



INNERGEX

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

NOTICE ANNUELLE

POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE
31 DÉCEMBRE 2017

21 FÉVRIER 2018



TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	2	Parcs éoliens situés en France.....	24
INTRODUCTION.....	3	Parc éolien situé aux États-Unis.....	24
MISE EN GARDE AU SUJET DES ÉNONCÉS		PARCS SOLAIRES EN EXPLOITATION.....	25
PROSPECTIFS	3	Parc solaire situé en Ontario	25
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE.....	5	Parcs solaires situés aux États-Unis	25
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ.....	6	CENTRALES GÉOTHERMIQUES EN EXPLOITATION.....	25
DÉVELOPPEMENTS RÉCENTS.....	6	Centrales géothermiques situées en Islande.....	25
SOMMAIRE DES TROIS DERNIERS EXERCICES.....	6	PROJETS EN DÉVELOPPEMENT.....	26
Exercice 2017	6	PROJET HYDROÉLECTRIQUE EN DÉVELOPPEMENT.....	26
Exercice 2016	9	Projet Brúarvirkjun (Islande - propriété de 53,9 %).....	26
Exercice 2015	10	PROJET ÉOLIEN EN DÉVELOPPEMENT.....	27
SURVOL DE L'INDUSTRIE ET TENDANCES DU		Projet Flat Top (États-Unis – participation de parrain	
MARCHÉ	11	de 51 %).....	27
INDUSTRIE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	11	PROJETS POTENTIELS.....	27
ÉNERGIE RENOUVELABLE AU CANADA	12	ACTIFS INCORPORELS.....	27
ÉNERGIE RENOUVELABLE AUX ÉTATS-UNIS.....	12	EFFETS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DES EXIGENCES DE	
ÉNERGIE RENOUVELABLE EN FRANCE	13	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	28
ÉNERGIE RENOUVELABLE DANS CERTAINS AUTRES MARCHÉS.....	13	PERSONNEL.....	28
CADRE RÉGLEMENTAIRE ET MARCHÉ POUR L'ÉNERGIE		LES POLITIQUES DE PROTECTION SOCIALE ET	
RENOUVELABLE DANS LES PRINCIPAUX MARCHÉS DE		ENVIRONNEMENTALE	28
LA SOCIÉTÉ	13	FACTEURS DE RISQUE	29
Québec.....	13	DIVIDENDES	40
Colombie-Britannique.....	14	DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL.....	41
Ontario	14	DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL.....	41
France.....	14	NOTATION	44
États-Unis.....	15	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRE.....	45
Islande.....	15	ACTIONS ORDINAIRES	45
MÉTHODE DE PRODUCTION	15	ACTIONS SÉRIE A	45
Processus de production de l'énergie		ACTIONS SÉRIE C	45
hydroélectrique	15	DÉBENTURES CONVERTIBLES 4,25 %.....	45
Processus de production de l'énergie éolienne.....	15	ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE	
Processus de production de l'énergie solaire		DIRECTION	46
photovoltaïque	16	ADMINISTRATEURS	46
Processus de production de l'énergie géothermique	16	MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	47
FACTEURS AYANT UNE INCIDENCE SUR LE RENDEMENT DE LA		FAILLITE, INSOLVABILITÉ, INTERDICTION D'OPÉRATIONS ET	
PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE.....	16	PÉNALITÉS.....	48
ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL	16	CONFLITS D'INTÉRÊTS.....	48
DÉPENDANCE ÉCONOMIQUE	17	POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI.....	48
CARACTÈRE SAISONNIER ET CYCLIQUE	18	DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES	
DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET DE L'ACTIF DE		INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS	
LA SOCIÉTÉ.....	19	IMPORTANTES	49
VUE D'ENSEMBLE – INFORMATION SECTORIELLE	19	AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE	
PORTEFEUILLE D'ACTIFS	19	LA TENUE DES REGISTRES	49
INSTALLATIONS EN EXPLOITATION	20	CONTRATS IMPORTANTS	49
CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES EN EXPLOITATION.....	20	INTÉRÊT DES EXPERTS	50
Centrales hydroélectriques situées au Québec.....	20	INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT	50
Centrales hydroélectriques situées en Ontario.....	21	RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	51
Centrales hydroélectriques situées en Colombie-		GLOSSAIRE.....	52
Britannique.....	22		
Centrale hydroélectrique située dans l'État de			
l'Idaho, États-Unis.....	23		
PARCS ÉOLIENS EN EXPLOITATION	23		
Parcs éoliens situés au Québec.....	23		
Parc éolien situé en Colombie-Britannique	24		

ANNEXE A - STRUCTURE ORGANISATIONNELLE

ANNEXE B - CHARTE DU COMITÉ D'AUDIT

INTRODUCTION

Sauf indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle est en date du 31 décembre 2017 et le numéraire est libellé en dollars canadiens.

À moins d'indication contraire ou que le contexte ne s'y oppose, toute référence à la « société », « Innergex », « nous » et « nos » se réfère à Innergex énergie renouvelable inc. et à ses filiales. Les termes utilisés aux présentes sans y être définis ont le sens qui leur est attribué dans le « Glossaire » inséré à la fin du présent document.

MISE EN GARDE AU SUJET DES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la société, la présente notice annuelle contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« **information prospective** »). Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croit », « prévoit », « a l'intention de », « devrait », « planifie », « potentiel », « projeter », « anticipe », « estime », « prévisions » ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Cette information prospective exprime les prévisions et attentes de la société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date de la présente notice annuelle.

Information financière future : L'information prospective comprend l'information financière prospective ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que la production et les coûts de projet estimés, afin d'informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des projets en développement, de l'incidence financière potentielle de l'acquisition d'Alterra et de la capacité de la société à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

Hypothèses : L'information prospective est fondée sur certaines principales hypothèses formulées par la société, à propos notamment, sans restriction, des régimes hydrologiques, éoliens, des ressources géothermiques et solaires, de la performance de ses installations en exploitation, des conditions du marché des capitaux et de la réussite de la société à développer de nouvelles installations.

Risques et incertitudes : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels de la société diffèrent considérablement des résultats et du rendement exprimés, présentés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués sous la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; sa capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les variations des régimes hydrologiques, éoliens, des ressources géothermiques et solaires; les délais et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants; les fluctuations touchant les prix de l'énergie éventuels; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; la défaillance de l'équipement ou activités d'entretien et d'exploitation imprévues; les fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et clauses restrictives régissant les dettes actuelles et futures; la possibilité que la société ne déclare ni ne verse un dividende; les possibles responsabilités non divulguées liées à l'acquisition d'Alterra; l'impossibilité de réaliser les avantages prévus de l'acquisition d'Alterra; l'intégration de l'acquisition d'Alterra; les changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants; les variations du rendement des installations et pénalités connexes; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; le défaut d'exécution des principales contreparties; l'acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; l'approvisionnement en équipement; l'exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires; les changements dans la conjoncture économique générale; les risques réglementaires et politiques; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers diverses formes de CAÉs; la disponibilité et fiabilité des réseaux de transport; les risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers; les fluctuations de cours du change; l'augmentation des droits d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation applicable à l'utilisation de l'eau; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes, géothermiques et solaires et de la production d'électricité connexe; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; le bris des barrages; la cybersécurité; le caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'assurance; la notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la société ou qui peut être abaissée; l'intégration des centrales et des projets acquis ou à acquérir; le défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions; la dépendance envers des infrastructures de transport et

d'interconnexion partagées et le fait que les produits provenant de certaines centrales, incluant la centrale Miller Creek vont fluctuer en raison du prix au comptant de l'électricité; les risques liés aux crédits d'impôt de production américaine, aux modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et à la disponibilité du financement par capitaux propres; les conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte; les risques liés aux ressources géothermiques; les risques liés aux prix de l'aluminium; les événements géologiques, éboulements, avalanches ou autres événements en dehors du contrôle de la société; les réclamations défavorables sur les titres de propriété; les responsabilités inconnues; la dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger nos droits et l'information confidentielle.

Bien que la société soit d'avis que les attentes et les hypothèses qui sous-tendent l'information prospective sont raisonnables dans les circonstances, les lecteurs sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe aucune garantie qu'elle s'avère correcte. L'information prospective est présentée à la date de la présente notice annuelle et la société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser l'information prospective pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieurs à la date des présentes à moins que la loi ne l'exige.

Le tableau ci-après présente certaines informations prospectives contenues dans la présente notice annuelle que la société juge importantes pour mieux renseigner les lecteurs au sujet de ses résultats financiers potentiels, ainsi que les principales hypothèses dont découlent ces informations et les principaux risques et les principales incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ces informations.

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>Production prévue</p> <p>Pour chaque installation, la société détermine une production moyenne à long terme (« PMLT ») d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation. Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, pour les centrale d'énergie géothermique, les ressources géothermiques historiques, l'épuisement naturel des ressources géothermiques au fil du temps, la technologie utilisée et la perte d'énergie potentielle antérieure à la livraison et pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée.</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes, géothermiques et solaires et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, éoliens, des ressources géothermiques et de l'irradiation solaire</p> <p>Épuisement naturel des ressources géothermiques</p> <p>Variation du bilan hydrologique de la ressource</p> <p>Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p> <p>Catastrophe naturelle</p>
<p>Coûts de projets estimés, obtention des permis prévue, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des Projets en développement ou des Projets potentiels</p> <p>La société fait une estimation des coûts pour chaque projet en développement fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (« IAC ») dont les services ont été retenus pour le projet.</p> <p>La société fournit des indications sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses Projets en développement et des indications à propos de ses Projets potentiels, compte tenu de sa grande expérience en tant que promoteur.</p>	<p>Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Obtention des permis</p> <p>Approvisionnement en matériel</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Taux d'inflation plus élevé que prévu</p> <p>Catastrophe naturelle</p>

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>Intention de soumettre des projets aux termes de demandes de propositions</p> <p>La société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des projets aux termes de demandes de propositions (« demande de propositions » ou « DDP »), compte tenu de l'état de préparation de certains de ses Projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces DDP.</p>	<p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Capacité de la société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour les actionnaires</p> <p>Capacité de conclure de nouveaux contrats d'achat d'électricité (« CAÉ »)</p>
<p>Intention de s'implanter dans des marchés cibles à l'échelle internationale</p> <p>Compte tenu de sa stratégie de croissance, la société fournit des indications au sujet de son intention d'établir une présence dans des marchés cibles à l'échelle internationale au cours des prochaines années.</p>	<p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Capacité de la société de mettre en place sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires</p> <p>Capacité de conclure de nouveaux CAÉ</p> <p>Fluctuations du taux de change</p>

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

La société a été constituée au Canada aux termes de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* en vertu de statuts constitutifs datés du 25 octobre 2002. Les statuts constitutifs de la société ont été modifiés comme suit :

Dates	Description des modifications des statuts de la société
25 octobre 2007	Pour changer le nom de Management Innergex Inc. à Innergex Renewable Energy Inc. et en sa version française, Innergex énergie renouvelable inc.
4 décembre 2007	Pour changer le capital-actions autorisé de la société et le nombre minimum d'administrateurs de la société de un à trois.
4 décembre 2007	Pour modifier le capital-actions autorisé de la société et créer un nombre illimité d'actions ordinaires (les « actions ordinaires ») et un nombre illimité d'actions privilégiées, pouvant être émises en séries (les « actions privilégiées »).
29 mars 2010	Par voie de clauses d'arrangement déposées dans le cadre de l'arrangement (au sens des présentes).
10 septembre 2010	Pour créer les actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif, série A (les « actions série A ») et les actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif, série B (les « actions série B ») dans le cadre du placement public des actions série A de la société.
12 mai 2011	Pour introduire un droit de vote, dans certaines circonstances limitées, pour les porteurs d'actions privilégiées de la société.
1 ^{er} janvier 2012	Par voie de statuts de fusion déposés dans le cadre de la fusion entre la société et une de ses filiales, Cloudworks Energy Inc.
6 décembre 2012	Pour créer les actions privilégiées à taux fixe rachetables et à dividende cumulatif, série C (les « actions série C ») dans le cadre du placement public des actions série C de la société.

Le siège social de la société est situé au 1225, rue Saint-Charles Ouest, 10^{ième} étage, Longueuil (Québec) J4K 0B9.

Un organigramme illustrant la structure organisationnelle de la société et de ses filiales importantes, ainsi que certaines autres participations importantes de la société au 21 février 2018, figure à l'annexe A jointe aux présentes, qui exclut toutefois, certaines filiales de la société dont le total des actifs et les produits des activités ne représentent pas plus de 20 % de l'actif et des produits des activités ordinaires totaux consolidés de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2017.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

En date du 21 février 2018, la société est un promoteur, propriétaire et exploitant de centrales hydroélectriques au fil de l'eau, de parcs éoliens, des centrales géothermiques et parcs solaires photovoltaïques. La société détient ou exploite plusieurs installations de production d'électricité renouvelable au Canada dans les provinces de Québec, de la Colombie-Britannique (« **C.-B.** ») et de l'Ontario, en France, aux États-Unis ainsi qu'en Islande.

La société s'investit dans l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a, en date du 21 février 2017, seule ou par l'intermédiaire de diverses entreprises, aménagé et mis en service commercial 17 centrales hydroélectriques, sept parcs éoliens et un parc solaire photovoltaïque, a acquis et remis à neuf trois centrales hydroélectriques et a acquis 13 centrales hydroélectriques, 1 parc éolien en C.-B., 1 parc éolien aux États-Unis, 15 parcs éoliens en France, 2 parcs solaires photovoltaïques aux États-Unis et 2 centrales géothermiques en Islande, représentant une puissance installée nette totale de 1 501,8 mégawatts (« **MW** ») (puissance brute de 2 685,6 MW). Actuellement, la société possède entièrement ou conjointement avec ses partenaires, 24 parcs éoliens, 34 centrales hydroélectriques, 3 parcs solaires photovoltaïques et 2 centrales géothermiques en exploitation ayant une puissance installée nette totale de 670,7 MW (puissance brute de 1 429,4 MW), de 684,3 MW (puissance brute de 1 028,5 MW), de 53,0 MW (puissance brute de 53,7 MW) et de 93,8 MW (puissance brute de 174,0 MW), respectivement, 2 projets en développement en construction et qui ont une puissance installée nette totale de 107,4 MW (puissance brute de 210 MW). La mise en service commercial des projets en développement est prévue d'ici la première moitié de 2018 et 2020. Tous les projets potentiels sont à différents stades de développement avec une puissance potentielle installée combinée nette de 8 530 MW (puissance brute de 9 200 MW). Finalement, la société détient également une participation de 53,9 % dans une filiale qui possède une participation de 30 % dans le Blue Lagoon Geothermal Spa and Resort situé en Islande. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Portefeuille d'actifs ».

Développements récents

Le 6 février 2018, la société a annoncé la clôture de l'acquisition d'Alterra par l'entremise d'une convention d'arrangement selon laquelle la société a acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Alterra pour une valeur d'opération totale de 1,1 milliard de dollars, y compris la prise en charge des dettes d'Alterra (la « **acquisition d'Alterra** »). Conformément à l'acquisition d'Alterra, les actionnaires d'Alterra avaient le choix de recevoir soit une contrepartie de 8,25 \$ en espèces (« **contrepartie en espèces** ») ou 0,5563 action ordinaire de la société par action ordinaire d'Alterra (« **contrepartie en actions** »), sous réserve dans chaque cas de la répartition; de sorte que la contrepartie totale versée à tous les actionnaires d'Alterra était composée approximativement de 25 % en espèces et de 75 % en actions ordinaires de la société.

Ross J. Beaty, ancien membre du conseil d'administration de l'Alterra a rejoint le conseil d'administration de la société à la clôture de l'acquisition d'Alterra.

Prêt subordonné de la Caisse de dépôt et placement du Québec

Parallèlement à la clôture de l'acquisition d'Alterra, la société a réalisé un prêt à terme de cinq ans subordonné non garanti au montant de 150 millions de dollars à un taux d'intérêt de 5,13 % auprès de la Caisse de dépôt et placement du Québec (la « **Caisse** »).

Augmentation des facilités de crédit renouvelables

Le 6 février 2018, la société a annoncé qu'elle a augmenté ses facilités de crédit renouvelables de 225 millions de dollars à 700 millions de dollars et a ajouté un nouveau prêteur à son syndicat de prêteurs. L'échéance des facilités de crédit renouvelables demeure décembre 2022.

Sommaire des trois derniers exercices

Exercice 2017

Le 21 février 2017, la société a conclu une cinquième convention de crédit modifiée et mise à jour relative à sa facilité de crédit renouvelable existante de 425 millions de dollars. Ces modifications ont permis à la société d'emprunter des fonds en euros au moyen de prêts au taux EURIBOR. La société a aussi prolongé sa facilité de crédit renouvelable de 2020 à 2021 (à l'exception d'un prêteur de 42,5 millions de dollars dont l'engagement demeure jusqu'en 2020) pour lui offrir une plus grande marge de manœuvre financière. En outre, une facilité de lettre de crédit d'un montant maximum de 30 millions de dollars garantie par Exportation et développement Canada (« **EDC** ») a été ajoutée. La cinquième convention de crédit modifiée et reformulée a été modifiée par la sixième convention de crédit modifiée et reformulée datée du 6 février 2018.

Le 21 février 2017, la société et Régime de rentes du Mouvement Desjardins (« **Desjardins** ») ont réalisé l'achat du parc éolien Yonne, un parc éolien de 44 MW mis en service au début de 2017 qui fait partie de l'acquisition de projets éoliens en France conclue en avril 2016 (« **parc éolien Yonne** »). L'électricité produite par le parc éolien Yonne est vendue aux termes d'un contrat d'achat d'électricité, à prix fixe, pour une durée initiale de 15 ans, à Électricité de France. Le prix d'achat total s'élève à 35,2 millions d'euros (soit 49 millions de dollars) et est assujéti à certains rajustements. Voir la rubrique « Descriptions des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés en France ».

Le 6 avril 2017, Upper Lillooet River Power Limited Partnership a procédé à la mise en service commercial de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Upper Lillooet River de 81,4 MW en Colombie-Britannique. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

Le 24 mai 2017, la société a complété l'acquisition de trois projets éoliens en France auprès de Velocita Energy Developments (France) Limited (« **Velocita** ») d'une capacité totale installée de 119,5 MW étant Rougemont-1 et Vaite qui ont été mis en service commercial à la date de l'annonce et le Rougemont-2 au 1^{er} décembre 2017.

Le 26 mai 2017, Boulder Creek Power Limited Partnership a procédé à la mise en service commercial de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Boulder Creek de 25,3 MW en Colombie-Britannique. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

Le 15 août 2017, la société a annoncé qu'elle a reçu l'approbation de la Bourse de Toronto (« **TSX** ») de procéder à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités de ses actions ordinaires (l'« **offre de 2017** »). Dans le cadre de l'offre de 2017, la société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à 2 000 000 de ses actions ordinaires représentant approximativement 1,84 % des actions ordinaires émises et en circulation. L'offre de 2017 a débuté le 17 août 2017 et prendra fin le 16 août 2018. Au 20 février 2018, la société a racheté pour fins d'annulation un total de 752 794 actions ordinaires aux termes de l'offre de 2017.

Le 25 août 2017, la société a annoncé qu'elle a complété l'acquisition de deux projets éoliens en construction auprès de BayWa r.e. étant le parc éolien Eole de Plan Fleury d'une capacité installée totale de 22 MW qui a été mis en service commercial au troisième trimestre 2017 et le parc éolien Les Renardières d'une capacité totale de 21 MW qui a été mis en service commercial le 18 novembre 2017. Voir la rubrique « Descriptions des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés en France ».

Le 30 octobre 2017, la société et Alterra Power Corp. ont annoncé qu'elles ont conclu une convention d'arrangement (la « **convention d'arrangement** ») en vertu de laquelle la société a accepté d'acquérir au prix de 8,25 \$ par action la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Alterra (les « **actions ordinaires d'Alterra** ») pour une valeur d'opération totale de 1,1 milliard de dollars, y compris la prise en charge des dettes d'Alterra. Dans le cadre de l'acquisition d'Alterra, les actionnaires d'Alterra recevront une contrepartie totale composée d'approximativement 25 % d'espèces et 75 % d'actions ordinaires de la société. L'acquisition d'Alterra a clôturé le 6 février 2018.

Sommaire des projets d'Alterra

En exploitation	Énergie	Pays	Participation	Puissance installée nette (MW)
Shannon ⁽¹⁾	Éolien	États-Unis	50 %	102
East Toba	Hydro	Canada	40 %	59
Montrose Creek	Hydro	Canada	40 %	35
Reykjanes 1-2	Géothermique	Islande	53,9 %	54
Svartsengi	Géothermique	Islande	53,9 %	40
Dokie 1	Éolien	Canada	26 %	37
Jimmie Creek	Hydro	Canada	51 %	32
Kokomo ⁽¹⁾	Solaire	États-Unis	90 %	6
Spartan ⁽¹⁾	Solaire	États-Unis	100 %	14
En exploitation				378

(1) Le pourcentage de propriété correspond à la tranche de la participation commanditée de la société.

En construction	Énergie	Pays	Participation ⁽¹⁾	Puissance installée nette (MW)
Flat Top	Éolien	États-Unis	51 %	102
Brúarvirkjun	Hydro	Islande	53,9 %	5
En construction				107

(1) Le pourcentage de propriété correspond à la tranche de la participation commanditée de la société.

