel les services sont rendus, ii) les services n'ont pas été qualifiés de services non liés à l'audit par la société au moment du mandat, et iii) le comité d'audit est immédiatement informé des services et les approuve avant la fin de l'audit.

iv) *Examen des états financiers*

Il incombe au comité d'audit d'examiner les états financiers, le rapport de gestion et les communiqués de presse annuels et intermédiaires sur les bénéfices de la société et de décider s'il y a lieu de recommander leur approbation au conseil avant que ces documents ne soient publiés au nom de la société.

Le comité d'audit doit avoir la certitude qu'il existe des procédures adéquates qui permettent d'examiner la communication au public de l'information financière de la société qui est tirée ou provient des états financiers de la société et doit évaluer la suffisance de ces procédures tous les ans.

v) *Conformité aux lois et aux règlements*

Le comité d'audit doit recevoir des rapports périodiques sur la conformité aux lois et aux règlements qui ont une incidence importante sur les états financiers, y compris les questions d'ordre fiscal.

vi) *Plaintes et « dénonciateurs »*

Le comité d'audit doit établir des procédures en vue d'assurer ce qui suit :

- A) la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues par la société et les entités au sujet de la comptabilité, des contrôles comptables internes ou de l'audit;
- B) l'envoi confidentiel, sous le couvert de l'anonymat, par les salariés de la société ou des entités de leurs préoccupations touchant des points discutables en matière de communication de l'information financière, de comptabilité et d'audit.

Composition du comité d'audit

i) *Nombre de membres*

Le comité d'audit se compose d'au moins trois administrateurs de la société, nommés par le conseil à l'occasion. Chaque membre de comité d'audit reste en poste jusqu'à ce qu'un remplaçant soit nommé, à moins que le membre ne démissionne, ne cesse d'avoir les compétences requises pour agir à ce titre ou ne cesse d'être administrateur. Le conseil nomme le président du comité d'audit.

ii) *Compétences financières*

Chaque membre du comité d'audit doit posséder des compétences financières. Un membre du comité d'audit qui ne possède pas de compétences financières peut être nommé tout de même au comité pourvu qu'il acquière des compétences financières dans un délai raisonnable après sa nomination.

Par « compétences financières », on entend la capacité de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables dans l'ensemble à ceux des questions dont on peut raisonnablement penser qu'elles seront soulevées par les états financiers de la société.

iii) *Indépendance*

Chaque membre du comité d'audit doit être un administrateur qui est indépendant aux fins de la règle applicable au comité d'audit, soit un administrateur qui n'a pas de relation importante, directe ou indirecte, avec la société ou les entités, selon le cas, autre qu'une participation ou relation découlant de la détention d'actions de la société. Par relation importante, on entend une relation qui, de l'avis du conseil, pourrait être raisonnablement susceptible de nuire à l'exercice du jugement indépendant du membre. L'addenda I de la présente charte décrit plus en détail les exigences d'indépendance aux termes de la règle applicable au comité d'audit et des autres lois en valeurs mobilières applicables en vigueur à la date de la présente charte en ce qui a trait aux circonstances dans lesquelles un particulier est considéré comme ayant une relation importante avec un émetteur.

iv) *Description de poste – Président du comité d'audit*

La responsabilité principale du président du comité d'audit consiste à gérer de façon efficace les fonctions du comité d'audit relatives à la société :

Responsabilités principales du président

- il s'assure que le comité d'audit est bien organisé, fonctionne de façon efficace et satisfait à ses obligations et responsabilités;
- il établit la fréquence des réunions du comité d'audit et se penche à nouveau sur cette question de temps à autre, lorsqu'il le juge approprié, ou à la demande du conseil ou du comité d'audit;
- il dirige les réunions du comité d'audit;
- il établit l'ordre du jour des réunions du comité et s'occupe des questions qui s'y rapportent;
- il entretient des rapports et communique avec le président du conseil, au besoin, pour coordonner les interventions du comité d'audit lors des réunions du conseil;
- il entretient des rapports et communique avec les auditeurs externes de la société, au besoin;
- il rend compte des réunions du comité pour le compte de celui-ci devant le conseil;
- il agit à titre de personne-ressource qui reçoit les divulgations effectuées aux termes de la politique d'intégrité financière de la société.