Projets potentiels ⁽¹⁾	Énergie	Pays	Participation	Puissance installée nette (MW)
Stade avancé				
Foard City (admissible au CIP)	Éolien	États-Unis	100%	350
Reykjanes	Géothermique	Islande	54%	16
Boswell Springs (admissible au CIP)	Éolien	États-Unis	100%	320
Stade avancé				686
Autres projets potentiels				>3,500

(1) Il n'y a aucune certitude que ces projets se concrétiseront à temps et selon le budget et le nombre de MW par projet pourrait varier.

L'acquisition d'Alterra inclue également, une participation de 54% dans une filiale qui possède une participation de 30 % dans le Blue Lagoon Geothermal Spa and Resort situé en Islande.

Le 31 octobre 2017, la société a annoncé que ses facilités de crédit renouvelables, dirigées par Valeurs Mobilières TD inc. et BMO Marchés des capitaux, ont été augmentées de 50 M\$. La succursale canadienne de Wells Fargo Bank, N.A. s'est jointe au syndicat de prêteurs constitué de la Banque Toronto-Dominion, Banque de Montréal, Banque Nationale du Canada, Banque Canadienne Impériale de Commerce, Fédération des caisses Desjardins du Québec et la succursale canadienne de la Banque de Tokyo-Mitsubishi UFJ. La société a également reporté l'échéance de ses facilités de crédit renouvelables de décembre 2021 à décembre 2022 afin d'obtenir une plus grande flexibilité de financement.

Le 14 novembre 2017, la société a annoncé qu'elle avait reçu l'approbation de la TSX afin de mettre en place un régime d'achat automatique dans le cadre de son offre de 2017.

Le 1^{er} décembre 2017, le parc éolien Rougemont-2 de 44,5 MW situé dans la région de Bourgogne-Franche-Comté en France a été mis en service commercial. Voir la rubrique « Descriptions des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés en France ».

Exercice 2016

Le 7 janvier 2016, la société a annoncé qu'après avoir pris en compte tous les avis de choix reçus à l'échéance de la date de conversion, le 31 décembre 2015, relativement au dépôt pour conversion des actions série A en actions série B, les porteurs des actions série A n'ont pas le droit de convertir leurs actions. Un total de 357 543 actions série A ont été déposées aux fins de conversion, ce qui est moins que les 1 000 000 d'actions nécessaires pour procéder à la conversion, le tout selon les modalités des actions série A. Le taux de dividende des actions série A applicable à la période de cinq ans qui a commencé le 15 janvier 2016 et se termine le 15 janvier 2021 exclusivement est de 3,608 % par année ou 0,2255 \$ par action par trimestre. Voir la rubrique « Description de la structure du capital – Actions privilégiées – Actions série A et actions série B ».

Le 25 février 2016, la société, en partenariat avec la bande Indienne de Cayoose, a réalisé l'acquisition de la centrale hydroélectrique Walden de 16 MW (« **centrale Walden** ») mise en service en 1993 et située sur un terrain privé à Cayoosh Creek près de Lillooet, Colombie-Britannique. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

Le 21 mars 2016, la société a annoncé qu'elle avait reçu de la TSX l'approbation de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de ses actions ordinaires et a commencé une offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses actions série A et actions série C (les « **offres de 2016** »). Dans le cadre des offres de 2016, la société peut acheter à des fins d'annulation jusqu'à 2 000 000 d'actions ordinaires, soit 1,92 % de ses actions ordinaires émises et en circulation et jusqu'à 68 000 actions série A et 40 000 actions série C, soit 2 % des séries respectives d'actions privilégiées émises et en circulation (au 24 mars 2016). Les offres de 2016 ont commencé le 24 mars 2016 et ont pris fin le 23 mars 2017. Aux termes des offres de 2016, la société n'a procédé à aucun rachat de ses actions ordinaires, actions série A ou actions série C.

Le 15 avril 2016, la société a réalisé l'acquisition des 7 projets éoliens en exploitation d'une capacité installée de 86,8 MW, étant les parcs éoliens Porcien, Longueval, Antoigné, Vallottes, Bois d'Anchat, Beaumont et Cholletz (collectivement, les « **sept entités françaises** ») et s'est engagée à acquérir le parc éolien Yonne qui était en construction avec une capacité installée de 44 MW de la société allemande, wpd Europe GmbH (le « **vendeur** »), pour un total de 130,8 MW. Simultanément, la société a réalisé un placement privé de 50,0 millions de dollars avec trois entités affiliées au Groupe Desjardins. Voir la rubrique « Descriptions des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés en France ».

Le prix d'achat des sept entités françaises est une contrepartie en espèces nette de 64,0 millions d'euros (soit 94,5 millions de dollars), sous réserve de certains rajustements et comprenant 11,9 millions de dollars d'espèces et quasi-espèces. Le prix d'achat du parc éolien Yonne acquis le 21 février 2017 totalise 35,2 millions d'euros (soit 49,0 millions de dollars) incluant le dépôt de 10,0 millions d'euros (soit 13,9 millions de dollars) versé le 15 avril 2016. Le financement du projet s'est élevé à 88,2 millions d'euros (soit 130,2 millions de dollars) et restera au niveau des projets acquis. La dette sans recours relative aux huit projets restera au niveau des projets acquis. La société a réduit son exposition aux fluctuations des taux de change grâce à des instruments de couverture de change à long terme.

Le 10 juin 2016, la société a annoncé la clôture de l'investissement de Desjardins de 38,4 millions de dollars dans la société en commandite qui détient les sept entités françaises et la participation dans le parc éolien Yonne. Suite à l'investissement, la société et Desjardins détiennent respectivement 69,55 % et 30,45 % de Société en commandite Innergex Europe (2015).

Le 29 juillet 2016, Big Silver Creek Limited Partnership (« **Big Silver Creek LP** ») a procédé à la mise en service commercial de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Big Silver Creek de 40,6 MW, en Colombie Britannique (la « **centrale Big Silver Creek** »). Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

Le 22 décembre 2016, la société a réalisé l'acquisition des parcs éoliens Montjean et Theil-Rabier d'une capacité installée totale de 24 MW situés sur des terres privées en Nouvelle-Aquitaine, France de la société française BayWa r.e. La société détient une participation de 69,55 % dans les parcs éoliens Montjean et Theil-Rabier et Desjardins détient la participation restante de 30,45 %. Voir la rubrique « Descriptions des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés en France ».

Le 30 décembre 2016, Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) s.e.c. (« **Mesgi'g Ugju's'n (MU) SEC** ») a procédé à la mise en service commercial du parc éolien de 150 MW situé dans la péninsule gaspésienne, Québec. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés au Québec ».

Exercice 2015

Le 17 mars 2015, Boulder Creek Power Limited Partnership (« **Boulder Creek LP** ») et Upper Lillooet River Power Limited Partnership (« **Upper Lillooet LP** ») ont conclu conjointement un financement de 491,6 millions de dollars pour un prêt de construction et un prêt à terme sans recours pour les projets hydroélectriques situés en Colombie-Britannique de Upper Lillooet River et de Boulder Creek. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Projets hydroélectriques en développement – Projet Boulder Creek et projet Upper Lillooet River ».

Le 19 mars 2015, la société a annoncé qu'elle avait reçu de la TSX l'approbation de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« **offre de 2015** »). Dans le cadre de l'offre de 2015, la société pouvait racheter aux fins d'annulation jusqu'à 1 000 000 de ses actions ordinaires. Le 4 septembre 2015, la société a augmenté le droit de racheter à 2 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 2 % de ses actions ordinaires émises et en circulation. L'offre de 2015 a débuté le 24 mars 2015 et a pris fin le 23 mars 2016. Dans le cadre de l'offre de 2015, la société a racheté aux fins d'annulation un total de 1 190 173 actions ordinaires.

Le 22 juin 2015, Big Silver Creek LP a clôturé un financement de 197,2 millions de dollars en prêts à la construction et à terme sans recours pour la centrale Big Silver Creek.

Le 4 juillet 2015, le chantier de construction du projet hydroélectrique Upper Lillooet en Colombie-Britannique a été atteint par un feu de forêt qui a balayé la région et a été évacué. En mi-septembre, les travaux de construction ont repris. Le feu a causé des dommages très limités sur le site du projet et l'ensemble des structures et de l'équipement est demeuré intact, à l'exception d'une partie de la ligne de transport reliant les deux centrales. La société s'attend à ce que le produit d'assurance couvre les dommages et à ne pas subir de conséquences financières défavorables importantes à la suite du feu de forêt. Le 23 décembre 2015, la société a reçu une lettre de la British Columbia Hydro and Power Authority (« **BC Hydro** ») acceptant que la demande constitue une force majeure dans le cadre du CAÉ et reportant la date de mise en service commercial de 98 jours. En date des présentes, la société est toujours en négociation avec la compagnie d'assurance quant à sa demande pour dommages résultant du feu de forêt.

Le 10 août 2015, la société a clôturé un placement par voie de prise ferme d'un capital global de 100,0 millions de dollars de débentures convertibles 4,25 % (les « **débentures convertibles 4,25 %** ») au prix de 1 000 \$ par débenture (le « **placement de débentures convertibles 4,25 %** »). Les débentures convertibles 4,25 % sont subordonnées et non garanties, leur date d'échéance est le 31 août 2020 et elles portent intérêt au taux annuel de 4,25 %, payable semestriellement, et sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires au prix de conversion de 15,00 \$ l'action ordinaire (le « **prix de conversion** »), le tout tel que prévu aux termes de la convention de prise ferme (la « **convention de prise ferme relative aux débentures convertibles 4,25 %** ») datée du 24 juillet 2015 intervenue entre la société et Financière Banque Nationale Inc., Valeurs Mobilières TD Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., Valeurs mobilières Desjardins inc., Marchés mondiaux CIBC inc., Scotia Capitaux Inc. et Industrielle Alliance Valeurs mobilières inc., à titre de preneurs fermes. Les débentures convertibles 4,25 % ont commencé à être négociées à la TSX le 10 août 2015 sous le symbole « INE.DB.A ». Voir la rubrique « Description de la structure du capital – Débentures convertibles 4,25 % ».

Le 20 août 2015, la société a réalisé le rachat de toutes les débentures convertibles 5,75 % qui venaient à échéance le 30 avril 2017 (les « **débentures convertibles 5,75 %** »), conformément aux dispositions de l'acte de fiducie daté du 8 mars 2010 régissant ces débentures. À la date du rachat, le 20 août 2015, il y avait des débentures convertibles 5,75 % d'un capital de 41 591 000 \$ émises et en circulation. L'inscription à la TSX des débentures convertibles 5,75 % a été radiée le 20 août 2015.

Le 28 septembre 2015, Mesgi'g Ugju's'n (MU) SEC a conclu un financement de 311,7 millions de dollars en prêts à la construction et à terme sans recours pour le parc éolien de 150 MW situé dans la péninsule gaspésienne, au Québec. Le 17 octobre 2017, l'autre partie du prêt de construction a été convertie en un prêt à terme de 19,5 ans. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés au Québec ».

Le 13 octobre 2015, la société a annoncé la signature d'une déclaration commune d'intention avec la *Comisión Federal de Electricidad* (« **CFE** ») du Mexique, une entreprise gouvernementale productive qui produit et distribue de l'électricité à plus de 38,5 millions de clients, représentant 120 millions de Mexicains, afin d'étudier conjointement plusieurs occasions de projets d'énergie renouvelable sélectionnés au Mexique. L'objectif principal de cette entente est de coordonner les efforts et de développer des activités qui permettront à la société et à la CFE de définir leur participation

conjointe dans le développement de projets potentiels d'énergie renouvelable, particulièrement des petites centrales hydroélectriques de moins de 200 MW. À la date de la présente notice annuelle, aucun projet de participation conjointe n'a été développé dans le cadre de ce protocole d'entente.

Le 25 octobre 2015, Tretheway Creek Hydro Limited Partnership (« **Tretheway Creek LP** ») a commencé la mise en service commerciale de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Tretheway Creek de 21,2 MW, située en Colombie-Britannique (la « **centrale Tretheway Creek** »). Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

Le 15 décembre 2015, la société et la bande Indienne de Cayoose ont annoncé la signature d'une entente pour l'acquisition conjointe de la centrale Walden, une centrale de 16 MW située sur un terrain privé à Cayoosh Creek près de Lillooet, en Colombie Britannique et ont formé une société en commandite afin d'acquérir conjointement les actifs de la centrale Walden de FortisBC pour 9,2 millions de dollars. La clôture de l'acquisition a été achevée le 25 février 2016.

SURVOL DE L'INDUSTRIE ET TENDANCES DU MARCHÉ

Industrie de la production d'énergie renouvelable

Les producteurs d'énergie renouvelable produisent de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, notamment i) l'eau; ii) le vent; iii) le soleil; iv) certains déchets comme la biomasse (par exemple, des déchets ligneux provenant de l'exploitation des produits forestiers) et les gaz d'enfouissement; et v) les sources géothermiques, comme la chaleur ou la vapeur. La demande pour les sources d'énergie renouvelable en Amérique du Nord, en Islande et en France ne cesse de croître et est en grande partie influencée par une tendance à long terme vers des politiques plus strictes en matière de protection de l'environnement ainsi que par une demande accrue pour de l'énergie. Bien que les services publics traditionnels réglementés continuent de dominer les marchés nord-américains et français de la production d'électricité, les producteurs indépendants d'électricité jouent un rôle de plus en plus important dans l'approvisionnement en électricité.

Plusieurs raisons expliquent le rôle croissant joué par les producteurs indépendants dans l'approvisionnement en énergie renouvelable en Amérique du Nord, en Islande et en France, notamment: la demande croissante d'énergie dans certains territoires, la sensibilisation accrue aux avantages de l'énergie renouvelable dans la lutte aux impacts des changements climatiques, la disponibilité des mesures incitatives mises de l'avant par les gouvernements en vue d'accroître la capacité de production d'énergie renouvelable, la disponibilité de contrats à long terme pour l'achat d'énergie renouvelable avec des contreparties solvables, ce qui permet aux producteurs indépendants d'énergie d'élaborer de nouveaux projets dans un environnement peu risqué tout en pouvant s'attendre à des flux de trésorerie contractuels stables à long terme, la mise en œuvre d'accès non discriminatoires aux systèmes de transport, permettant aux producteurs indépendants d'énergie d'avoir accès aux marchés régionaux de l'électricité, et l'amélioration rapide de la compétitivité de l'énergie renouvelable sur le plan des coûts et de l'efficacité des producteurs indépendants d'énergie. Bien que dans de nombreux pays, l'offre abondante de gaz naturel au cours des dernières années s'est traduite par des prix d'électricité peu élevés qui ont accru l'attrait de cette source d'énergie pour produire de l'électricité, les améliorations technologiques et les économies d'échelle ont réduit considérablement les coûts de l'approvisionnement en énergie renouvelable, en particulier l'énergie éolienne et solaire. Dans un grand nombre de marchés, l'électricité provenant de ces sources est offerte à un prix concurrentiel par rapport au gaz naturel et le coût de l'énergie renouvelable de source éolienne et solaire est sensiblement plus stable à long terme, étant donné qu'il n'est pas soumis aux fluctuations des prix de la ressource sous-jacente d'une année à l'autre.

En outre, la 21^e conférence de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (« **CCNUCC** ») qui s'est tenue à Paris, en France, en 2015, a donné un élan considérable au développement des énergies renouvelables dans le monde et à la mise en œuvre d'une politique de transition vers les énergies propres et renouvelables. L'accord conclu à l'issue de la Conférence de Paris de 2015 sur le climat (l'« **Accord de Paris** ») vise à renforcer la réponse mondiale à la menace du changement climatique en maintenant une augmentation de la température globale de ce siècle bien au-dessous de 2 degrés. L'Accord de Paris définit une vision à long terme afin de réduire considérablement les émissions mondiales et d'éliminer le charbon des sources d'énergie mondiales grâce au déploiement d'un plan ambitieux de transition vers les énergies renouvelables dans le cadre de la stratégie énergétique de chaque pays.

Énergie renouvelable au Canada

Au cours des dernières années, la croissance importante de la production d'énergie renouvelable au Canada a été le résultat des engagements à réduire les émissions de gaz à effet de serre dans la production d'électricité; des préoccupations du public relativement à la production d'énergie nucléaire, de la qualité de l'air et des gaz à effet de serre, des améliorations des technologies d'énergie renouvelable; et des délais plus courts de construction pour certains projets d'énergie renouvelable. Des mesures incitatives fédérales et provinciales comme les contrats d'achat à prix fixe à long-terme, l'amortissement accéléré et les normes de portefeuille renouvelable (« **NPR** »), dont il est question plus loin, soutiennent également la production d'électricité au Canada.

En réponse à ses engagements en vertu de l'Accord de Paris, le gouvernement du Canada a publié le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques et la Stratégie canadienne de développement à faible émission de gaz à effet de serre à long terme pour le milieu du siècle et l'Accord de Paris sur le changement climatique. Les engagements du gouvernement fédéral sur le climat comprennent l'élimination progressive de la production au charbon d'ici 2030, l'introduction d'une norme de combustible à faible teneur en carbone, et la mise en œuvre d'un programme national de prix sur le carbone d'ici la fin de 2018.

Bien que ces facteurs sous-jacents favorables fondamentaux doivent soutenir la croissance de la production d'énergie renouvelable à long terme, un certain nombre de facteurs peuvent réduire la demande à court terme pour l'énergie renouvelable au Canada. Ceux-ci comprennent: les excédents d'électricité de certains services publics; et l'abondance de gaz de schiste qui entraîne des prix beaucoup plus bas pour le gaz naturel, l'une des sources de combustibles fossiles de la production d'électricité.

En réponse à la tendance à long terme en faveur de politiques plus strictes en matière de protection de l'environnement, plusieurs gouvernements provinciaux ont instauré des NPR qui établissent une cible d'augmentation de la proportion d'énergie renouvelable par rapport au bouquet énergétique produit afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au fil du temps.

Plusieurs provinces et le gouvernement du Canada visent un pourcentage déterminé d'électricité provenant de sources renouvelables, notamment :

- Colombie-Britannique – 100 % de l'électricité totale à partir de ressources propres ou renouvelables;
- Alberta – 30 % de l'électricité de la province provenant des ressources d'énergie renouvelable d'ici 2030;
- Saskatchewan – générer 50 % de son électricité à partir d'énergie renouvelable d'ici 2030;
- Québec – accroître la production totale d'énergie renouvelable de 25 % d'ici 2030;
- Nouvelle-Écosse – 40 % d'énergie renouvelable d'ici 2020;
- Nouveau-Brunswick – un minimum de 40 % de ventes dans la province d'Énergie NB d'ici 2020; et
- Yukon - augmenter l'énergie renouvelable de 20 % de 2009 à 2020.

Le Canada bénéficie de ressources hydrologiques abondantes qui sont uniques. Compte tenu d'une puissance hydroélectrique installée estimative de plus de 75 000 MW, il est le troisième plus important producteur d'énergie hydroélectrique dans le monde.

Au cours des dernières années, selon l'Office national de l'énergie, la production d'énergie éolienne est devenue commercialement viable et constitue maintenant la source d'énergie renouvelable qui connaît la croissance la plus rapide au pays. Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne, le Canada se situe au septième rang pour la production d'énergie éolienne dans le monde avec une puissance installée de plus de 11 898 MW.

L'énergie solaire s'est implantée au Canada au cours des dernières années et la croissance future se concentre sur les occasions dans les Prairies.

Énergie renouvelable aux États-Unis

Selon l'Energy Information Association des États-Unis, la part de l'énergie renouvelable dans la production d'électricité devrait augmenter pour passer de 13 % en 2013 à 18 % d'ici 2040, avec près de 70 GW de nouvelle capacité prévue d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque devant être ajoutée de 2017-2021, encouragée par la baisse des coûts du capital et l'obtention de crédits d'impôt. Dans de nombreux marchés aux États-Unis, l'énergie éolienne et l'énergie solaire comptent déjà parmi les sources d'énergie les plus économiques, et ce, même lorsqu'on les compare avec le gaz naturel, dont le coût actuel est peu élevé.

La demande d'électricité devrait augmenter légèrement, en raison du retrait de vieilles unités moins performantes de carburant d'origine fossile – stimulée par le Plan d'énergie propre (PEP) - et la disponibilité à court terme des crédits d'impôt sur la production d'énergie renouvelable. Même si le PEP n'entre pas en vigueur, le faible prix du gaz naturel

et les crédits d'impôt devraient faire en sorte que le gaz naturel et les énergies renouvelables deviennent les principales sources de nouvelle production d'énergie à court terme.

Aux États-Unis, la société continuera d'évaluer de façon sélective les occasions à la lumière de l'existence de DDP dans plusieurs États et l'augmentation de l'approvisionnement de l'énergie renouvelable. Vingt-neuf États, Washington, D.C., et trois territoires ont adopté une DDP, tandis que huit États et un territoire ont fixé leurs objectifs en matière d'énergie renouvelable. Hawaii a présentement l'objectif le plus ambitieux, 100 % d'énergie renouvelable d'ici 2045, et la Californie est actuellement en voie d'atteindre son objectif de 50 % d'énergies renouvelables d'ici la fin de 2030. En outre, un nombre croissant de villes et sociétés cherchent à s'approvisionner en énergie renouvelable exclusivement par l'entremise de CAÉ, ce qui permettra de créer de nouvelles occasions de croissance pour l'industrie.

Le Texas mène aux États-Unis dans la production d'énergie, principalement du pétrole brut et du gaz naturel. Il génère également le plus d'électricité de tous les États américains, et est le plus grand producteur d'énergie éolienne aux États-Unis. Le Texas a été un chef de file dans le développement de l'énergie éolienne depuis le début des années 1990 et a environ 20 GW de capacité éolienne installée et plus de 5 000 MW en cours de construction. Il encourage la construction de l'énergie éolienne en autorisant le Competitive Renewable Energy Zones (CREZ), un effort de 7 milliards de dollars dans des lignes de transmission qui ont été construites pour se connecter à de futurs parcs éoliens dans les zones prometteuses.

Aux États-Unis, les producteurs d'électricité vendent leur électricité sous différents types de contrats, y compris des CAÉ à long terme, des couvertures énergétiques et des contrats commerciaux et de détail.

Énergie renouvelable en France

Depuis 2007, la France a mis en place une stratégie pour le développement des énergies renouvelables sur son territoire. Le marché français d'éoliennes terrestres est très actif avec l'objectif annoncé en octobre 2016 d'atteindre de 22 000 à 26 000 MW de puissance éolienne en 2023, partant d'environ 12 000 MW en 2016. La structure des contrats à tarifs de rachat garantis a changé pour un système de contrat sur la différence (« **contrat CFD** ») aux termes duquel les parcs éoliens allant jusqu'à six turbines vendront directement leur électricité sur le marché et recevront la différence entre le prix cible et le prix du marché en vertu d'un contrat CFD de 20 ans. Les plus grands parcs éoliens auront la possibilité de participer au processus de vente aux enchères et de se voir accorder un contrat CFD semblable.

Énergie renouvelable dans certains autres marchés

En Amérique latine, la demande d'électricité reste forte et les gouvernements cherchent à accroître leur production d'énergie renouvelable, ayant amplement d'approvisionnements de celle-ci. Les pays européens ont adopté des objectifs ambitieux de réduction des émissions de GES et s'emploient à réduire leur dépendance envers les sources d'énergie traditionnelles, deux priorités nécessitant une part accrue des énergies renouvelables dans les portefeuilles énergétiques de ces pays. En Islande, un rapport sur la demande en énergie pour la période de 2017-2050 publié par un comité organisé par le « Energy Authority » prévoit une hausse de la demande de 165 MW jusqu'en 2050 principalement en raison de la croissance de l'industrie lourde et du centre de données. La société estime qu'il existe plusieurs marchés dans lesquels elle peut transposer son modèle d'affaires axé sur le développement et l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable.

Cadre réglementaire et marché pour l'énergie renouvelable dans les principaux marchés de la société

Québec

Hydro-Québec, mandataire du gouvernement du Québec, est l'un des principaux services publics d'électricité en Amérique du Nord. Aux termes de ses statuts constitutifs, Hydro-Québec a reçu les pleins pouvoirs pour produire, fournir et livrer de l'électricité dans tout le Québec. À l'exception des territoires desservis par des systèmes d'électricité municipaux ou privés ou par une coopérative locale, Hydro-Québec est le détenteur des droits exclusifs de distribution d'électricité sur tout le territoire québécois.

La Régie de l'énergie, un organisme de réglementation économique, fixe et modifie les conditions et les tarifs auxquels, notamment, l'électricité est transmise par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité dans la province de Québec. À cette fin, Hydro-Québec doit présenter à la Régie de l'énergie une prévision des besoins du marché du Québec pour les dix prochaines années, ainsi que la nature des contrats qu'Hydro-Québec prévoit conclure afin de satisfaire la demande de plus de 165 TWh (soit le bloc patrimonial devant être fourni par Hydro-Québec). Pour satisfaire à une demande excédant ces 165 TWh, Hydro-Québec doit conclure des contrats d'approvisionnement après avoir fait des DDP auprès des fournisseurs d'énergie intéressés ou dans certaines exceptions, selon un décret

spécifique du gouvernement, négocier et conclure un CAÉ sans DDP. La Régie de l'énergie surveille toutes les DDP pour l'approvisionnement d'énergie au Québec.

En 2016, le gouvernement du Québec a publié sa nouvelle politique énergétique et bien qu'il n'ait pas mentionné les détails concernant l'énergie hydraulique ou éolienne de petite taille, ses objectifs sont compatibles avec la poursuite du développement de ces énergies dans un avenir proche. La société demeure confiante dans la viabilité à long terme des projets de petites centrales hydroélectriques et de parcs éoliens dans la province et elle continue à maintenir plusieurs projets potentiels en vue d'occasions futures d'approvisionnement en énergie renouvelable.

Colombie-Britannique

BC Hydro est l'un des plus importants services publics d'électricité au Canada et fournit la plus grande partie de la capacité de production d'énergie dans la province. Le reste de la puissance est fourni par des services publics détenus par des investisseurs, de grands et de petits producteurs industriels et des producteurs indépendants d'électricité. BC Hydro a lancé diverses DDP au cours des 10 dernières années afin de s'approvisionner des producteurs d'énergie indépendants.

Le programme d'offre standard qui a été lancé par BC Hydro en 2008 suite à la mise en vigueur du *Clean Energy Act.*, vise à encourager le développement de petits projets d'énergie propre de 15 MW et moins en C.-B. par l'approvisionnement de CAÉ à long terme et à prix fixe. Après une période d'examen, le programme devrait être relancé en 2018.

Le régime intégré des ressources de BC Hydro devrait être mis à jour en 2018. Le régime intégré des ressources est un régime stratégique flexible à long terme flexible pour répondre à la croissance de la demande en électricité au cours des 20 prochaines années. La demande d'électricité devrait augmenter de façon constante dans la province, ce qui peut offrir des occasions de développement pour le secteur de l'énergie renouvelable. L'atteinte des engagements provinciaux en matière de changements climatiques exigerait une croissance considérable de l'approvisionnement en électricité par l'électrification des immeubles, du transport et de l'industrie. L'expansion de l'interconnexion de transmission de l'Alberta-BC pourrait aussi conduire à la croissance de la demande en électricité. Toutefois, le déclin du secteur des ressources et le report de plusieurs propositions de GNL peut donner lieu à une demande plus faible que prévu.

À la fin de 2017, le gouvernement de la C.-B. a décidé de continuer la construction du site-C du projet de barrage hydroélectrique, après qu'il a été envoyé à la BC Utilities Commission pour examen. La mise en service commerciale du projet est prévue en 2024 à un coût projeté de 10,7 milliards de dollars.

Ontario

La Commission de l'énergie de l'Ontario réglemente la tarification résidentielle pour l'électricité produite à partir des centrales nucléaires et des grandes centrales hydroélectriques de l'Ontario Power Generation (« **OPG** ») et, impose des plafonds aux produits d'exploitation annuels à l'égard des centrales de charbon et des plus petites centrales hydroélectriques d'OPG. L'Independent Electricity System Operator, qui a fusionné avec l'OPG en janvier 2015, veille à la planification des systèmes et à la sécurité de l'approvisionnement en Ontario en évaluant la demande et la fiabilité des ressources, en facilitant les investissements dans les sources d'approvisionnement et leur diversification, tout en promouvant la conservation.

À l'automne 2017, le gouvernement de l'Ontario a publié une mise à jour du régime énergétique à long terme. Le régime permet à la province de ne pas s'appuyer sur des contrats à long terme d'électricité pour améliorer son approche sur le marché. La société a plusieurs projets éoliens et solaires en Ontario qu'elle maintient afin d'être préparée pour de futurs approvisionnements potentiels.

France

Le Réseau de transport d'électricité (« **RTE** »), une filiale d'Électricité de France, est responsable de la gestion du réseau public de transport d'électricité haute tension en France. RTE exploite, entretient et développe les lignes électriques à très haute tension et les stations associées, qui acheminent l'électricité depuis les unités de production françaises vers des clients industriels et vers le réseau de distribution d'électricité.

Depuis 2007, la France a mise en place une stratégie pour le développement des énergies renouvelables sur son territoire. Le marché français d'éoliennes terrestres est très actif avec l'objectif annoncé en octobre 2016 d'atteindre de 22 000 à 26 000 MW de puissance éolienne en 2023, partant d'environ 12 000 MW en 2016. La structure des contrats à tarifs de rachat garantis a changé pour un système de contrat CFD aux termes duquel les parcs éoliens allant jusqu'à six turbines vendront directement leur électricité sur le marché et recevront la différence entre le prix cible et le prix du marché en vertu d'un contrat CFD de 20 ans. Les plus grands parcs éoliens auront la possibilité de participer au processus de vente aux enchères et de se voir accorder un contrat CFD semblable. En 2016, la société a établi sa présence en France avec l'acquisition de 9 parcs éoliens. En 2017, elle a acquis 6 autres projets éoliens et a déployé une équipe de développement local pour obtenir des projets pouvant être présentés pour des contrats CFD et elle

continue d'évaluer d'autres occasions de projets d'énergie renouvelable. Récemment, le gouvernement français a réitéré son engagement ferme envers l'énergie renouvelable par l'adoption d'un certain nombre de mesures visant à accélérer le processus d'élaboration des projets qui contribuent à faire de la France un marché clé pour la société.

États-Unis

Suite à la clôture de l'acquisition d'Alterra, la société détient des participations additionnelles dans des projets situés aux États-Unis dont certains sont situés au Texas. Au Texas, le principal réseau électrique est géré par l'Electricity Reliability Council of Texas (Conseil de la fiabilité de l'électricité du Texas) (ERCOT) et est en grande partie isolé des systèmes d'alimentation interconnectés servant l'est et l'ouest des États-Unis. L'isolement signifie que l'ERCOT n'est pas assujéti à la supervision fédérale (FERC) et est, en grande partie, tributaire de ses propres ressources pour répondre aux besoins en électricité. L'ERCOT a réalisé, sans utiliser de contrats à prix fixe à long terme, un développement à large échelle de l'énergie éolienne.

Islande

L'approvisionnement en électricité de l'Islande est presque 100 % générée par des ressources renouvelables. En 2015, la production hydroélectrique et géothermique représentait environ 73 % et 27 % de la production totale d'électricité, respectivement. La consommation de l'industrie lourde représente environ 79 % de la consommation totale de l'électricité, avec environ 89 % attribuée à l'industrie de l'aluminium. La demande croissante en énergie devrait être stimulée par la croissance continue de l'industrie de centres des données et l'émergence d'une industrie de fabrication de silicium.

Le développement des ressources renouvelables de l'Islande s'aligne avec le Master Plan, un cadre permis par le *Master Plan Act* (2011), consacré à examiner les projets hydroélectriques et géothermiques proposés pour assurer le respect d'un équilibre entre les avantages économiques et la protection de l'environnement. Au cours des dernières années, l'Islande a intensifié sa production d'énergie renouvelable en grande partie attribuable à la demande des secteurs manufacturiers de l'aluminium et du silicium. L'énergie géothermique et hydroélectrique fournit près de 100 % de la demande d'énergie en l'Islande.

L'Islande a adopté la Directive européenne sur la concurrence et le dégroupage de son marché d'énergie en 2003 qui visait à transformer la structure du marché verticalement intégrée en un marché totalement libéralisé. Depuis, une seule entreprise (HS Orka dont la société détient une participation de 54%) a été privatisée, alors que les entreprises de production d'électricité restantes continuent d'être détenues par l'État islandais et les municipalités.

La structure d'utilisation d'énergie de l'Islande est dominée par des CAÉs à long terme, qui ont une durée de vie restante moyenne pondérée de 15 ans. Le marché en gros de l'énergie est hautement limité en Islande étant donné que la majorité de l'alimentation est garantie par des CAÉs.

Méthode de production

Processus de production de l'énergie hydroélectrique

Les centrales de production hydroélectrique au fil de l'eau, à la différence des installations hydroélectriques classiques, ne nécessitent pas l'inondation de grandes étendues. L'énergie hydroélectrique est produite par l'exploitation de la force créée par la chute de l'eau. Le dénivelé entre le bassin d'amont et le canal de fuite est appelé « hauteur de chute » ou « chute d'actionnement ». L'énergie de l'eau en mouvement est finalement convertie en énergie électrique. L'eau passe par une prise d'eau et une conduite forcée ou un tunnel jusqu'à la turbine qui est en fait une roue à aubes. L'eau fait tourner la turbine et l'énergie hydraulique est ainsi convertie en énergie mécanique qui est convertie en électricité par la génératrice. L'électricité passe par un transformateur où ses caractéristiques sont réglées de sorte qu'elle puisse être acheminée dans le réseau de transport.

Processus de production de l'énergie éolienne

L'électricité produite à partir de l'énergie éolienne devient une source de plus en plus importante d'énergie à l'échelle mondiale, y compris en Amérique du Nord. Comme la production d'énergie hydroélectrique, la production d'énergie éolienne n'est pas soumise à la volatilité des prix des combustibles et ne génère aucun gaz à effet de serre ni autres émissions. Les éoliennes ne produisent de l'électricité que lorsque le vent souffle à des vitesses dans une certaine fourchette.

L'énergie est produite au moyen de la pression exercée par le vent sur les pales d'une éolienne, qui sont attachées à une tige centrale pour faire pivoter une génératrice. Les éoliennes sont munies d'un système de contrôle qui optimise la production d'électricité et s'adapte à la variation de la vitesse et de la direction du vent.

Processus de production de l'énergie solaire photovoltaïque

Les centrales de production d'énergie solaire photovoltaïque sont composées d'un éventail de panneaux solaires. Ces panneaux solaires sont fabriqués à partir de petites photopiles (encastrées dans du verre afin de les protéger des éléments), lesquelles photopiles convertissent le rayonnement électromagnétique du soleil en électricité au moyen de semiconducteurs. Les semiconducteurs utilisent des photons de lumière afin de transformer les électrons en une énergie plus puissante et de créer de l'électricité (processus connu sous le nom d'effet photovoltaïque).

L'électricité produite par les centrales de production solaire photovoltaïque est sous forme de courant direct (flux d'électricité unilatéral). Un convertisseur est nécessaire afin de convertir le courant électrique continu en courant alternatif, lequel courant est utilisé pour la plupart des réseaux de distribution et de transport d'électricité.

Processus de production de l'énergie géothermique

Les centrales géothermiques exploitent des ressources hydrothermales composées à la fois d'eau (hydro) et de chaleur (thermique). Ces centrales ont besoin de ressources hydrothermales à température élevée (300°F à 700°F) qui viennent soit des puits de vapeur sèche ou des puits d'eau chaude. Les centrales géothermiques utilisent ces ressources par le forage de puits et l'extraction de la vapeur ou l'eau chaude vers la surface. L'eau chaude ou la vapeur fait actionner les turbines qui produisent l'électricité.

Il existe trois principaux types de centrales géothermiques : (1) des installations à vapeur sèche qui utilisent la vapeur à partir d'un réservoir géothermique pour faire actionner les turbines génératrices; (2) des installations à vapeur flash qui prennent de l'eau chaude souterraine à haute pression et la convertissent en vapeur pour actionner les turbines génératrices. Lorsque la vapeur se refroidit, elle se condense à l'eau et est injectée dans le sol pour l'utilisation future; et (3) des installations électriques à cycle binaire qui transfèrent la chaleur de l'eau chaude géothermique à un autre liquide. La chaleur pousse le deuxième liquide à se transformer en vapeur, qui est utilisée pour actionner une turbine génératrice.

Facteurs ayant une incidence sur le rendement de la production d'énergie renouvelable

Les projets d'énergie renouvelable, comme les centrales hydroélectriques au fil de l'eau, les parcs éoliens, les centrales géothermiques et les parcs solaires photovoltaïques, sont tributaires de ressources « combustibles » qui sont variables de par leur nature même. Par conséquent, le niveau de production varie également de jour en jour. Cependant, des levés historiques à long terme pour l'énergie hydroélectrique et des mesures propres à chaque site pour l'énergie hydroélectrique et éolienne permettent d'établir une « moyenne » mensuelle ou annuelle estimative de l'hydrologie ou de la vitesse des vents qui à son tour permet à la production d'électricité d'être estimée en utilisant une analyse statistique.

La « capacité de la turbine », mesurée en mégawatts, est un indice de la capacité de production d'électricité d'une turbine. La capacité de la turbine multipliée par le nombre d'heures d'une année (8 760 heures) donne la production annuelle maximale théorique d'une turbine mesurée en MWh.

Puisque le fonctionnement d'une turbine dépend du débit de l'eau ou de la vitesse du vent, une turbine ne fonctionne pas toutes les heures de l'année. La production des parcs solaires dépend de la lumière du soleil. Le facteur d'utilisation mesure la productivité d'une source électrogène. De nombreux facteurs empêchent une turbine fonctionnant à l'énergie éolienne ou hydroélectrique ou des panneaux solaires de fonctionner à leur capacité maximale théorique, les principaux facteurs sont le débit d'eau, la vitesse des vents et l'irradiance. Par conséquent, une turbine ou les panneaux solaires fonctionneront pendant de longues périodes à des puissances de sortie inférieures à la puissance nominale.

En général, les projets hydroélectriques ont des facteurs d'utilisation variant de 40 % à 70 %, les projets éoliens ont des facteurs d'utilisation variant de 25 % à 40 % en fonction des divers facteurs propres aux sites, et les projets solaires photovoltaïques ont des facteurs d'utilisation variant d'environ 10 % pour les applications de la technologie à couche mince fixe à plus de 20 % pour les modules monocristallins munis d'un système de suivi à deux axes.

Environnement concurrentiel

La société évolue dans différents environnements concurrentiels, que ses installations d'énergie renouvelable soient en exploitation ou en développement. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2017, 86 % des activités énergétiques hydroélectriques, éoliennes et solaires de la société en Colombie-Britannique, au Québec, en Ontario, en France et aux États-Unis ont vendu l'énergie produite en vertu de CAÉ à long terme avec une durée de vie restante moyenne pondérée de 19,5 ans au 31 décembre 2017, qui comprennent un prix de base et, dans certains cas, une clause de rajustement du prix; à l'exception des centrales qui ont un CAÉ prêt au renouvellement et du CAÉ de la centrale Miller Creek qui est basé sur une formule utilisant la Platts Mid-C et le CAÉ de Shannon (et une fois achevé, le projet Flat Top). Ainsi, la société a une exposition limitée aux fluctuations du prix de l'électricité et à la demande d'électricité pour l'énergie à ses emplacements d'exploitation. Lorsque la société n'est pas partie à un CAÉ à long terme pour un projet,

la société peut conclure des couvertures énergétiques matérielles ou financières pour gérer l'exposition au risque du prix du marché. Une couverture énergétique est un contrat sur la différence entre un producteur d'électricité et un fournisseur de couverture (souvent une institution financière) et par conséquent, est assujettie à certains risques uniques par rapport aux CAÉs traditionnelles (voir « Facteurs de risques »). En vertu d'une couverture énergétique, si le prix du marché de l'électricité tombe en-dessous d'un certain prix fixé (couverture) au moment de la vente, le fournisseur de couverture paie la différence au producteur; si le prix du marché dépasse le prix de couverture, alors le producteur paie la différence au fournisseur de couverture.

La société a l'intention de poursuivre des possibilités de croissance dans le secteur des énergies renouvelables. À ce titre, en plus de ses marchés traditionnels canadiens, elle a repéré plusieurs marchés cibles dans d'autres provinces du Canada, aux États-Unis, en France, en Islande et en Amérique latine. Dans ces zones géographiques, la société subit la concurrence de grands services publics, des producteurs d'électricité par l'entremise du charbon, du nucléaire et du gaz naturel, d'autres producteurs d'électricité indépendants et institutions comme les fonds de gestion de placements. Le prix du marché pour le gaz naturel et d'autres marchandises sont des moteurs importants dans la tarification de l'électricité qui influencent la tarification d'électricité à partir de l'énergie renouvelable. Au Canada, la société dépend de la vente de son électricité aux services publics détenus par les provinces avec des CAÉ à long terme qui sont généralement octroyés aux termes d'un processus d'appel d'offres concurrentiel. Elle peut également faire face à de la concurrence pour les acquisitions car les actifs qui sont en vente peuvent attirer des soumissions concurrentielles provenant d'autres acheteurs potentiels. La société gère les risques que pose cet environnement concurrentiel grâce à son processus de planification stratégique continu, grâce à la diversification géographique de son portefeuille de projets et aussi en mettant de l'emphase sur les projets renouvelables à faible incidence, les CAÉs à long terme à prix fixe, ses antécédents solides et l'expérience de son équipe de direction.

La sensibilisation accrue et les préoccupations sur les questions liées au changement climatique, l'accès à l'énergie propre, la sécurité énergétique, l'efficacité énergétique et les impacts environnementaux des combustibles fossiles traditionnels poussent les gouvernements du monde à augmenter leur demande et à s'engager au développement de l'approvisionnement en énergie renouvelable. En outre, la compétitivité de la production d'énergie renouvelable a augmenté de façon significative au cours de la dernière décennie, principalement en raison d'avancées technologiques et de la baisse des coûts des principales composantes. Par conséquent, la société estime que les perspectives pour l'industrie des énergies renouvelables sont prometteuses.