Pouvoir et ressources du comité d'audit

Le comité d'audit a le pouvoir de faire ce qui suit :

- a) retenir les services d'un conseiller juridique indépendant et d'autres conseillers qu'il juge nécessaires pour exercer ses fonctions. Il est entendu que le comité d'audit a l'autorité de retenir les services, aux frais de la société, de conseillers juridiques ou de comptables spéciaux et d'autres conseillers, consultants ou experts qu'il juge nécessaires pour s'acquitter de ses tâches;
- b) fixer et verser la rémunération payable aux conseillers dont il a retenu les services. La société ou les entités doivent en tout temps constituer des réserves adéquates pour acquitter tous les honoraires et les autres formes de rémunération, approuvées par le comité, de l'auditeur externe en ce qui se rapporte à la présentation de son rapport d'audit ou de tout autre consultant ou expert dont le comité a retenu les services;
- c) communiquer directement avec les auditeurs internes et externes;
- d) procéder à toute enquête qu'il juge appropriée et communiquer directement avec l'auditeur interne et l'auditeur externe ainsi qu'avec les dirigeants et employés de la société et des entités, le cas échéant.

Gestion des risques et assurances

Le comité d'audit passe en revue au moins une fois l'an les stratégies de gestion des risques importants de la société et des entités et leur exposition aux éléments suivants et aux autres éléments que le comité peut juger appropriés à l'occasion :

- i) stratégie de couverture à l'égard des devises, des taux d'intérêt et des marchandises;
- ii) garantie aux termes de contrats d'assurance.

Approuvé par le conseil le 1^{er} janvier 2011.

ADDENDA I

SIGNIFICATION DE L'INDÉPENDANCE

Partie A : Signification de l'indépendance

1. Un membre du comité d'audit est indépendant s'il n'a aucune relation importante, directe ou indirecte, avec l'émetteur.
2. Pour l'application du paragraphe 1), une « **relation importante** » s'entend d'une relation qui, de l'avis du conseil d'administration de l'émetteur, pourrait, selon toute probabilité, nuire à l'exercice du jugement indépendant d'un membre.
3. Malgré le paragraphe 2), les personnes physiques suivantes sont considérées comme ayant une relation importante avec un émetteur :
 - a) la personne physique qui est ou a été, au cours des trois dernières années, un membre de la haute direction ou un salarié de l'émetteur;
 - b) la personne physique dont un membre de la famille immédiate est ou a été, au cours des trois dernières années, un membre de la haute direction de l'émetteur;
 - c) la personne physique :
 - i) qui est un associé d'un cabinet agissant à titre d'auditeur interne ou externe de l'émetteur,
 - ii) qui est un employé de ce cabinet,
 - iii) qui était, au cours des trois dernières années, un associé ou un salarié de ce cabinet et qui a participé personnellement à l'audit de l'émetteur pendant cette période;
 - d) une personne physique dont le conjoint, l'enfant ou l'enfant du conjoint mineur ou l'enfant ou l'enfant du conjoint qui vit dans la même maison qu'elle :
 - i) est un associé d'un cabinet agissant à titre d'auditeur interne ou externe de l'émetteur,
 - ii) est un salarié de ce cabinet et participe à ses programmes de conformité liés à l'audit, à la fiscalité ou à l'assurance (mais non la planification fiscale),
 - iii) était, au cours des trois dernières années, un associé ou un salarié de ce cabinet et a participé personnellement à l'audit de l'émetteur pendant cette période;
 - e) une personne physique qui est ou a été, ou dont un membre de la famille immédiate est ou a été, au cours des trois dernières années, un membre de la haute direction d'une entité si l'un des membres de la haute direction actuels de l'émetteur fait partie du comité de rémunération de l'entité ou en faisait partie pendant cette période;