Dépendance économique

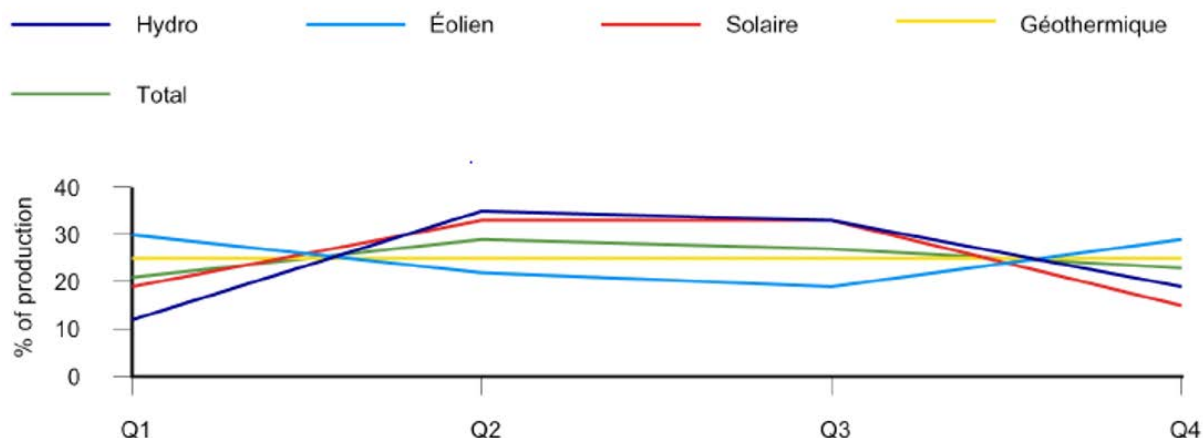
La société ne croit pas dépendre en grande partie d'une seule entente contractuelle. Cependant, la société a relevé trois clients importants. Les ventes par la société à ces trois clients importants, aux termes de ses divers CAÉ, représentent plus de 10 % de ses revenus en 2017 de 400,3 millions de dollars (292,8 millions de dollars en 2016) :

Clients majeurs	Notation de crédit de Standard & Poor's	Secteur	Revenus pour l'exercice terminé	
			31 décembre 2017 M\$	31 décembre 2016 M\$
BC Hydro	AAA	Production 54,4hydroélectrique	155,8	139,0
Hydro-Québec	A+	Production hydroélectrique et éolienne	154,4	102,9
Électricité de France	A-	Production éolienne	50,0	8,6

Caractère saisonnier et cyclique

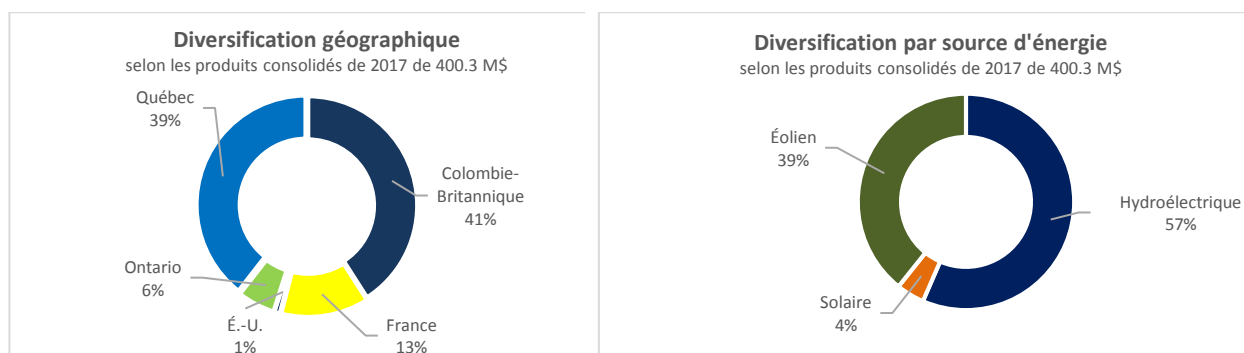
L'industrie de l'énergie renouvelable est saisonnière en raison de la dépendance de l'industrie envers les conditions météorologiques pour la disponibilité des ressources en eau, éoliennes et la lumière du soleil pour la production d'électricité.

Saisonnalité de la production par source d'énergie



La production moyenne à long terme consolidée est la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 21 février 2018. La PMLT est présentée conformément aux règles comptables de constatation des produits aux termes des IFRS et exclut la production des installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

La société a limité les effets du caractère saisonnier de l'industrie par la diversité géographique de ses installations et projets (soit au Canada dans les provinces de Québec, de la Colombie-Britannique et d'Ontario, en France et aux États-Unis, tel que présenté ci-dessous au 31 décembre 2017). Ces centrales et projets offrent également un mélange de ressources énergétiques, fournissant une plus grande diversification et réduisant ainsi la dépendance de la société envers une seule ressource et une seule région donnée.



Avec la clôture de l'acquisition d'Alterra le 6 février 2018, la société a augmenté sa diversification géographique et ses sources d'énergie avec l'ajout de deux parcs solaires aux États-Unis, deux parcs éoliens, un aux États-Unis et un en C.-B. et de deux centrales géothermiques en Islande. Le secteur de l'énergie renouvelable est aussi, par nature, cyclique en raison du degré élevé de corrélation entre la demande en électricité et les conditions économiques générales. La société a réduit son exposition au caractère cyclique de l'industrie en raison du fait que la durée de vie restante moyenne pondérée des CAÉ pour les installations en exploitation de la société était de 17,5 ans au 21 février 2018 (basé sur le montant brut de la production moyenne à long terme), réduisant ainsi l'exposition de la société aux variations de la demande et du prix de l'électricité.

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET DE L'ACTIF DE LA SOCIÉTÉ

Vue d'ensemble – Information sectorielle

Au 31 décembre 2017, la société comptait quatre secteurs opérationnels : la production d'énergie hydroélectrique, la production d'énergie éolienne, la production d'énergie solaire et l'aménagement des emplacements. Par l'entremise de ces quatre secteurs opérationnels, la société vend l'électricité produite par ses centrales hydroélectriques, ses parcs éoliens et son parc solaire en exploitation à des entreprises de services publiques. La production et les produits enregistrés par le secteur de l'aménagement des emplacements sont attribuables aux huit éoliennes en service au parc éolien Rougemont-2 pendant les mois d'octobre et de novembre 2017. La mise en service complète de ce parc éolien a eu lieu le 1^{er} décembre 2017, et la production a ensuite été attribuée au secteur de production d'énergie éolienne. Par l'entremise de son secteur de l'aménagement des emplacements, la société analyse des sites potentiels et aménage des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et solaires jusqu'au stade de la mise en service.

Produits opérationnels par secteurs				
Secteurs opérationnels	Produits opérationnels 2017		Produits opérationnels 2016	
	M \$	% du total des produits	M \$	% du total des produits
Production d'énergie hydroélectrique	226 211	56,5%	211 881	72 %
Production d'énergie éolienne	155 307	38,8%	63 238	22 %
Production d'énergie solaire	16 824	4,2%	17 666	6%
Aménagement des emplacements	1 921	0,5%	-	-

Portefeuille d'actifs

Au 21 février 2018, le portefeuille de la société se compose de participations dans quatre groupes de projets de production d'énergie : i) les 63 installations qui ont été mises en service commercial (les « **installations en exploitation** »); ii) 2 projets en dernier stade de développement qui sont en construction (les « **projets en développement** »); et iii) les nombreux projets qui sont à différentes étapes de développement, dont certains sont ciblés pour les demandes actuelles et futures précises de DDP ou des programmes d'offre standard ou sont ciblés pour des CAÉ négociés avec les services publics, des entreprises financières, commerciales et de détail ou divers arrangements (les « **projets potentiels** »).

La société prévoit continuer à détenir et à exploiter ses projets en développement et projets potentiels au fur et à mesure qu'ils deviennent opérationnels et à favoriser les partenariats avec des partenaires communautaires ou financiers ou stratégiques.

La société collabore souvent avec un partenaire lorsqu'elle enquête sur des projets potentiels, des acquisitions potentielles ou prépare des projets en réponse à une DDP. Dans un tel cas, la société et le partenaire stratégique partagent généralement la propriété de ces projets.

Installations en exploitation

Au 21 février 2018, nos installations en exploitation sont situées dans six marchés régionaux : les provinces de la Colombie-Britannique, d'Ontario et de Québec, en France, en Islande et aux États-Unis. La société détient la propriété exclusive de 19 installations en exploitation. Toutes les autres installations sont détenues par l'intermédiaire de diverses entreprises avec des partenaires stratégiques ou des investisseurs. Le tableau à droite indique la puissance nette et brute des installations en exploitation de la société au 21 février 2018. La puissance nette représente la part proportionnelle de la puissance totale imputable à la société, en fonction de sa participation dans ces installations. La puissance restante est attribuable à la quote-part de propriété des partenaires.

Une grande majorité des installations en opérations de la société sous des CAÉs à prix fixe à long terme.

INSTALLATIONS EN EXPLOITATION AU 21 FÉVRIER 2018

Hydroélectrique	
Puissance brute	1 028,5 MW
Puissance nette	684,3 MW
Éolien	
Puissance brute	1 429,4 MW
Puissance nette	670,7 MW
Géothermique	
Puissance brute	174,0 MW
Puissance nette	93,8 MW
Solaire	
Puissance brute	53,7 MW
Puissance nette	53,0 MW
Total:	
Puissance brute	2 685,6 MW
Puissance nette	1 501,8 MW

Centrales hydroélectriques en exploitation

En date du 21 février 2018, la société détient des participations dans 34 centrales hydroélectriques en exploitation totalisant une puissance installée nette de 684,3 MW (puissance brute de 1 028,5 MW) dont 9 sont situées dans la province de Québec, 3 en Ontario, 21 en Colombie-Britannique et une dans l'État de l'Idaho, aux États-Unis. La majorité sont entièrement automatisées et peuvent être exploitées localement ou à distance.

Centrales hydroélectriques situées au Québec

Les 9 installations de production hydroélectrique au fil de l'eau de la société situées au Québec ont une puissance installée de 136,6 MW et sont plus amplement décrites dans le tableau suivant.

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES SITUÉES AU QUÉBEC						
Nom des centrales	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT ¹⁾ (MWh)	Date de mise en service commercial	Durée du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ
Saint-Paulin	8,0	100 %	41 082	1994	20	2034
Windsor	5,5	100 %	31 000	1996	20	2036
Chaudière	24,0	100 %	116 651	1999	20	2019
Montmagny	2,1	100 %	8 000	1996	25	2021
Portneuf – 1	8,0	100 %	40 822	1996	25	2021
Portneuf – 2	9,9	100 %	68 496	1996	25	2021
Portneuf – 3	8,0	100 %	42 379	1996	25	2021
Magpie	40,6	99,996 %	185 000	2007	25	2032
SM-1	8,5	50,01 %	166 500	1993	25	2018
	22,0			2002	25	2027
Total :	136,6		699 930			

1) MLT : Moyenne à long terme

Transfert de la propriété de la centrale lors de la résiliation des baux ou la fin des CAÉ à l'égard de certaines centrales décrites ci-dessus

- Le site de la centrale Saint-Paulin est soumis à un bail superficiaire venant à échéance en 2034. À l'expiration de ce bail, la centrale Saint-Paulin et les autres améliorations construites sur le site deviendront la propriété du propriétaire bénéficiaire du site.
- Le site de la centrale Windsor et les forces hydrauliques sont soumis à un bail emphytéotique venant à échéance en 2036 et lors de l'expiration du bail emphytéotique, la centrale Windsor et les autres améliorations construites sur le site deviendront la propriété du propriétaire du site.
- Les centrales Portneuf sont soumises à un bail emphytéotique venant à échéance en décembre 2025, lequel peut être renouvelé pour une période additionnelle de 25 ans et à l'expiration ou la résiliation du bail emphytéotique, les centrales Portneuf et les autres améliorations construites sur le site deviendront la propriété du locateur.
- À l'expiration du bail en 2032, la centrale Magpie et les autres améliorations construites sur le site deviendront la propriété du ministre délégué aux Ressources naturelles et à la Faune et du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, à moins qu'ils ne renoncent à ce droit.

Centrales hydroélectriques situées en Ontario

La société détient des intérêts dans trois centrales hydroélectriques au fil de l'eau situées en Ontario totalisant une puissance globale de 36 MW et sont plus amplement décrites dans le tableau suivant.

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES SITUÉES EN ONTARIO						
Nom des centrales	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT ¹⁾²⁾ (MWh)	Date de mise en service commercial	Durée du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ
Glen Miller	8,0	100 %	41 606	2005	20	2025
Umbata Falls	23,0	49 %	53 461	2008	20	2028
Batawa	5,0	100 %	32 938	1999	30	2029
Total:	36,0		128 005			

1) La centrale Umbata Falls représente 49 % de la production.

2) MLT : Moyenne à long terme.

Transfert de la propriété de la centrale lors de la résiliation des baux ou la fin des CAÉ à l'égard de certaines centrales décrites ci-dessus

- À l'expiration du bail, la centrale Glen Miller sera transférée au locateur sans autre contrepartie.
- Vingt-cinq ans après la date de mise en service commercial, Umbata Falls LP sera dissoute et ses biens et actifs seront transférés aux Ojibways de la Première Nation de Pic River.

Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique

La société détient des participations dans 21 centrales hydroélectriques au fil de l'eau en Colombie-Britannique totalisant une puissance combinée installée de 846,4 MW et sont plus amplement décrites dans le tableau suivant.

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES SITUÉES EN COLOMBIE-BRITANNIQUE						
Nom des centrales	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT ¹⁾²⁾ (MWh)	Date de COD	Durée du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ
Brown Lake	7,2	100 %	51 800	1996	20	2016 ²⁾
Miller Creek	33,0	100 %	102 795	2003	20	2023
Rutherford Creek	49,9	100 %	180 000	2004	20	2024
Ashlu Creek	49,9	100 %	265 000	2009	40	2039
East Toba	147	40 % ³⁾	468 222	2010	35	2045
Montrose Creek	88	40 % ³⁾	245 871	2010	35	2045
Douglas Creek	27,0	50,0024 %	92 610	2009	40	2049
Fire Creek	23,0	50,0024 %	94 175	2009	40	2049
Lamont Creek	27,0	50,0024 %	105 173	2009	40	2049
Stokke Creek	22,0	50,0024 %	87 990	2009	40	2049
Tipella Creek	18,0	50,0024 %	69 942	2009	40	2049
Upper Stave River	33,0	50,0024 %	144 406	2009	40	2049
Fitzsimmons Creek	7,5	66,67 %	33 000	2010	40	2050
Kwoiek Creek	49,9	50 %	223 400	2014	40	2054
Northwest Stave River	17,5	100 %	63 300	2013	40	2053
Tretheway Creek	21,2	100 %	81 000	2015	40	2055
Big Silver Creek	40,6	100 %	139 800	2016	40	2056
Jimmie Creek	62	51 %	166 512	2016	40	2056
Upper Lillooet River	81,4	66,67 %	334 200	2017	40	2057
Boulder Creek	25,3	66,67 %	92 500	2017	40	2057
Walden	16,0	51 %	35 000	1993	ND ⁴⁾	ND ⁴⁾
Total :	846,4		3 076 497			

1) MLT : Moyenne à long terme.

2) Le renouvellement est en négociation. Les ventes continuent sous des contrats de prolongation à court terme consécutifs avec BC Hydro.

3) La société détient une part économique de 40% de la participation (participation de 51% de la part économique augmentera à 51% en 2045).

4) ND signifie non divulgué.

Transfert de la propriété de la centrale lors de la résiliation des baux ou la fin des CAÉ à l'égard de certaines centrales décrites ci-dessus

- Quarante ans après la date de mise en service commercial, les actifs de la centrale Ashlu Creek seront transférés à la Première Nation Squamish moyennant un prix nominal.
- Au 60^e anniversaire de la date de mise en service commercial de la centrale Douglas Creek, la propriété de celle-ci sera transférée à la Première Nation Douglas (« PND ») sans autre contrepartie.
- Au 60^e anniversaire de la date de mise en service commercial de la centrale Tipella Creek, la propriété de celle-ci sera transférée à la PND sans autre contrepartie.
- Quarante ans après la date de mise en service commercial de la centrale Kwoiek Creek, les participations de la société seront transférées à Kwoiek Creek Resources Inc. Par la suite, la société recevra une redevance fondée sur un pourcentage des produits bruts moins les coûts d'exploitation.
- À l'expiration du CAÉ de la centrale Tretheway Creek, la société transférera une participation de 50 % dans la centrale à la Bande indienne Chehalis.
- En 2056, la société vendra à Cayoose Creek Development Corporation 50 % des parts ordinaires qu'elle détient dans Cayoose Creek Power Limited Partnership pour 1 \$ ainsi que ses participations dans le commandité, Cayoose Creek Power Inc.

- Après 35 ans d'exploitation des projets East Toba et Montrose Creek, l'intérêt financier de la société augmentera de 40 % à 51 % sans contrepartie supplémentaire et celui d'Axium Toba Montrose Holding Inc. diminuera de 60 % à 49 %.
- Aux termes du Impacts and Benefits Agreement, à tout moment entre la 36e et 50e année après la mise en service commerciale, pour les projets East Toba, Montrose Creek et Jimmie Creek, les groupes des Premières Nations pourront exercer leurs options d'acquiescer un intérêt nominal dans la société en commandite qui détient ces projets.

Informations additionnelles sur les centrales en exploitation Harrison

La société est indirectement propriétaire d'une participation de 50,0024 % dans les centrales hydroélectriques au fil de l'eau en exploitation Douglas Creek, Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River qui ont une capacité installée brute combinée de 150 MW (les « centrales en exploitation Harrison ») par la propriété de 50,0024 % des parts de société en commandite de Harrison Hydro Limited Partnership (« HHLP »), et la propriété de 50 % des actions de Cloudworks Holdings Inc. (« CHI »), l'actionnaire unique d'Harrison Hydro Inc., le commandité de HHLP.

Centrale hydroélectrique située dans l'État de l'Idaho, États-Unis

La société détient une participation dans une centrale hydroélectrique au fil de l'eau en Idaho d'une puissance installée de 9,5 MW et est plus amplement décrite dans le tableau suivant.

CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE SITUÉE DANS L'ÉTAT DE L'IDAHO, ÉTATS-UNIS						
Nom de la centrale	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT ¹⁾ (MWh)	Date de mise en service commercial	Durée du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ
Horseshoe Bend	9,5	100 %	46 800	1995	35	2030

1) MLT : Moyenne à long terme.

Parcs éoliens en exploitation

Au 21 février 2018, la société détient des participations dans 24 parcs éoliens en exploitation d'une puissance installée nette globale de 670,7 MW (puissance brute de 1 429,4 MW) dont 7 sont situés dans la province de Québec et 1 en C.-B., 10 en France et 1 aux États-Unis.

Parcs éoliens situés au Québec

La société détient des participations dans 7 parcs éoliens situés dans la province de Québec d'une puissance installée nette globale de 311,3 MW et sont plus amplement décrites dans le tableau suivant.

PARCS ÉOLIENS SITUÉS AU QUÉBEC						
Nom des parcs éoliens	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT ¹⁾²⁾ (MWh)	Date de mise en service commercial	Durée du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ
Baie-des-Sables	109,5	38 %	113 360	2006	20	2026
L'Anse-à-Valleau	100,5	38 %	113 240	2007	20	2027
Carleton	109,5	38 %	129 398	2008	20	2028
Montagne Sèche	58,5	38 %	73 492	2011	20	2031
Gros-Morne	211,5	38 %	247 000	2011 2012 ³⁾	21	2032
Viger-Denonville	24,6	50 %	36 200	2013	20	2033
Mesgi'g Ugju's'n	150,0	50 %	562 500	2016	20	2036
Total:	764,1		1 275 190			

1) Conformément aux règles de constatation des produits aux termes des IFRS, à l'exception du parc éolien Viger-Denonville où elle représente 50 % de la production moyenne à long terme.

2) MLT : Moyenne à long terme.

3) La construction du parc éolien Gros-Morne a été réalisée en deux phases. La phase I de 100,5 MW a été mise en service commercial en 2011 et la phase II de 111 MW en 2012.

Parc éolien situé en Colombie-Britannique

La société détient une participation dans un parc éolien situé dans la province de la Colombie-Britannique d'une puissance installée nette de 37 MW et est plus amplement décrit dans le tableau suivant.

PARCS ÉOLIENS SITUÉS EN COLOMBIE-BRITANNIQUE						
Nom des parcs éoliens	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT ¹⁾ (MWh)	Date de mise en service commercial	Durée du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ
Dokie1	144	25,5 %	302 984	2011	2	2036

1) MLT : Moyenne à long terme.

Parcs éoliens situés en France

Au 21 février 2018, la société détient des participations dans 15 parcs éoliens situés en France d'une puissance installée nette globale de 220,7 MW et sont plus amplement décrites dans le tableau suivant.

PARCS ÉOLIENS SITUÉS EN FRANCE						
Nom des parcs éoliens	Puissance brute (MW)	Participations	Production estimative MLT ¹⁾ (MWh)	Date de mise en service commercial	Durée du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ
Longueval	10,0	69,55 %	18 350	2009	15	2024
Porcien	10,0	69,55 %	19 050	2009	15	2024
Antoigne	8,0	69,55 %	16 000	2010	15	2025
Vallottes	12,0	69,55 %	25 100	2010	15	2025
Bois d'Anchat	10,0	69,55 %	22 000	2014	15	2029
Cholletz	11,8	69,55 %	21 800	2015	15	2030
Beaumont	25,0	69,55 %	47 100	2015	15	2030
Montjean	12,0	69,55 %	36 400	2016	15	2031
Theil-Rabier	12,0	69,55 %	37 600	2016	15	2031
Yonne	44,0	69,55 %	100 400	2017	15	2032
Rougemont-1	36,1	69,55 %	84 720	2017	15	2032
Rougemont-2	44,5	69,55 %	100 340	2017	15	2032
Vaite	38,9	69,55 %	93 140	2017	15	2032
Les Renardières	21,0	69,55 %	52 427	2017	15	2032
Plan Fleury	22,0	69,55 %	65 266	2017	15	2032
Total:	317,3		739 693			

1) MLT : Moyenne à long terme.

Parc éolien situé aux États-Unis

Au 21 février 2018, la société détient une participation dans 1 parc éolien situé aux États-Unis d'une puissance installée nette de 102 MW et est plus amplement décrite dans le tableau suivant.

PARC ÉOLIEN SITUÉ AUX ÉTATS-UNIS						
Nom du parc éolien	Puissance brute (MW)	Participation ¹⁾	Production estimative MLT ²⁾ (MWh)	Date de mise en service commercial	Durée du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ ⁽¹⁾
Shannon	204	50 %	713 806	2016	13	2029

1) Ici et ailleurs, la participation dans Shannon correspond à la tranche de la participation de parrain de la société. La société exploite et détient une participation de parrain de 50% dans Shannon et l'autre tranche de 50% de la participation de parrain et la fiscale est détenue par des tiers.

2) MLT : Moyenne à long terme.

Parcs solaires en exploitation

Au 21 février 2018, la société détient des participations dans 3 parcs solaires d'une puissance installée nette globale de 53,7 MW et sont plus amplement décrites dans le tableau suivant.

Parc solaire situé en Ontario

La société détient une participation dans un parc solaire situé en Ontario totalisant une puissance installée de 33,2 MW et est plus amplement décrite dans le tableau suivant.

PARC SOLAIRE SITUÉ EN ONTARIO						
Nom du parc solaire	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT ¹⁾ (MWh)	Date de mise en service commercial	Durée du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ
Stardale	33,2	100 %	37 627	2012	20	2032

1) MLT : Moyenne à long terme.

Parcs solaires situés aux États-Unis

La société détient des participations dans deux parcs solaires situés aux États-Unis totalisant une puissance globale installée nette de 19,8 MW et sont plus amplement décrites dans le tableau suivant.

PARC SOLAIRE SITUÉ AUX ÉTATS-UNIS						
Nom du parc solaire	Puissance brute (MW)	Participations ¹⁾	Production estimative MLT ²⁾ (MWh)	Date de mise en service commercial	Durée du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ
Kokomo	7	90 %	9 797	2016	20	2036
Spartan	13,5	100 %	14 893	2017	25	2042
Total:	20,5		24 960			

1) Ici et ailleurs, les participations dans Kokomo et Spartan correspondent à la tranche de la participation de parrain de la société. À Spartan, la société exploite et détient une participation de 100%, la participation fiscale étant détenue par un tiers. À Kokomo, la société exploite et détient une participation de 90% et le reste de la participation de parrain et fiscale étant détenu par des tiers.

2) MLT : Moyenne à long terme.

Centrales géothermiques en exploitation

Centrales géothermiques situées en Islande

Au 21 février 2018, la société détient des participations dans 2 centrales géothermiques en exploitation d'une puissance installée nette globale de 93,8 MW et sont plus amplement décrites dans le tableau suivant.

CENTRALES GÉOTHERMIQUES EN ISLANDE						
Nom des centrales géothermiques	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT ¹⁾ (MWh)	Date de mise en service commercial	Durée du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ
Reyjanes (1&2)	100	53,9 %	709 560	2006	-	2026
Svartsengi	74	53,9 %	569 400	1978	-	2016
Total:	174		1 278 960			

1) MLT : Moyenne à long terme.

Projets en développement

À la date de la présente notice annuelle, la société détenait des participations dans 2 projets en développement en construction qui représentent une puissance installée potentielle nette totale de 107,4 MW (puissance brute de 210 MW). Tous les projets en développement sont présentés dans le tableau suivant et sont plus amplement décrits ci-après :

Pays	Projets	Puissance installée brute prévue (MW)	Participation ¹⁾	Production brute estimative MLT ²⁾³⁾ (MWh)	Date de mise en service commercial prévue	Expiration du CAÉ
Projet hydroélectrique						
Islande	Brúarvirkjun	10	53,9 %	80 000	2020	Divers ⁴⁾
Projet éolien						
États-Unis	Flat Top	200	51 %	872 900	2018	2031 ⁵⁾
Total		210		952 900		

- 1) Ici et ailleurs, la participation dans Flat Top correspond à la tranche de la participation de parrain de la société. À Flat Top, la société exploite et détient une participation de 51% et le reste de la participation de parrain à 49% et, après l'achèvement de la construction, de la participation fiscale est détenu par des tiers.
- 2) Cette information est destinée à informer le lecteur de l'impact potentiel des projets sur les résultats de la société. Les résultats réels peuvent différer. Voir « Mise en garde au sujet des énoncés prospectifs ».
- 3) MLT : Moyenne à long terme.
- 4) Un mélange de contrats commerciaux et détails à court et long termes.
- 5) Reflète la teneur d'une entente de couverture énergétique.

Projet hydroélectrique en développement

Projet Brúarvirkjun (Islande - propriété de 53,9 %)

Description

Le projet Brúarvirkjun est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau avec une puissance installée prévue de 10 MW située au Túngufljot River en Islande. Ce projet a été acquis dans le cadre de l'acquisition d'Alterra qui a été complétée le 6 février 2018. La première phase de la construction a débuté en août 2017 et la mise en service commercial du projet est prévue au début de 2020. HS Orka hf (« **HS Orka** »), qui est détenue par la société à 53,9 %, détient un intérêt de 100 % dans le projet Brúarvirkjun.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

En 2016, le projet Brúarvirkjun a achevé son évaluation des incidences sur l'environnement. Les droits d'utilisation d'eau, les contrats de terrains et les permis d'exploration sont également en place. Le projet a aussi exécuté une planification de projet et une conception préliminaire sur la prise d'eau, la conduite forcée et la centrale en vue de la construction.

Contrat d'achat d'électricité

Le projet Brúarvirkjun vendra l'énergie qu'il produit à diverses parties dans le cadre des contrats de HS Orka et sur le marché libre.

Projet éolien en développement

Projet Flat Top (États-Unis – participation de parrain de 51 %)

Description

Le Projet Flat Top est un projet éolien de 200 MW situé dans les comtés de Comanche et Mills, au Texas. Il consiste en 100 éoliennes de V110-2.0 MW, qui font partie de la plate-forme de turbines de 2 MW Vestas et la mise en service commercial et prévue durant la première partie de 2018. Ce projet a été acquis dans le cadre de l'acquisition d'Alterra qui a été complétée le 6 février 2018.

Droits d'utilisation des sites

En 2016, le projet est à un stade avancé quant aux activités de développement usuelles incluant des activités de construction sur place et hors site afin d'assurer que le projet sera admissible aux crédits d'impôts de production américaine. Le projet a obtenu tous les droits immobiliers, les permis importants et a réalisé les études archéologiques et environnementales sur le site. La construction est bien avancée, toutes les composantes sur place, les travaux routiers, l'édifice de maintenance et la ligne de transmission étant achevés et la mise en service des turbines en cours.

Contrat d'achat d'électricité

Le projet Flat Top a l'obligation contractuelle de vendre à un membre du groupe de Citi la majorité de sa production énergétique en vertu d'une convention de couverture énergétique de 13 ans.

Projets potentiels

Tous les projets potentiels, qui représentent une puissance installée nette combinée potentielle de 8 530 MW (puissance brute de 9 200 MW), sont à différents stades de développement. Certains projets potentiels visent des DDP actuelles et futures, comme la demande de manifestation d'intérêt d'entreprise autochtone visant un total de 200 MW de projets d'énergie renouvelable dans la province de la Saskatchewan. D'autres projets potentiels sont maintenus ou se poursuivent et pourront faire l'objet de DDP futures qui ne sont pas encore annoncées ou visent des contrats d'achat d'électricité négociés avec des sociétés de services publics ou d'autres contreparties solvables au Canada ou dans d'autres pays comme la France, les États-Unis et l'Islande. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des projets potentiels sera réalisé.

Même si la société est propriétaire exclusif de presque tous les projets potentiels, il est probable que la société partage, à terme, ses participations dans l'un ou plusieurs de ces projets potentiels avec un partenaire stratégique.

Actifs incorporels

Les actifs incorporels de la société se composent principalement de divers CAÉ, permis et licences. La société a enregistré 654,1 millions de dollars en actifs incorporels au 31 décembre 2017. Les actifs incorporels de la société sont liés aux secteurs suivants :

Secteurs	Production d'énergie hydroélectrique (M\$)	Production d'énergie éolienne (M\$)	Production d'énergie solaire (M\$)	Développement de sites (M\$)	Total (M\$)
Valeur nette au 31 décembre 2017	410,5	236,8	6,8	-	654,1

Effets financiers et opérationnels des exigences de Protection de l'environnement

La plupart des coûts liés aux exigences relatives à la protection de l'environnement sont engagés par la société aux phases d'aménagement et de construction d'un projet d'énergie renouvelable. Par conséquent, ces frais sont capitalisés relativement au projet, lorsqu'un CAÉ est obtenu à l'égard du projet ou s'il s'agit d'un projet admissible dans le cadre d'un POS et suffisamment avancé pour avoir un haut degré de confiance qu'il se réalisera, et amortis une fois que celui-ci est fonctionnel, ou ils sont imputés aux bénéficiaires si le projet ne va pas de l'avant. Ces frais varient d'un projet à l'autre. Toutefois, pour que la direction réalise un projet, celui-ci doit soutenir un rendement prédéterminé sur les dépenses en immobilisations, y compris les frais de protection de l'environnement capitalisés. La société engage des frais continus liés aux exigences en matière de protection de l'environnement pour les installations en exploitation, lesquels sont imputés aux frais d'exploitation à mesure qu'ils sont engagés.

Personnel

Au 31 décembre 2017, la société comptait 162 employés (excluant les 48 employés de Cartier Énergie Éolienne). Ce personnel comprend 68 employés affectés aux activités d'exploitation et à l'entretien, 33 employés à l'aménagement et à la construction et 61 employés à l'administration, à la comptabilité, aux finances et aux affaires juridiques. Les opérations des secteurs isolables de la société sont exécutées par différentes équipes, car chaque secteur a des besoins de compétences différents. Avec la clôture de l'acquisition d'Alterra le 6 février 2018, la société comptait au total 327 employés (à l'exclusion des 48 employés de Cartier Énergie Éolienne). Les employés de la société possèdent les connaissances et les compétences spécialisées nécessaires pour mener à bonne fin les activités de la société. En outre, la société a la capacité de compléter son personnel interne grâce à l'utilisation efficace de consultants externes, au besoin.

Les politiques de protection sociale et environnementale

Innergex est un producteur indépendant chef de file canadien de l'énergie renouvelable engagé à produire exclusivement de l'énergie renouvelable. Nous développons, détenons et exploitons des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, des parcs éoliens, des parcs solaires photovoltaïques et des centrales géothermiques avec des opérations au Canada dans les provinces de Québec, d'Ontario et de la Colombie-Britannique, en France, aux États-Unis et maintenant en Islande. Notre équipe de direction est associée à l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990. Notre succès est fondé sur le développement de bons projets, qui sont acceptés par les collectivités locales, respectueux de l'environnement et économiquement viables.

Notre mission – Notre mission est d'augmenter notre production d'énergie renouvelable en développant et exploitant et en détenant des centrales de haute qualité tout en respectant l'environnement et l'équilibre entre les intérêts véritables des communautés hôtes, nos partenaires et nos investisseurs.

Notre croissance est solidement ancrée dans notre vision à long terme et notre mission et de nos valeurs. À l'avenir, notre approche qui a fait ses preuves continuera à nous guider dans la réalisation de notre vision à fournir de l'énergie durable pour un avenir plus vert.

Code de conduite et énoncé de mission relatif à la santé, la sécurité et l'environnement - La société a adopté et mis en œuvre un code de conduite et un énoncé de mission relatif à la santé et à la sécurité et à l'environnement. Ce code et cet énoncé ont été communiqués aux employés par diverses sessions de formation et de communication. Tous les administrateurs, dirigeants et employés de la société doivent signer et reconnaître le code de conduite.

L'objectif du code de conduite est de fournir des lignes directrices pour s'assurer que la réputation d'intégrité d'Innergex et la bonne citoyenneté d'entreprise soient maintenues grâce à l'adhésion à des normes éthiques élevées, soutenues par des relations ouvertes et honnêtes parmi les employés, actionnaires, administrateurs, fournisseurs, communautés d'accueil, partenaires et autres parties prenantes.

Le code de conduite prévoit que tous les employés veillent à ce que les activités de la société soient intégrées harmonieusement dans la communauté en ce qui concerne le patrimoine naturel et, en particulier, respectent les lois et règlements environnementaux applicables en tout temps, soutiennent le développement économique, social et culturel des communautés dans lesquelles la société exerce ses activités, coopèrent, dans la mesure du possible, avec les programmes mis en place pour le bien de la collectivité, atténuent l'impact environnemental des activités de la société, dans la mesure raisonnablement possible, et mettent en œuvre des mesures correctives, le cas échéant. Il vise également à prévenir le harcèlement et l'intimidation sur le lieu de travail, à favoriser un environnement de travail sans discrimination, la santé et la sécurité. Il aborde les situations telles que les conflits d'intérêts, les mesures de lutte contre la corruption et le maintien de la sécurité de l'information entre autres choses.

Les équipes en matière d'environnement et en santé et sécurité - La société dispose d'une équipe en matière d'environnement composée d'employés possédant des compétences et des connaissances spécialisées et a mis en place des procédures qui comportent des programmes de surveillance environnementale à long terme, des rapports et l'élaboration et la mise en œuvre des plans d'action d'urgence par rapport aux questions environnementales. La société dispose d'une équipe en matière de santé et sécurité avec des connaissances et des compétences spécialisées chargée de l'élaboration des politiques et des programmes de sécurité, du développement et de la prestation de formation sur l'environnement et la sécurité, de l'exécution d'audits internes, de la performance en matière de sécurité, du suivi et de la divulgation des risques, des événements ou des questions relatives à la sécurité et de la mise en œuvre d'un plan de mesures d'urgence. Le conseil d'administration surveille la conformité au code de conduite de la société et aux politiques sur la santé, la sécurité et l'environnement par le biais de rapports réguliers de la direction.

La politique de développement durable – Le 18 mars 2015, Innergex a adopté une politique de développement durable qui exprime bien l'engagement d'Innergex à l'intégration des considérations de développement durable dans tous les aspects de ses activités, y compris sa planification stratégique, la prise de décision, la gestion et les opérations.

FACTEURS DE RISQUE

Le texte qui suit présente certains des facteurs de risque relatifs à la société. L'information qui suit n'est qu'un sommaire de certains facteurs de risque et est donnée entièrement sous réserve des renseignements détaillés qui paraissent ailleurs dans la présente notice annuelle et doit être lue conjointement avec ces renseignements détaillés.

Capacité de la société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires

La stratégie de la société visant à créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à acquérir ou à développer des installations de production d'énergie de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie constants et un attrayant rendement du capital investi ajusté aux risques et de distribuer un dividende stable. Toutefois, rien ne garantit que la société soit en mesure d'acquérir ou de créer des installations de production d'énergie de haute qualité à des prix attrayants pour poursuivre sa croissance.

La mise en œuvre de cette stratégie exige une appréciation commerciale prudente, doit être réalisée au moment opportun et requiert également les ressources nécessaires pour effectuer le développement d'installations de production d'énergie. La société peut sous-estimer les coûts liés au développement des installations de production d'énergie jusqu'à leur mise en service commercial ou peut être incapable d'intégrer de façon efficace et en temps opportun les nouvelles acquisitions à ses activités existantes.

Capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux

Le développement futur et la construction de nouvelles installations ainsi que la croissance des projets en développement et des projets potentiels et les autres dépenses en immobilisations seront financés au moyen de l'encaisse générée par les activités de la société, d'emprunts ou de l'émission ou de la vente d'actions supplémentaires. Si les sources de capitaux externes, y compris l'émission de titres additionnels de la société, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité de la société d'effectuer les investissements nécessaires afin de construire de nouvelles installations ou d'entretenir des installations existantes ou futures serait compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables pour le financement du développement ou de l'expansion. Un grand nombre de projets d'énergie renouvelable seront réalisés au cours des prochaines années, ce qui aura des répercussions sur la disponibilité des capitaux. De plus, le versement de dividendes pourrait nuire à la capacité de la société de financer ses projets en cours et futurs.

De plus, les efforts de mobilisation de capitaux de la société pourraient comprendre l'émission et la vente d'actions ordinaires supplémentaires, ou de titres d'emprunt convertibles en actions ordinaires, lesquels pourraient, selon le prix auquel ils sont vendus ou convertis, avoir un effet dilutif important pour les porteurs des actions ordinaires de la société et une incidence négative sur le cours des actions ordinaires de la société.

Risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés sont conclus avec d'importantes institutions financières et leur efficacité dépend du rendement de ces institutions. Le défaut par l'une d'elles de remplir ses obligations pourrait comporter un risque de liquidité. Les risques de liquidité relatifs aux instruments financiers dérivés incluent aussi le règlement des contrats à terme sur obligations à leur date d'échéance et l'option de résiliation anticipée comprise dans certains swaps de taux d'intérêt et contrats de change. La société utilise les instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque de fluctuation des taux d'intérêt sur son financement par emprunt ou de fluctuation des devises étrangères ou du prix du marché de l'électricité. La société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

Variations des régimes hydrologiques, éoliens, des ressources géothermiques et solaires

La quantité d'énergie produite par les centrales hydroélectriques de la société est tributaire des débits d'eau. Il n'y a aucune certitude que la disponibilité à long terme de ces ressources demeurera inchangée. Les produits d'exploitation de la société pourraient être grandement touchés par des événements affectant les conditions hydrologiques des centrales hydroélectriques de la société, notamment les débits faibles ou élevés des cours d'eau sur lesquels les centrales hydroélectriques de la société sont situées. En cas d'inondations graves, les centrales hydroélectriques de la société pourraient être endommagées. Les ressources géothermiques par leur nature se détériorent au fil du temps. Il n'existe aucune garantie qu'il y aura suffisamment de fluides géothermiques pour maintenir la ressource ou que production d'énergie va permettre le maintien de la ressource tel que prévu actuellement. Par ailleurs, la quantité d'énergie produite par les parcs éoliens de la société sera tributaire du vent, qui varie naturellement. L'augmentation ou la diminution du vent à l'un des parcs éoliens au cours d'une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de ce parc ainsi que des produits d'exploitation et de la rentabilité de la société. Finalement, la quantité d'énergie devant être produite par les parcs solaires de la société sera tributaire de la disponibilité du rayonnement solaire, qui varie naturellement. Une diminution du régime solaire au parc solaire de la société sur une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de cette centrale ainsi que des produits d'exploitation et de la rentabilité de la société. Les variations des régimes hydrologiques, éoliens, des ressources géothermiques et solaires et leur prévisibilité peuvent également être touchés par les changements climatiques qui peuvent provoquer des changements imprévus dans les tendances historiques.

Délais et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets

Des retards et des dépassements de coûts peuvent survenir lors de la construction des projets en développement, le développement et la construction des projets potentiels et des projets futurs que la société entreprendra. Certains facteurs peuvent causer ces retards ou dépassements de coûts, notamment des retards dans l'obtention des permis, l'escalade des prix de la construction, des modifications des exigences d'ingénierie et de conception, le rendement des entrepreneurs, des conflits de travail, des intempéries et la disponibilité du financement. Même une fois achevée, une installation peut ne pas fonctionner comme prévu en raison de défauts de conception ou de fabrication, qui pourraient ne pas tous être couverts par une garantie. Un problème mécanique pourrait également se produire dans de l'équipement après l'expiration de la période de garantie, ce qui entraînerait une perte de production ainsi que des coûts de réparation. De plus, si les projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leur CAÉ, la société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

Capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants

L'obtention de nouveaux CAÉ, qui constitue une composante clé de la stratégie de croissance de la société, comporte certains risques en raison du milieu concurrentiel auquel la société est confrontée. La société s'attend à continuer de conclure des CAÉ relativement à la vente de son énergie, contrats qu'elle obtiendra principalement par l'intermédiaire de sa participation à des processus de demandes de propositions concurrentiels ou des négociations bilatérales. Au cours de ces processus et négociations, la société doit se mesurer aux concurrents, en l'occurrence des services publics de grande envergure et de petits producteurs d'énergie indépendants, dont certains possèdent des ressources, notamment financières, nettement supérieures à celles de la société. Rien ne garantit que la société choisie dans l'avenir à titre de fournisseur d'énergie à la suite d'une DDP en particulier, que la société aura du succès dans de telles négociations ou que des CAÉ existants soient renouvelés ou le seront moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs durées respectives.