- f) une personne physique qui a reçu ou dont un membre de la famille immédiate qui occupe un poste de haute direction auprès de l'émetteur a reçu plus de 75 000 \$ à titre de rémunération directe de l'émetteur au cours de toute période de 12 mois comprise dans les trois derniers exercices.
4. Pour l'application des alinéas c) et d) du paragraphe 3), un associé ne comprend pas un associé à revenu fixe n'ayant d'autres droits dans le cabinet qui agit à titre d'auditeur interne ou externe que celui de recevoir des montants fixes de rémunération (y compris une rémunération différée) pour des services antérieurs au sein de ce cabinet, si la rémunération n'est subordonnée d'aucune façon à la continuation des services.
5. Pour l'application de l'alinéa f) du paragraphe 3), la rémunération directe ne comprend pas ce qui suit :
- a) la rémunération versée à un membre du conseil d'administration de l'émetteur ou de tout comité de celui-ci qui agit en cette qualité,
 - b) la réception de montants fixes de rémunération aux termes d'un régime de retraite (y compris la rémunération différée) en raison de services antérieurs au sein de l'émetteur, si la rémunération n'est subordonnée d'aucune façon à la continuation des services.
6. Malgré le paragraphe 3), une personne physique n'est pas considérée comme ayant une relation importante avec un émetteur uniquement parce qu'elle ou tout membre de sa famille immédiate :
- a) a rempli antérieurement les fonctions de chef de la direction par intérim de l'émetteur;
 - b) remplit ou a rempli antérieurement à temps partiel les fonctions de président ou de vice-président du conseil d'administration de l'émetteur ou d'un comité du conseil d'administration de celui-ci.
7. Aux fins de la partie A, l'émetteur comprend une filiale de l'émetteur et la société mère de l'émetteur.

Partie B : Autres exigences en matière d'indépendance

1. Malgré toute décision prise aux termes de la partie A, une personne physique qui remplit les conditions suivantes :
- a) accepte, directement ou indirectement, toute rémunération à titre de consultant, entre autres, de l'émetteur ou de toute filiale de l'émetteur, sauf si elle est offerte en contrepartie de ses services à titre de membre du conseil d'administration ou de tout comité de celui-ci ou à titre de président ou de vice-président à temps partiel du conseil ou de tout comité de celui-ci;
 - b) est une entité du même groupe que l'émetteur ou une de ses filiales;
- est considérée comme ayant une relation importante avec l'émetteur.

2. Aux fins du paragraphe 1), l'acceptation indirecte, par une personne physique, de toute rémunération à titre de consultant, entre autres, comprend l'acceptation d'une rémunération par les personnes suivantes :
 - a) le conjoint, l'enfant ou l'enfant du conjoint mineur ou l'enfant ou l'enfant du conjoint de toute personne physique qui vit dans la même maison qu'elle;
 - b) toute entité dont la personne physique est un associé, un membre, un dirigeant, comme un administrateur délégué occupant un poste comparable ou un haut dirigeant, ou au sein de laquelle elle occupe un poste comparable (sauf les commanditaires, les membres qui ne font pas partie de la direction et ceux qui occupent des postes semblables qui, dans chaque cas, ne jouent pas un rôle actif dans la fourniture des services à l'entité) et qui offre des services de comptabilité, de consultation, d'investissement bancaire ou de conseils financiers ou, encore, des services juridiques à l'émetteur ou à toute filiale de ce dernier.

3. Aux fins du paragraphe 1), la rémunération ne comprend pas les montants fixes reçus aux termes d'un régime de retraite (y compris la rémunération reportée) en raison de services antérieurs auprès de l'émetteur, si la rémunération ne dépend pas de la continuation des services.