Fluctuations touchant les prix de l'énergie éventuels

Si la société est incapable d'obtenir des CAÉ ou des couvertures énergétiques pour ses actifs en développement, ou de maintenir ou de renouveler les CAÉ pour ses actifs productifs ou contrat de vente pour 100 % de la production, la société peut être contrainte de vendre l'électricité produite au prix du marché. En outre, la majorité de la production du parc éolien Shannon est, et lorsque complété, le parc éolien Flat Top sera, vendue conformément à un contrat à long terme de couverture énergétique. Toute la production qui n'est pas vendue sous un contrat à long terme de couverture énergétique est assujettie aux prix des marchands. Si la société est incapable de produire suffisamment d'énergie pour satisfaire à ses obligations contractuelles en vertu des CAÉ, la société sera obligée d'acheter de l'énergie provenant de tiers aux prix des marchands. Si le point de règlement des contrats à long terme de couverture énergétique de la société diffère du point d'interconnexion, les ventes d'électricité en vertu de cette couverture énergétique seront assujetties aux risques de localisation. Cette différence potentielle de tarification est désignée comme étant « un différentiel de base ». Selon les particularités spécifiques aux couvertures énergétiques, un grand différentiel de base pourrait obliger la société à acheter de l'énergie de tiers aux prix des marchands, ou compléter autrement le différentiel de base au fournisseur de couverture énergétique. Les ventes d'électricité sous des couvertures énergétiques doivent également être vendues en blocs de périodes horaires. Si la production de la société au sein d'un bloc donné est insuffisante pour satisfaire à ses engagements contractuels, elle pourrait être tenue d'acheter l'électricité d'un tiers aux

prix des marchands afin de respecter ses engagements. Ce risque potentiel est désigné comme étant « risque de forme ».

Le prix du marché de l'électricité dans des territoires individuels peut être volatil et peut être incontrôlable. Si le prix de l'électricité devait baisser significativement, dans chacun des cas décrits ci-dessus, les perspectives économiques de l'exploitation des propriétés qui dépendent, en tout ou en partie, des prix des marchands, comme Shannon, Miller Creek, ou des propriétés en développement dans lesquelles la société détient une participation, pourraient être considérablement réduites ou non rentables. La société s'attend à ce que le projet Flat Top soit assujéti à des risques semblables. Une diminution importante de ces prix, ou une réduction non importante de ces prix avec l'impact de l'ensemble des risques décrits ci-dessus, pourrait avoir un effet défavorable important sur la situation financière de la société, en particulier, à l'égard du projet Shannon.

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

La propriété, la construction et l'exploitation d'actifs de production d'énergie de la société comportent un risque inhérent de responsabilité lié à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement, y compris le risque d'ordonnances imposées par le gouvernement afin de remédier à des conditions dangereuses et/ou de prendre des mesures correctives ou d'autres mesures relativement à la contamination de l'environnement, à des pénalités éventuelles pour avoir contrevenu aux lois, aux licences, aux permis et aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement et à une responsabilité civile éventuelle. La conformité aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement (et les modifications futures de celles-ci) et aux exigences des licences, des permis et des autres autorisations demeure importante pour les activités de la société. La société a engagé et continuera d'engager d'importantes dépenses en immobilisations et des dépenses d'exploitation afin de se conformer aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement et d'obtenir des licences, des permis et d'autres autorisations, et de s'y conformer, et d'évaluer et de gérer son risque de responsabilité éventuelle. Néanmoins, il est possible que la société devienne assujéti à des ordonnances gouvernementales, à des enquêtes, à des demandes de renseignements ou à d'autres instances (y compris des poursuites civiles) concernant des questions touchant la santé, la sécurité et l'environnement. Si l'un de ces événements survenait ou s'il y avait des modifications ou des ajouts aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement, aux licences, aux permis ou aux autres autorisations ou une application plus rigoureuse de ceux-ci, cela pourrait avoir une incidence importante sur l'exploitation et entraîner des dépenses supplémentaires importantes. Par conséquent, on ne peut garantir que d'autres questions concernant l'environnement et la santé et la sécurité des travailleurs ayant trait à des questions actuellement connues ou inconnues n'exigeront pas des dépenses imprévues ou n'entraîneront pas non plus des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements dans l'exploitation) importantes pour les activités et l'exploitation de la société.

Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations

La société participe à la construction et au développement de nouvelles installations de production d'énergie. Ces installations présentent une plus grande incertitude quant à leur rentabilité future que les installations actuellement en exploitation dont le rendement a été prouvé. Dans certains cas, bon nombre de facteurs ayant un effet sur les coûts n'ont pas encore été établis, notamment les paiements de redevances sur les terrains, les redevances d'utilisation d'eau ou les taxes municipales. La société est tenue, dans certains cas, d'avancer des fonds et de déposer des cautionnements d'exécution pendant l'aménagement de ces nouvelles installations. Si certaines de ces installations ne sont pas réalisées ou ne fonctionnent pas conformément aux spécifications, ou si des frais ou des taxes ou impôts imprévus sont engagés, cela pourrait nuire à la société.

Obtention de permis

À l'heure actuelle, la société ne détient pas toutes les approbations, les licences et les permis nécessaires à la construction et à l'exploitation des projets en développement ou des projets potentiels, y compris les approbations et les permis environnementaux nécessaires à la construction et à l'exploitation des projets en développement ou des projets potentiels. Tout manquement à obtenir les licences, les approbations ou les permis nécessaires, y compris les renouvellements ou les modifications de ceux-ci ou tout retard dans l'obtention de ces licences, approbations ou permis nécessaires, y compris des renouvellements ou des modifications de ceux-ci, pourrait entraîner un retard dans la construction des projets en développement ou des projets potentiels ou faire en sorte que ceux-ci ne soient pas terminés ou commencés. Rien ne garantit que l'un des projets potentiels résulte en une installation en opération.

En outre, des retards peuvent survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires pour les projets énergétiques futurs.

De temps à autre, et de façon à prendre en compte les longs délais d'approvisionnement souvent associés à la fourniture de l'équipement, la société peut commander de l'équipement et effectuer des dépôts sur celui-ci, ou faire avancer des projets avant d'avoir obtenu tous les permis et toutes les licences nécessaires. La société n'entreprend de telles actions que lorsqu'elle croit raisonnablement que ces permis ou licences seront émis en temps utile, préalablement à l'obligation de déboursier le montant intégral du prix d'achat. Toutefois, tout retard dans l'octroi de ces permis ou licences pourrait nuire à la société.

Les permis environnementaux devant être émis relativement à l'un des projets en développement ou projets potentiels peuvent contenir des conditions qui doivent être remplies avant l'obtention d'un CAÉ, le début de la construction, au cours de la construction, et pendant et après l'exploitation des projets en développement. Il est impossible de prédire les conditions imposées par ces permis ou le coût de toute mesure d'atténuation exigée par ces permis.

Défaillance de l'équipement ou activités d'entretien et d'exploitation imprévues

Les installations de la société sont assujetties au risque de défaillance d'équipement attribuable à la détérioration du bien en raison notamment de l'usage ou de l'âge, à un défaut caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'exploitant, entre autres choses. Si l'équipement d'une installation exige des temps d'arrêt plus longs que prévu pour l'entretien et la réparation, ou si la production d'électricité est perturbée pour d'autres motifs, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la société pourraient être touchés de manière défavorable.

Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au refinancement

Les fluctuations des taux d'intérêt constituent une préoccupation particulièrement importante dans un secteur qui exige beaucoup d'investissements, comme le secteur de l'énergie électrique. La société est exposée aux risques liés aux taux d'intérêt et au refinancement de la dette à l'égard des facilités de crédit bancaire à taux variable utilisées pour les financements de construction et à long terme. La capacité de la société de refinancer à des conditions favorables la dette dépend des conditions des marchés des capitaux d'emprunt, qui sont de nature variable et difficiles à prévoir.

Effet de levier financier et clauses restrictives régissant les dettes actuelles et futures

Les activités de la société et de ses filiales sont assujetties à certaines restrictions contractuelles contenues dans les documents régissant ses dettes actuelles et futures. Le niveau d'endettement de la société et de ses filiales pourrait avoir d'importantes conséquences pour les actionnaires, notamment les suivantes : i) la capacité de la société et de ses filiales d'obtenir à l'avenir un financement supplémentaire pour son fonds de roulement, ses dépenses en immobilisations, ses acquisitions ou ses autres projets en développement pourrait être restreinte; ii) la société et ses filiales pourraient devoir affecter une partie importante des flux de trésorerie qu'elles tireront de leurs activités au paiement du capital et des intérêts sur leur dette, ce qui réduirait les fonds disponibles pour leurs activités futures; iii) certains des emprunts de la société et de ses filiales seront à des taux d'intérêt variables, ce qui les exposera au risque de l'augmentation des taux d'intérêt; et iv) la société et ses filiales pourront être plus vulnérables aux ralentissements de l'économie et limitées dans leur capacité à se mesurer à la concurrence.

La société et ses filiales sont assujetties à des restrictions financières et d'exploitation en raison de clauses restrictives figurant dans certains contrats de financement, de sûreté et de prêt. Ces clauses restrictives imposent des restrictions ou limitent la capacité de la société et de ses filiales, entre autres, à contracter des dettes supplémentaires, à fournir des garanties relatives à la dette, à créer des charges, à aliéner des actifs, à effectuer des liquidations, dissolutions, fusions, regroupements ou à mettre en vigueur toute restructuration générale ou du capital, à verser des distributions ou à des dividendes, à émettre des titres de participation et à créer des filiales. Ces restrictions peuvent limiter la capacité de la société et de ses filiales à obtenir du financement supplémentaire, à résister au fléchissement des activités de la société et de ses filiales et à tirer profit d'occasions d'affaires. De plus, la société et ses filiales peuvent être tenues d'obtenir un financement par emprunt supplémentaire selon des modalités comportant des clauses plus restrictives, exigeant un remboursement anticipé ou imposant d'autres obligations qui limitent la capacité de la société et de ses filiales de faire croître leur entreprise, d'acquérir les actifs ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables par la société ou ses filiales.

Possibilité que la société ne déclare ni ne verse un dividende

Les porteurs d'actions ordinaires, d'actions série A et d'actions série C n'ont pas le droit de recevoir de dividendes sur ces actions sauf si le conseil d'administration en déclare. La déclaration de dividendes est à la discrétion du conseil d'administration même si la société dispose de suffisamment de fonds, déduction faite des dettes, pour verser ces dividendes.

La société peut ne pas déclarer ni verser un dividende si l'encaisse de la société disponible pour distribution n'est pas suffisante ou si elle a des motifs raisonnables de croire i) que la société ne peut, ou ne pourrait de ce fait, acquitter son passif à échéance; ou ii) que la valeur de réalisation de son actif serait, de ce fait, inférieure au total de son passif et du capital déclaré de ses actions en circulation.

Possibles responsabilités non divulguées liées à l'acquisition d'Alterra

Il est possible que la société n'ait pas détecté dans son contrôle préalable à la réalisation de l'acquisition d'Alterra des responsabilités et des éventualités pour lesquelles la société pourrait ne pas être indemnisée. Les découvertes de quelque responsabilité ou éventualité importante à l'égard de l'activité d'Alterra après l'acquisition d'Alterra pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de la société.

Impossibilité de réaliser les avantages prévus de l'acquisition d'Alterra

La société est d'avis que l'acquisition d'Alterra lui apportera des avantages. Cependant, il y a un risque qu'une partie ou la totalité des avantages prévus ne se matérialise pas ou ne se matérialise pas dans les délais prévus par la direction de la société. La réalisation de ces avantages peut être touchée par un certain nombre de facteurs, dont plusieurs sont indépendants de la volonté de la société.

Intégration de l'acquisition d'Alterra

L'intégration de l'équipe, des activités, des opérations et des centrales d'Alterra peut se révéler un défi important, et la direction de la société pourrait être incapable de mener à bien l'intégration avec succès ou pourrait être tenue d'investir des sommes importantes. Rien ne garantit que la direction sera en mesure d'intégrer avec succès l'équipe, les activités et les centrales d'Alterra ou de bénéficier pleinement de tous les avantages attendus de l'acquisition d'Alterra.

Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité des sources renouvelables par des producteurs indépendants

Le développement et la croissance de l'énergie renouvelable dépend du soutien, des politiques et des mesures incitatives gouvernementaux. Plusieurs gouvernements provinciaux ont mis en place des normes de portefeuille, crédit d'impôt et autres incitatifs pour augmenter la part d'énergie renouvelable dans leur bouquet énergétique de production d'électricité afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au cours du temps. Il existe un risque que le soutien gouvernemental offrant des mesures incitatives pour les énergies renouvelables change à tout moment et que l'augmentation supplémentaire de l'approvisionnement de projets d'énergie renouvelable auprès de producteurs d'énergie indépendants soit réduite ou suspendue à tout moment. En conséquence, la société pourrait faire face à une capacité réduite pour développer ses projets potentiels et pourrait subir des radiations importantes de projets potentiels.

Variations du rendement des installations et pénalités connexes

La capacité des installations de la société à produire la quantité maximale d'énergie pouvant être vendue à Hydro-Québec, à BC Hydro, à l'OÉO, à Électricité de France et à d'autres acheteurs d'électricité aux termes des CAÉ constitue un facteur déterminant des produits d'exploitation de la société. Si l'une des installations de la société produit moins d'électricité que la quantité requise au cours d'une année de contrat donnée ou qu'elle est par ailleurs en défaut aux termes de son CAÉ respectif, la société pourrait devoir payer une pénalité à l'acheteur visé. Le paiement de ces pénalités par la société pourrait avoir une incidence défavorable sur ses produits d'exploitation et sa rentabilité.

Capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés

Les dirigeants et les autres employés clés de la société jouent un rôle important dans le succès de celle-ci. La conduite des activités de la société et l'exécution de la stratégie de croissance de celle-ci reposent essentiellement sur le travail d'équipe. Le rendement ainsi que la croissance future de la société dépendent en grande partie des aptitudes, de l'expérience et des efforts des membres de l'équipe de la direction. La capacité de la société à maintenir en poste les membres de l'équipe de la direction ou à attirer des remplaçants adéquats dans l'éventualité où des membres clés de l'équipe de la direction venaient à quitter la société est tributaire de la nature concurrentielle du marché de l'emploi. La perte des services d'un membre de l'équipe clé de la direction ou une diminution de sa disponibilité pourrait avoir une incidence défavorable sur les perspectives d'avenir, sur la situation financière et sur les flux de trésorerie de la société.

En outre, une telle perte pourrait être perçue de façon négative sur les marchés des capitaux. Aussi, le succès de la société dépend largement de sa capacité continue à attirer, former et maintenir en poste des employés qualifiés afin de répondre à ses besoins de temps à autre.

Litiges

Dans le cours normal de ses activités, la société pourrait être partie à diverses poursuites judiciaires, généralement intentées pour faire valoir une réclamation en cas de blessures corporelles, de dommages matériels et de différends en matière d'impôts fonciers, de droits fonciers et de contrats. La société constitue des provisions adéquates à l'égard des réclamations en cours ou en suspens. L'issue définitive des poursuites en cours, en suspens ou futures ne peut être prédite avec certitude et, par conséquent, il n'est pas certain qu'elle n'aura pas une incidence défavorable sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la société au cours d'un trimestre ou d'un exercice donné. Voir la rubrique « Poursuites et application de la loi ».

Défaut d'exécution des principales contreparties

La société est partie à des bons de commande ou ordres d'achat avec des tiers fournisseurs pour de l'équipement de production d'énergie pour les projets en construction, les contrats d'interconnexion avec générateur conclus avec des services publics et autres fournisseurs de services d'interconnexion pour l'infrastructure de transmission et le droit à l'interconnexion de tels projets, aux termes desquels chacun comporte qu'un dépôt doit être versé avant que l'équipement ne soit livré et elle est aussi partie à des contrats de construction avec des entrepreneurs et autres tiers. Si un ou plusieurs de ces fournisseurs ou entrepreneurs sont incapables de respecter leurs engagements aux termes

de ceux-ci, cela pourrait entraîner des pertes de revenu, des retards dans la construction et une augmentation des coûts de construction pour la société. Si l'un des fournisseurs d'équipement, entrepreneur ou fournisseurs de transmission ne remplit pas ses obligations envers la société, la société pourrait ne pas être en mesure de respecter ses engagements, ce qui pourrait entraîner des cas de défaut potentiels aux termes des CAÉ ou des couvertures énergétiques.

Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable

L'acceptation sociale par les intervenants locaux, y compris, dans certains cas, les Premières nations et les autres peuples autochtones et les communautés locales est essentielle à notre capacité à trouver et à développer de nouveaux sites appropriés pour des projets viables d'énergie renouvelable. Le défaut d'obtenir l'acceptation sociale adéquate pour un projet peut empêcher le développement et la construction d'un projet et conduire à la perte de tous les investissements dans le développement et la radiation de ce projet potentiel.

Relations avec les parties prenantes

La société conclut divers types d'arrangements avec des collectivités ou des partenaires dans le cadre de coentreprises pour l'aménagement de ses projets. Certains de ces partenaires peuvent avoir ou peuvent développer des intérêts ou des objectifs qui diffèrent de ceux de la société ou qui pourraient entrer en conflit avec ceux-ci. Ces différends pourraient avoir une incidence négative sur la réussite des projets de la société. La société est parfois tenue, au cours du processus d'autorisation et d'approbation, de donner des avis à divers groupes d'intervenants, y compris les propriétaires fonciers, les Premières Nations et les municipalités, et de les consulter. Tout délai imprévu dans le cadre de ce processus peut avoir une incidence défavorable sur la capacité de la société à réaliser un projet donné et, le cas échéant, en temps opportun.

Approvisionnement en équipement

L'aménagement et l'exploitation des centrales de la société est tributaire de l'approvisionnement en équipement de tierces parties. Les prix de l'équipement peuvent augmenter rapidement en fonction, entre autres, de la disponibilité de l'équipement, des prix des matières premières et du marché pour ces produits. Toute augmentation marquée des prix de l'approvisionnement en équipement pourrait nuire à la rentabilité future des centrales de la société et à la capacité de la société de mettre en œuvre d'autres projets. Rien ne garantit que les fabricants rempliront toutes leurs obligations contractuelles. Tout manquement de la part d'un fournisseur de la société à l'égard de ses engagements pourrait nuire à la capacité de la société à réaliser les projets conformément à l'échéancier et à respecter ses engagements aux termes des CAÉ ou des couvertures énergétiques.

Exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires

La société est assujettie à différentes formes d'imposition dans divers territoires partout dans le monde, notamment l'impôt sur le revenu, la retenue d'impôt, l'impôt sur le capital, l'impôt foncier, les taxes de vente, les taxes sur les transferts et droits de mutation et les cotisations et charges sociales, qui peuvent être modifiés ou peuvent entraîner des désaccords avec les autorités fiscales concernant l'application de la législation fiscale. La législation fiscale et l'administration des impôts et taxes sont extrêmement complexes et exigent souvent de la société qu'elle prenne des décisions subjectives. Le calcul des impôts et taxes comporte de nombreux facteurs, y compris l'interprétation de la législation fiscale dans divers territoires où la société est ou pourrait devenir visée par des cotisations fiscales. L'estimation des actifs, des passifs, des recouvrements et des dépenses liés à l'impôt faite par la société comporte d'importantes hypothèses, qui comprennent, notamment les taux d'imposition dans divers territoires, l'incidence des conventions fiscales entre les territoires et les projections relatives au revenu imposable. Dans la mesure où ces hypothèses diffèrent des résultats réels, la société pourrait devoir inscrire des charges d'impôt et obligations fiscales supplémentaires, y compris l'intérêt et les pénalités.

Changements dans la conjoncture économique générale

La plupart des CAÉ de la société ont un prix fixe rajusté à chaque année en fonction de l'inflation fondé sur une formule d'IPC. Si l'inflation est plus faible que prévu ou si elle diminue, les produits attendus de la société, le BAIIA projeté ajusté et les flux de trésorerie disponibles pourraient être moins élevés que prévu ou réduits, ce qui aurait dans chaque cas une incidence sur le ratio de distribution.

Risques réglementaires et politiques

L'aménagement et l'exploitation des installations de production d'énergie sont assujettis aux modifications des exigences réglementaires gouvernementales et des lois applicables, notamment les règlements concernant l'environnement, les effets environnementaux imprévisibles, la conjoncture économique en général et d'autres questions indépendantes de la volonté de la société.

De plus, l'exploitation d'une installation de production d'énergie est assujettie à une réglementation importante imposée par divers organismes gouvernementaux, à l'échelle municipale, provinciale et fédérale. Il existe toujours un risque que les politiques et les lois gouvernementales soient modifiés, ce qui pourrait avoir pour effet d'entraîner une augmentation

des coûts et taux, notamment des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique, de l'impôt sur le revenu et sur le capital et des taxes municipales.

La société détient des permis et des licences délivrés par divers organismes de réglementation en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de ses installations. Ces licences et permis sont cruciaux pour l'exploitation de l'entreprise de la société. La majeure partie de ces permis et licences ont une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des installations. Dans certains cas, ces permis doivent être renouvelés avant la fin de la durée de vie utile prévue de ces installations, et rien ne garantit que ces renouvellements seront accordés ni quelles seront les conditions d'un tel renouvellement. Ces permis et licences ne peuvent demeurer en règle que si la société se conforme à leurs modalités.

Capacité à obtenir les terrains appropriés

Il existe une importante concurrence pour obtenir les sites appropriés aux fins d'aménagement des nouvelles installations de production d'énergie. Les sites idéaux sont difficiles à trouver étant donné les caractéristiques géographiques, les restrictions légales et les droits de propriété qui restreignent naturellement les zones disponibles aux fins de l'aménagement d'un site. Rien ne garantit que la société réussira à obtenir un site en particulier à l'avenir.

Dépendance envers diverses formes de CAÉs

L'énergie produite par la société est en grande partie vendue aux termes de plusieurs conventions d'achat d'électricité à long terme et dans certain cas, des couvertures énergétiques et contrats commerciaux et de détail. Si, pour toute raison, l'un des acheteurs de l'énergie aux termes de ces CAÉ ou des instruments dérivés énergétiques est incapable de respecter ses obligations contractuelles aux termes du CAÉ ou des instruments dérivés énergétiques pertinent ou n'est pas prêt à le faire, ou s'il refuse d'accepter la livraison de l'énergie aux termes d'un CAÉ ou un instrument dérivé énergétique pertinent, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la société pourraient être touchés de manière défavorable. Si les projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leurs CAÉ ou une couverture énergétique respectifs, la société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ ou à la couverture énergétique concerné.

Disponibilité et fiabilité des réseaux de transport

La capacité de la société de vendre de l'électricité est influencée par la disponibilité des divers réseaux de transport de chaque territoire. Une défaillance des installations de transport existantes, une capacité de transport insuffisante ou des délais dans la construction aurait une incidence défavorable importante sur la capacité de la société de livrer l'électricité à ses diverses contreparties ou pour le point d'interconnexion, ce qui aurait une incidence sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la société.

Risques liés à la croissance et développement des marchés étrangers

La société peut, dans le cadre d'une expansion internationale de ses activités, faire face à des risques liés i) à sa capacité à intégrer efficacement les acquisitions futures, créer de nouveaux partenariats et développer, construire et exploiter des projets dans un marché d'approvisionnement et de réglementation non familier, ii) à la concurrence avec des entreprises plus établies, iii) aux fluctuations des cours du change; iv) au manque de connaissance des marchés étrangers et v) aux changements de la fiscalité locale et internationale.

Fluctuations des cours du change

La société achète à l'occasion de l'équipement auprès de fournisseurs étrangers. De ce fait, elle peut être exposée aux fluctuations du dollar canadien par rapport aux devises dans lesquelles ces achats sont libellés. Notre travail de développement et d'exploitation au Canada, France, aux États-Unis, en Islande et en Amérique Latine nous expose aux fluctuations des devises étrangères.

Certains de nos produits et les coûts sont libellés en dollars US ou pourraient être libellés en devises autres que le dollar canadien. Des fluctuations des cours du change peuvent influencer sur les résultats de la société qui sont déclarés en dollars canadiens.

La monnaie fonctionnelle et la monnaie de présentation de la société est le dollar canadien. La société est donc exposée aux variations nettes des cours du change par ses investissements, ses coûts d'exploitation et ses actifs à l'étranger. La volatilité des cours du change pourrait avoir un effet défavorable sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de la société.

Augmentation des droits d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation applicable à l'utilisation de l'eau

La société est tenue de verser des redevances pour les droits d'utilisation de l'eau dans ses centrales hydroélectriques en exploitation commerciale. Si les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique augmentent sensiblement à l'avenir ou si les gouvernements du Québec, de la Colombie-Britannique, de l'Ontario et de l'Idaho aux États-Unis changent leur réglementation en matière d'approvisionnement en eau ou l'application d'une telle réglementation, cela pourrait nuire de façon importante aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière ou aux perspectives de la société.

Évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes, géothermiques et solaires et de la production d'électricité connexe

La force et la constance des ressources hydroélectriques, éoliennes, géothermiques et solaires à la disposition des centrales de la société peuvent différer des prévisions de la société. Les estimations de production d'électricité de la société sont fondées sur des hypothèses et des facteurs intrinsèquement incertains qui pourraient expliquer des écarts entre la production réelle d'énergie et les estimations de la société, notamment : i) la mesure dans laquelle les données hydrologique, vent, géothermique ou solaire recueillies pour un site particulier reflètent exactement la vitesse du vent, le cours d'eau, les ressources géothermiques et le rayonnement solaire à long terme; ii) la mesure dans laquelle les données historiques reflètent exactement la force et la constance futures de l'eau, du vent, du géothermique et du soleil; iii) l'intensité de la corrélation entre les données sur l'eau, le vent, géothermique et le soleil propres à un site et les données régionales à plus long terme; iv) l'incidence éventuelle des facteurs climatiques; v) l'exactitude des hypothèses concernant différents facteurs, notamment le climat, l'accumulation de glace sur les turbines éoliennes et de neige sur les panneaux solaires et leur encrassement, l'accès au site, les pertes par effet de sillage et les pertes de transmission, réalimentation et entretien des ressources géothermiques et le cisaillement du vent; vi) l'exactitude des anémomètres servant à mesurer la vitesse du vent et la différence entre la hauteur du centre des éoliennes et celle des tours météorologiques utilisées pour la collecte de données; vii) l'incidence éventuelle des variations topographiques, de l'emplacement des turbines et des conditions locales, y compris de la végétation; viii) l'incertitude inhérente aux méthodologies particulières et aux modèles connexes, en particulier les modèles de prévision utilisés pour prévoir les ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires; et ix) la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison.

Catastrophes naturelles et cas de force majeure

Les installations, les activités et les projets en développement de la société risquent de subir des dommages, des pertes partielles ou complètes, causés notamment par des désastres naturels (p. ex., inondations, vents violents, incendies et tremblements de terre), des défauts du matériel ou un autre événement imprévu. La survenance d'événements importants qui perturbent ou suspendent la capacité des actifs de production d'énergie de la société de produire ou de vendre de l'énergie au cours d'une période prolongée, notamment des événements qui empêchent les clients existants aux termes des CAÉ d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités de la société. Les actifs de production d'énergie de la société pourraient subir les effets de conditions météorologiques rigoureuses, de catastrophes naturelles et d'événements éventuellement catastrophiques, tel qu'un accident ou incident majeur. Dans un tel cas, il se peut que la société doive tout de même s'acquitter de ses obligations aux termes des CAÉ, des couvertures énergétiques ou d'autres ententes conclues avec des tiers. En outre, un cas de force majeure touchant nos actifs peut entraîner des dommages à l'environnement ou nuire à des tiers. De plus, un grand nombre des projets de la société sont situés dans des régions éloignées, ce qui rend difficile l'accès pour y réparer les dommages.

Bris des barrages

Les défaillances des barrages aux centrales hydroélectriques de la société pourraient entraîner une perte de capacité de production et il est possible que la société ait à engager des sommes et d'autres ressources importantes pour y remédier. Ces défaillances pourraient exposer la société à une responsabilité importante pour dommages. Rien ne garantit que le programme de barrages sécuritaires permette de détecter des défaillances potentielles des barrages avant qu'elles ne surviennent ou d'éliminer tous les effets négatifs en cas de défaillance. Les règlements en matière de sécurité des barrages pourraient être modifiés à l'occasion, ce qui pourrait se répercuter sur les frais et les activités d'une centrale. Les répercussions des défaillances des barrages pourraient nuire de façon importante aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière ou aux perspectives de la société.

Cybersécurité

La société dépend de plusieurs technologies de l'information pour mener de multiples activités commerciales. Une cyberintrusion réussie, notamment, les accès non autorisés, les logiciels malveillants ou d'autres violations du système qui contrôle la production et la transmission à nos bureaux ou centrales pourraient gravement perturber ou autrement toucher les activités commerciales ou diminuer les avantages concurrentiels. Ces attaques visant nos systèmes informatiques par l'entremise de vol, d'altération ou de destruction pourraient générer des dépenses imprévues en vue

d'enquêter et de réparer les violations de sécurité ou les dommages au système et pourraient entraîner des litiges, amendes, d'autres mesures correctives, un examen réglementaire accru et nuire à notre réputation. Une violation de nos mesures de sécurité des données ou cybersécurité pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités de la société, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

Caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'assurance

Bien que la société maintienne la garantie d'assurance, elle est assujettie à des limites et exclusions et il est impossible de garantir que cette assurance continuera d'être offerte à des conditions acceptables sur le plan économique ni que sont assurés tous les événements qui pourraient donner lieu à une perte ou à un sinistre éventuel, ni que les montants d'assurance seront à tout moment suffisants pour couvrir chacune des pertes ou réclamations pouvant survenir relativement aux activités et aux actifs de la société.

Notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la société ou peut être abaissée

Les notes attribuées aux actions série A et série C de la société (la « **notation** » ou « **note** ») constituent une évaluation, par les agences de notation, de la capacité de la société de s'acquitter de ses obligations. La notation est fondée sur certaines hypothèses au sujet du rendement et de la structure du capital futur de la société qui peuvent refléter ou non le rendement ou la structure du capital réel de la société. Les changements à la notation à l'avenir peuvent avoir une incidence sur le cours ou la valeur et la liquidité des titres de la société. Rien ne garantit qu'une notation demeurera en vigueur pendant une période donnée, ni que la note ne sera pas abaissée ou retirée entièrement par les agences de notation.

Intégration des centrales et des projets acquis ou à acquérir

L'intégration des centrales et des actifs acquis ou devant être acquis dans le cadre des acquisitions de la société pourrait représenter des défis considérables, et la direction de la société pourrait être incapable de mener à bien l'intégration avec succès ou sans devoir y investir des sommes importantes. Rien ne garantit que la direction sera en mesure d'intégrer avec succès les actifs acquis ou devant être acquis aux termes de ces acquisitions ou de tirer pleinement tous les avantages attendus des acquisitions.

Défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions

La société est d'avis que les acquisitions réalisées récemment et devant être réalisées présenteront des avantages pour la société. Il est toutefois possible que la totalité ou certains des avantages prévus ne se concrétisent pas, notamment dans les délais prévus par la direction de la société. L'obtention de ces avantages tient à de nombreux facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de la société.

Dépendance envers des infrastructures de transport et d'interconnexion partagées

Les six centrales en exploitation Harrison, la centrale Northwest Stave River, la centrale Tretheway Creek et la centrale Big Silver Creek (« **les centrales qui partagent** ») partagent ou partageront tous une infrastructure d'interconnexion et de transport conjointe pour le transport de leur production d'électricité à une sous-station conjointe, qui est ensuite reliée aux points d'interconnexion communs pour les centrales qui partagent à la sous-station Upper Harrison Terminal de BC Hydro adjacente. Par conséquent, tout dommage causé à l'infrastructure d'interconnexion et de transport partagée ou toute défaillance de celle-ci peut faire en sorte que les centrales qui partagent soient incapables de livrer leur production d'électricité jusqu'aux points d'interconnexion avec le réseau de transport de BC Hydro, conformément aux exigences en matière de vente d'énergie aux termes de deux CAÉ conclus avec BC Hydro à l'égard des six centrales en exploitation Harrison, la centrale Northwest Stave River, la centrale Tretheway Creek et la centrale Big Silver Creek. Les six centrales en exploitation Harrison partagent également une convention d'interconnexion commune avec BC Hydro et agissent en tant que mandataire pour la centrale Northwest Stave River, la centrale Tretheway Creek et la centrale Big Silver Creek. Par conséquent, le fait pour les centrales qui partagent de manquer respectivement à leurs engagements aux termes de la convention d'interconnexion pourrait entraîner la déconnection par BC Hydro du projet et des centrales qui partagent du réseau de transport de BC Hydro.

Produits provenant de la centrale Miller Creek fluctuent en raison du prix au comptant de l'électricité

Étant donné que le prix de l'électricité achetée de la centrale Miller Creek dépend d'une formule qui se fonde sur le prix au comptant Platts Mid-C pour l'électricité, les produits aux termes du CAÉ applicable varieront. Si l'indice Platts Mid-C diminue par rapport à ses niveaux actuels, les produits et le BAIIA ajusté de la centrale Miller Creek seront touchés de façon négative. Une augmentation de la volatilité du prix au comptant Platts Mid-C rendrait moins prévisibles les produits éventuels et le BAIIA ajusté de la centrale Miller Creek et pourrait avoir un impact négatif sur les résultats de la société.

Risques liés aux crédits d'impôt de production américaine, aux modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et à la disponibilité du financement par capitaux propres

La société détient une participation dans des projets pour lesquels des activités sur place et hors site sont ou ont été effectuées afin d'être admissibles aux incitatifs fiscaux d'énergie renouvelable aux États-Unis (crédits d'impôt de production, ou « CIP »). Il n'y a aucune garantie que les projets seront admissibles aux CIP, ou s'ils le sont, qu'ils seront admissibles pour la pleine valeur des CIP. Il ne peut y avoir aussi aucune garantie que les CIP seront toujours disponibles. Toute nouvelle règle, tout nouveau règlement ou d'autres lignes directrices fiscales promulgués aux États-Unis (tels que modifiés ou mis à jour de temps à autre, incluant les amendements adoptés à la fin de 2017) les États-Unis peuvent mettre en péril ou autrement nuire à l'efficacité de telles activités de projets sur place et hors site afin de rendre admissibles de tels projets pour la pleine valeur des CIP.

L'admissibilité des projets aux CIP est indispensable pour obtenir des financements par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal pour des projets éoliens. L'impossibilité de rendre admissibles les projets aux CIP, en tout ou en partie, aurait une incidence néfaste sur les options de financement pour ces projets. Si l'admissibilité d'un projet pour les CIP n'est pas obtenue, il pourrait y avoir une dépréciation significative de l'investissement de la société dans ce projet.

D'autres mesures gouvernementales pourraient être prises pouvant, directement ou indirectement, restreindre la capacité de la société de lever des financements par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal. Par exemple, suite à la réforme fiscale adoptée à la fin de 2017, les taux d'imposition inférieurs pour les sociétés aux États-Unis pourrait avoir une incidences sur le montant de l'investissement par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal disponible pour certains projets ou d'une manière générale au marché, nuire à notre capacité d'obtenir des sommes suffisantes d'investissement par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal à des conditions et à des taux avantageux pour la société et ses projets.

Conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte

Un certain nombre des principaux actifs de la société sont situés à l'étranger. Bien que les environnements d'exploitation dans ces territoires soient considérés favorables par rapport à ceux d'autres pays, il y a encore des risques économiques, sociaux et politiques liés à l'exploitation à l'étranger. Ces risques incluent, notamment, le terrorisme, la prise d'otage, la guerre, des troubles civils ou la répression militaire, l'expropriation, le rapatriement ou la nationalisation sans compensation adéquate, des fluctuations extrêmes des taux de change, des taux élevés d'inflation et des conflits de travail, ou l'annulation ou la renégociation des concessions, licences, permis et contrats existants, la difficulté à faire valoir des jugements dans de tels territoires, les changements aux régimes fiscaux et de redevances, les changements aux régimes de réglementation environnementale, l'instabilité politique locale, juridique et économique, le népotisme, les subventions visant les industries en concurrence avec les nôtres, de la difficulté à obtenir les principaux équipements et leurs composants, le contrôle des taux de changes et une législation favorable du pays hôte.

L'incertitude économique, sociale et politique du pays hôte peut naître à la suite d'un manque de soutien à nos activités dans les communautés locales à proximité de nos propriétés. Les changements aux ressources renouvelables, à l'énergie ou aux politiques d'investissement ou des changements dans les attitudes politiques peuvent également avoir une incidence défavorable sur les activités de la société. L'effet de ces facteurs ne peut être prévu avec exactitude. Bien que les effets de la concurrence augmentent la probabilité d'efficacité du marché et profiteront à nos propriétés, l'élimination des subventions relatives aux coûts de l'énergie peut augmenter l'incapacité des consommateurs utilisateurs finaux à payer et conduire à une opposition politique aux initiatives de privatisation et avoir un impact défavorable sur nos propriétés et opérations.

Risques liés aux ressources géothermiques

Jusqu'à ce qu'une ressource géothermique soit accessible et testée par des puits de production, la température et la composition des fluides souterrains doivent être considérées comme des estimations seulement. En outre, les estimations quant au pourcentage de la chaleur que l'on peut s'attendre à récupérer à la surface et l'efficacité de la conversion de cette chaleur en énergie électrique sont assujetties à un certain nombre d'hypothèses y compris, sans s'y limiter, la température de base, l'étendue des ressources géothermiques, l'épaisseur du réservoir géothermique, le pourcentage de récupération des ressources et la durée de vie prévue du réservoir géothermique. Toutes les déclarations sur la capacité en MW et la production anticipée, même sur les centrales géothermiques en opération, sont donc nécessairement soumis à des fluctuations naturelles. Si l'une de ces hypothèses s'avère être matériellement inexactes, cela peut avoir une incidence sur la capacité de production d'une propriété.

Risques liés au prix de l'aluminium

Une partie du revenu des opérations islandaises de la société est assujettie au prix du marché de l'aluminium. Par conséquent, les fluctuations du prix du marché de l'aluminium pourraient avoir un effet défavorable important sur la situation financière de la société.

Événements géologiques, éboulements, avalanches ou autres événements en dehors du contrôle de la société

Les dangers comme des formations géologiques inhabituelles ou inattendues, des pressions, des conditions de fond de trou, des éboulements ou d'autres événements associés aux terrains en pente, des défaillances mécaniques, des éruptions, des cratères, des affaissements du sol localisés, l'inflation du sol localisée, la pollution et d'autres risques matériels et environnementaux peuvent avoir une incidence sur nos activités de développement et de production. Ces risques peuvent entraîner d'importantes pertes, y compris des blessures et des pertes de vie, des dommages graves et la destruction de biens et d'équipements, de la pollution et d'autres dommages environnementaux et la suspension des opérations.

De plus, les zones géothermiques actives, telles que les zones dans lesquelles nos opérations géothermiques et propriétés sont situées, sont assujetties à de fréquentes perturbations sismiques à faible niveau. Des perturbations sismiques sérieuses sont possibles et peuvent provoquer des dommages à l'équipement ou aux projets de la société ou dégrader la qualité de ses ressources géothermiques à tel point que la société ne peut pas exécuter ses obligations aux termes du contrat du projet touché, ce qui pourrait réduire le revenu net de la société et avoir un effet défavorable important sur ses activités, sa situation financière, ses résultats et ses flux de trésorerie futurs.

Réclamations défavorables sur les titres de propriété

Bien que la société ait pris des précautions raisonnables pour s'assurer que le titre légal de ses propriétés est correctement documenté, il ne peut y avoir aucune assurance de titre sur ses intérêts de propriété, ou qu'un tel titre sera garanti en définitive. Cependant, les résultats des enquêtes de la société ne devraient pas être interprétés comme une garantie de titre. Aucune assurance ne peut être donnée que les gouvernements concernés ne révoqueront pas ou ne changeront pas sensiblement les conditions de l'exploration applicable et les autorisations minières, ni que cette exploration et ces autorisations minières ne seront pas remises en question ou contestées par des tiers. Les intérêts de propriété de la société peuvent aussi être soumis aux ententes non enregistrées antérieures ou transferts ou autres revendications territoriales et le titre peut être touché par des défauts non détectés et des lois et règlements défavorables.

La société ne peut garantir que les titres de ses propriétés ne seront pas contestés. L'assurance de titre n'est pas toujours disponible, ou disponible à des conditions acceptables et la capacité de la société de s'assurer qu'elle a obtenu des réclamations garanties sur des propriétés individuelles peut être sérieusement limitée. Une contestation fructueuse à une zone précise et à l'emplacement de ces réclamations pourrait donner lieu à l'incapacité de la société d'exploiter sur ses propriétés comme permis ou à l'incapacité de faire respecter ses droits en ce qui concerne ses propriétés.

Responsabilités inconnues

Dans le cadre des acquisitions passées et futures de la société, elle a assumé les dettes et les risques. Alors que la société a procédé à un contrôle préalable, il peut y avoir des dettes ou des risques que la société n'a pas découverts au cours du contrôle préalable ou était incapable de découvrir ou pour lesquels la société n'a pas été indemnisée. Toutes ces dettes, individuellement ou dans l'ensemble, pourront avoir un effet défavorable important sur la situation financière de la société et ses résultats d'exploitation.

Dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger nos droits et l'information confidentielle

Le succès de la société et sa position concurrentielle dépendent en partie de nos méthodes exclusives et propriété intellectuelle. Bien que la société cherche à protéger ses droits de propriété par différents moyens, elle ne peut pas garantir que les mesures de protection qu'elle a prises sont adéquates afin de protéger ces droits.

La société compte aussi sur des ententes de confidentialité avec certains salariés, consultants et autres tiers pour protéger, en partie, des secrets commerciaux et d'autres informations exclusives. Ces ententes pourraient être violées et la société pourrait ne pas avoir de recours adéquats pour une telle violation. De plus, des tiers pourraient indépendamment développer essentiellement des informations exclusives équivalentes ou obtenir l'accès aux secrets commerciaux de la société ou à des informations exclusives.

DIVIDENDES

La déclaration et le paiement de dividendes sur les actions de la société relèvent de l'entière discrétion du conseil d'administration, lequel décidera si des dividendes devront être payés à l'avenir en fonction de l'ensemble des circonstances pertinentes, notamment la situation financière de la société au moment pertinent et l'opportunité de conserver des fonds pour financer davantage la croissance de la société. Comme il a été publiquement annoncé, la société verse présentement un dividende annuel de 0,68 \$ par action ordinaire, payable trimestriellement, et payer le taux de dividende applicable aux actions série A et aux actions série C. Voir la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital – Actions privilégiées - Actions série A et actions série B – Actions série C ».

Le tableau suivant fait état des dividendes déclarés par la société à ses actionnaires détenant des actions ordinaires au cours des exercices 2015, 2016 et 2017.

Date de déclaration	Montant versé par action ordinaire	Date de paiement du dividende	Montant du dividende total
2015			
24 février	0,155 \$	15 avril 2015	15 664 483 \$
13 mai	0,155 \$	15 juillet 2015	15 696 676 \$
5 août	0,155 \$	15 octobre 2015	16 174 353 \$
10 novembre	0,155 \$	15 janvier 2016	16 110 488 \$
2016			
24 février	0,160 \$	15 avril 2016	16 641 088 \$
10 mai	0,160 \$	15 juillet 2016	17 275 538 \$
4 août	0,160 \$	17 octobre 2016	17 298 588 \$
9 novembre	0,160 \$	16 janvier 2017	17 309 054 \$
2017			
23 février	0,165 \$	17 avril 2017	17 881 901 \$
9 mai	0,165 \$	17 juillet 2017	17 893 209 \$
3 août	0,165 \$	16 octobre 2017	17 925 730 \$
9 novembre	0,165 \$	15 janvier 2018	17 920 333 \$

Le tableau suivant fait état des dividendes déclarés par la société à ses actionnaires détenant des actions série A au cours de ses exercices 2015, 2016 et 2017.

Date de déclaration	Montant versé par action série A	Date de paiement du dividende	Montant du dividende total
2015			
24 février	0,3125 \$	15 avril 2015	1 062 500 \$
13 mai	0,3125 \$	15 juillet 2015	1 062 500 \$
5 août	0,3125 \$	15 octobre 2015	1 062 500 \$
10 novembre	0,3125 \$	15 janvier 2016	1 062 500 \$
2016			
24 février	0,2255 \$	15 avril 2016	766 700 \$
10 mai	0,2255 \$	15 juillet 2016	766 700 \$
4 août	0,2255 \$	17 octobre 2016	766 700 \$
9 novembre	0,2255 \$	16 janvier 2017	766 700 \$
2017			
23 février	0,2255 \$	17 avril 2017	766 700 \$
9 mai	0,2255 \$	17 juillet 2017	766 700 \$
3 août	0,2255 \$	16 octobre 2017	766 700 \$
9 novembre	0,2255 \$	15 janvier 2018	766 700 \$

Le tableau suivant fait état des dividendes déclarés par la société à ses actionnaires détenant des actions série C au cours de ses exercices 2015, 2016 et 2017.

Date de déclaration	Montant versé par action série C	Date de paiement du dividende	Montant du dividende total
2015			
24 février	0,359375 \$	15 avril 2015	718 750 \$
13 mai	0,359375 \$	15 juillet 2015	718 750 \$
5 août	0,359375 \$	15 octobre 2015	718 750 \$
10 novembre	0,359375 \$	15 janvier 2016	718 750 \$
2016			
24 février	0,359375 \$	15 avril 2016	718 750 \$
10 mai	0,359375 \$	15 juillet 2016	718 750 \$
4 août	0,359375 \$	17 octobre 2016	718 750 \$
9 novembre	0,359375 \$	16 janvier 2017	718 750 \$
2017			
23 février	0,359375 \$	17 avril 2017	718 750 \$
9 mai	0,359375 \$	17 juillet 2017	718 750 \$
3 août	0,359375 \$	16 octobre 2017	718 750 \$
9 novembre	0,359375 \$	15 janvier 2018	718 750 \$

DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

Description générale de la structure du capital

Le capital-actions autorisé de la société se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires et d'un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en séries. Au 21 février 2018, 132 693 045 actions ordinaires, 3 400 000 actions série A, 2 000 000 d'actions série C étaient émises et en circulation et 100,0 millions de dollars de débetures convertibles 4,25 % étaient émises et en circulation. Les actions ordinaires, actions série A, actions série C et les débetures convertibles 4,25 % de la société sont inscrites à la cote de la TSX sous les symboles « INE », « INE.PR.A », « INE.PR.C » et « INE.DB.A », respectivement.

Actions ordinaires

Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit d'exercer une voix par action à l'égard de toutes les questions devant faire l'objet d'un vote à toutes les assemblées des actionnaires de la société, sauf à l'occasion des assemblées auxquelles seuls les porteurs d'une catégorie ou d'une série déterminée d'actions de la société ont le droit de voter.

Sous réserve des droits prioritaires des porteurs d'actions privilégiées, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir des dividendes dont le montant et le moment du paiement seront déterminés par le conseil d'administration, sous réserve de leur déclaration par le conseil d'administration, payés avec les fonds de la société dûment applicables à de tels versements.

Dans l'éventualité d'une liquidation ou d'une dissolution volontaire ou forcée de la société ou encore d'un autre partage distribution de l'actif de la société entre ses actionnaires afin de liquider ses affaires, les actifs restants de la société, après le paiement des montants auxquels les porteurs d'actions privilégiées ont droit dans un tel cas, seront payés ou distribués également et proportionnellement entre les porteurs d'actions ordinaires.

Il n'existe aucun droit de préemption, de rachat ou de conversion à l'égard des actions ordinaires.

Actions privilégiées

Les actions privilégiées peuvent être émises en séries. Le conseil d'administration a le droit de fixer le nombre d'actions privilégiées de chaque série et d'en établir la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions s'y rattachant.

À l'égard du paiement des dividendes et du partage de l'actif ou du remboursement du capital en cas de liquidation ou de dissolution volontaire ou forcée de la société, les actions privilégiées de chaque série ont égalité de rang avec les actions privilégiées de toutes les autres séries et ont priorité sur les actions ordinaires.

Les porteurs de toute série d'actions privilégiées ont le droit de recevoir, avant les porteurs d'actions ordinaires, des dividendes aux montants indiqués ou pouvant être déterminés conformément aux droits, privilèges, restrictions et conditions se rattachant à la série dont les actions privilégiées font partie, sous réserve de leur déclaration par le conseil d'administration.

Les porteurs d'actions privilégiées n'ont pas le droit (sauf indication contraire prévue par la loi et sauf à l'égard des assemblées des porteurs d'actions privilégiées en tant que catégorie et des assemblées des porteurs d'actions série A, d'actions série B ou d'actions série C en tant que séries, selon le cas) d'être convoqués, d'assister ni de voter aux assemblées des actionnaires de la société, à moins que celle-ci n'ait omis de payer huit dividendes trimestriels sur les actions série A, les actions série B ou les actions série C. Dans l'éventualité d'un tel non-paiement et tant que de tels dividendes demeurent arriérés, les porteurs d'actions série A, d'actions série B ou d'actions série C, selon le cas, auront le droit d'être convoqués et d'assister à chaque assemblée des actionnaires de la société, à l'exception des assemblées auxquelles seuls les porteurs d'une autre catégorie ou série précise ont le droit de voter, et pourront voter avec les porteurs de toutes les actions avec droit de vote de la société à raison de une voix pour chaque action série A, action série B ou action série C détenue par ce porteur jusqu'à ce que de tels arriérés de dividendes aient été payés, à la suite de quoi ces droits prendront fin.

La société, sous réserve des droits se rattachant à toute série donnée d'actions privilégiées, peut, à son gré, racheter la totalité ou de temps à autre une partie des actions privilégiées en circulation en versant à leurs porteurs, pour chaque action ainsi rachetée, le prix de rachat par action majoré de l'ensemble des dividendes déclarés et impayés sur celles-ci. Si le droit lui est conféré conformément aux conditions attachées à une série spécifique d'actions privilégiées, le porteur d'actions privilégiées a le droit de demander à la société de racheter en tout temps et de temps à autre après la date d'émission de toute action privilégiée, au moyen de la remise d'un avis, la totalité ou une partie des actions privilégiées immatriculées au nom de ce porteur dans les registres de la société, au prix de rachat par action, majoré des dividendes déclarés et impayés sur celles-ci.

La société peut en tout temps et de temps à autre acheter à des fins d'annulation la totalité ou une partie des actions privilégiées en circulation au prix le plus bas possible auquel, de l'avis des administrateurs de la société, ces actions peuvent être obtenues, à condition toutefois que ces prix n'excèdent en aucun cas le prix de rachat courant au moment de l'achat pour les actions de cette série, majoré des coûts liés à l'achat et de tous les dividendes déclarés et impayés sur celles-ci.

Actions série A et actions série B

Le 14 septembre 2010, la société a clôturé le placement d'actions série A (le « **placement série A** »), ayant entraîné l'émission d'un total de 3 400 000 actions série A. Les droits et privilèges rattachés aux actions série A et aux actions série B sont décrits dans le certificat de modification daté du 10 septembre 2010 émis par Industrie Canada relativement au placement série A (les « **modalités relatives aux actions série A et aux actions série B** »). Le texte qui suit décrit les modalités des actions série A et des actions série B, et un exemplaire de celui-ci a été déposé auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières sur SEDAR à l'adresse sedar.com. Le résumé qui suit décrivant certaines dispositions des actions série A et des actions série B est assujéti aux modalités des actions série A et aux modalités des actions série B accessibles sur SEDAR à l'adresse sedar.com et est donné entièrement sous réserve de celles-ci.

Pour la période initiale de cinq ans à compter de la date d'émission des actions série A, inclusivement, mais excluant le 15 janvier 2016 (la « **période à taux fixe initiale** »), les porteurs d'actions série A avaient le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, lorsque le conseil d'administration en déclare, payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année, d'un montant annuel correspondant à 1,25 \$ par action série A. Pour chaque période de cinq ans postérieure à la période à taux fixe initiale (chacune, une « **période à taux fixe subséquente** »), les porteurs d'actions série A auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, lorsque le conseil d'administration en déclare, payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année au cours de la période à taux fixe subséquente, d'un montant annuel par action correspondant à la multiplication du taux de dividende fixe annuel (au sens donné dans le prospectus relatif aux actions série A) applicable à cette période à taux fixe subséquente par 25 \$. Le taux de dividende fixe annuel pour chaque période à taux fixe subséquente correspondra à la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada (au sens du prospectus relatif aux actions série A) le 30^e jour avant le premier jour de cette période à taux fixe subséquente, majoré de 2,79 %. Le dividende applicable à la période de cinq ans qui a commencé le 15 janvier 2016 et se terminera le 15 janvier 2021, exclusivement, sera de 0,902 \$ par action série A par année.

Chaque porteur d'actions série A avait le droit, à son gré, de convertir la totalité ou une partie de ses actions série A en actions série B à raison d'une action série B par action série A convertie, sous réserve de certaines conditions, depuis le 15 janvier 2016, et aura le droit, à son gré, d'effectuer cette conversion le 15 janvier tous les cinq ans par la suite (la « **date de conversion série A** »). Les porteurs d'actions série B ont le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable, lorsque le conseil d'administration en déclare, payables trimestriellement

le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année, d'un montant annuel par action série B établi conformément à la formule indiquée dans le prospectus simplifié relatif aux actions série A daté du 7 septembre 2010 (le « **prospectus relatif aux actions série A** »). Au 15 janvier 2016, aucune action série A n'a été convertie en action série B étant donné que le nombre d'actions série A déposées aux fins de conversion était inférieur aux 1 000 000 d'actions nécessaires pour procéder à la conversion.

En outre, les actions série A ne peuvent être rachetées par la société avant le 15 janvier 2021. Le 15 janvier tous les cinq ans par la suite, sous réserve de certaines restrictions établies dans le prospectus relatif aux actions série A, la société peut, à son gré, moyennant un préavis écrit d'au moins 30 jours et d'au plus 60 jours, racheter au comptant tout ou un certain nombre d'actions série A en circulation moyennant 25 \$ par action série A, dans chaque cas majoré de tous les dividendes courus et impayés sur celles-ci jusqu'à la date, exclusivement, fixée pour le rachat (déduction faite de tout impôt que la société doit déduire ou retenir).

Les actions série B ne peuvent être rachetées par la société le 15 janvier 2021 ou avant cette date. Sous réserve de certaines autres restrictions décrites dans le prospectus relatif aux actions série A, la société peut, à son gré, moyennant un préavis écrit d'au moins 30 jours et d'au plus 60 jours, racheter la totalité ou un certain nombre des actions série B en circulation moyennant le paiement en espèces d'une somme par action correspondant i) à 25 \$ dans le cas des rachats effectués le 15 janvier 2021 et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite (chacune une « **date de conversion série B** »), ou ii) à 25,50 \$ dans le cas des rachats effectués à toute date qui n'est pas une date de conversion série B après le 15 janvier 2021, dans chaque cas majoré de tous les dividendes courus et impayés sur ceux-ci jusqu'à la date, exclusivement, fixée pour le rachat (déduction faite de tout impôt que la société doit déduire ou retenir).

Actions série C

Le 11 décembre 2012, la société a clôturé le placement série C, ayant entraîné l'émission d'un total de 2 000 000 d'actions série C. Les droits et privilèges rattachés aux actions série C sont décrits dans le certificat de modification daté du 6 décembre 2012 émis par Industrie Canada relativement au placement série C (les « **modalités relatives aux actions série C** »). Le texte qui suit décrit les modalités des actions série C, et un exemplaire de celui-ci a été déposé auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières sur SEDAR au sedar.com. Le résumé qui suit décrivant certaines dispositions des actions série C est assujéti aux modalités des actions série C accessibles sur SEDAR au sedar.com et est donné entièrement sous réserve de celles-ci.

Les porteurs d'actions série C ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés au comptant, à taux fixe et cumulatifs, selon leur déclaration par le conseil d'administration qui seront payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année, à un taux annuel égal à 1,4375 \$ par action série C.

Les actions série C n'ont pas été rachetées par la société avant le 15 janvier 2018. Depuis le 15 janvier 2018, la société pourra, à son gré, sur remise d'un préavis écrit d'au moins 30 jours et d'au plus 60 jours, racheter la totalité ou une partie des actions série C en circulation moyennant le paiement au comptant d'une somme par action correspondant à i) 26 \$ dans le cas des rachats effectués au plus tard le 15 janvier 2019; ii) 25,75 \$ dans le cas des rachats effectués par la suite, mais au plus tard le 15 janvier 2020; iii) 25,50 \$ dans le cas des rachats effectués par la suite, mais au plus tard le 15 janvier 2021; iv) 25,25 \$ dans le cas des rachats effectués par la suite, mais au plus tard le 15 janvier 2022; et v) 25 \$ dans le cas des rachats effectués par la suite, dans chaque cas majorée de tous les dividendes courus et impayés sur celles-ci jusqu'à la date, exclusivement, fixée pour le rachat.

Les actions série C n'ont aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré de leurs porteurs.

Débetures convertibles 4,25 %

Le 10 août 2015, la société a réalisé le placement des débetures convertibles 4,25 % (les « **débetures convertibles 4,25 %** ») d'un capital global de 100,0 millions de dollars.

Les débetures convertibles 4,25 % ont été émises aux termes d'un acte de fiducie daté du 10 août 2015, intervenu entre la société et Société de fiducie Computershare du Canada (l'« **acte de fiducie relatif aux débetures convertibles 4,25 %** »). Le résumé suivant de certaines dispositions de l'acte de fiducie relatif aux débetures convertibles 4,25 % est assujéti aux dispositions de l'acte de fiducie relatif aux débetures convertibles 4,25 % accessibles sur SEDAR au sedar.com et est donné entièrement sous réserve de celui-ci.

La date d'échéance des débetures convertibles 4,25 % est le 31 août 2020 (la « **date d'échéance** »). Les débetures convertibles 4,25 % portent intérêt au taux annuel de 4,25 %, payable semestriellement à terme échu le 28 février et le 31 août de chaque année, et sont convertibles au gré de leur porteur en actions ordinaires au taux de conversion de 66,6667 actions ordinaires par tranche de 1 000 \$ de capital de débetures convertibles 4,25 %, soit le prix de conversion.

À compter du 31 août 2018 jusqu'au 31 août 2019, exclusivement, les débetures convertibles 4,25 % peuvent être rachetées par la société, en totalité ou en partie de temps à autre, moyennant un préavis d'au plus 60 jours et d'au

moins 30 jours, au prix de rachat correspondant à leur capital, majoré de l'intérêt couru et impayé, si le cours moyen pondéré en fonction du volume des actions ordinaires à la TSX sur la période de 20 jours de séance consécutifs se terminant cinq jours de séance avant la date de remise de l'avis de rachat n'est pas inférieur à 125 % du prix de conversion (le « **cours du marché en vigueur** »).

À compter du 31 août 2019 jusqu'à la date d'échéance exclusivement, les débetures convertibles 4,25 % peuvent être rachetées, en totalité ou en partie, au gré de la société, moyennant un préavis d'au plus 60 jours et d'au moins 30 jours, à un prix correspondant à leur capital majoré de l'intérêt couru et impayé. Sous réserve de l'obtention de l'approbation des autorités de réglementation et de l'absence de quelque cas de défaut (au sens défini dans l'acte de fiducie relatif aux débetures convertibles 4,25 %), la société peut, à son gré, choisir de régler son obligation de payer le capital des débetures convertibles 4,25 % au rachat ou à l'échéance, en totalité ou en partie, par l'émission d'actions ordinaires librement négociables, moyennant un préavis d'au moins 40 jours et d'au plus 60 jours, en livrant le nombre d'actions ordinaires correspondant au quotient obtenu de la division du capital des débetures convertibles 4,25 % à racheter ou échues par 95 % du cours du marché en vigueur. L'intérêt couru et impayé sera versé au comptant.

Notation

Les notes de crédit visent à fournir aux investisseurs une mesure indépendante de la qualité de crédit d'une émission de valeurs mobilières.

Le tableau à droite présente les notes de la société, de ses actions série A et de ses actions série C reçues de Standard & Poor's (« **S&P** ») au 21 février 2018.

	S&P
Innergex énergie renouvelable inc.	BBB-
Actions série A	P-3
Actions série C	P-3

La société est notée, par S&P, BBB- avec une perspective de notation stable. Une notation du crédit d'un émetteur par S&P constitue une opinion prospective quant à la capacité financière générale d'un débiteur (sa solvabilité) à rembourser ses obligations financières. Cette opinion se concentre sur la capacité du débiteur à respecter ses engagements financiers à leur échéance. Les notes attribuées par S&P à l'égard des titres d'emprunt à long terme vont de la plus haute, soit AAA, à la plus faible, soit CC. Les notes allant de AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout d'un signe (+) ou (-) indiquant la position relative à l'intérieur des catégories principales. D'après le système de notation de S&P, un débiteur auquel la notation BBB a été attribuée a la capacité suffisante de s'acquitter de ses engagements financiers. Cependant, les incidences négatives des changements de circonstances ou de conjoncture économique sont plus susceptibles de conduire à un affaiblissement de la capacité du débiteur de s'acquitter de ses engagements financiers. Une perspective de notation S&P évalue l'orientation éventuelle d'une note de crédit à long terme sur le moyen terme (généralement de six mois à deux ans). Les perspectives peuvent être qualifiées comme positives, négatives, stables, en développement ou N.S. (non significatives). Une perspective de notation stable signifie que la note n'est pas susceptible de changer.

S&P a attribué aux actions série A et aux actions série C la note P-3 selon son échelle de notation canadienne. La note P-3 est la dixième note sur une échelle de vingt utilisée par S&P selon son échelle de notation canadienne des actions privilégiées (la première note étant la plus élevée et la vingtième la plus basse). Selon S&P, cette note P-3 indique que, même si l'obligation est considérée comme étant moins vulnérable à un non-paiement que d'autres émissions de nature spéculative, elle est exposée à d'importantes incertitudes constantes ou à une conjoncture commerciale, financière ou économique défavorable qui pourrait empêcher le débiteur de remplir convenablement ses engagements financiers.

La société a payé des frais de service applicables à S&P pour la notation de la société, des actions série A et des actions série C et l'examen annuel de celles-ci. La société n'a pas versé d'autres montants pour d'autres services fournis par S&P dans les deux dernières années.

Les notes visent à fournir aux investisseurs une évaluation indépendante de la qualité du crédit d'une émission ou d'un émetteur de titres et ne se veulent pas une indication de la convenance de ces titres à un investisseur en particulier. Une note ne constitue pas une recommandation d'acheter, de vendre ou de détenir des titres et elle peut être révisée ou retirée en tout temps par l'agence de notation.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRE

Actions ordinaires

Les actions ordinaires sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « INE ».

Le tableau ci-après indique la variation du cours, en dollars canadiens, des actions ordinaires et le volume moyen quotidien des opérations sur celles-ci à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé et les deux premiers mois de 2018.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2017	14,18	13,64	99 270
Février 2017	14,48	13,54	139 529
Mars 2017	14,74	14,03	110 851
Avril 2017	14,75	13,77	102 668
Mai 2017	14,65	13,80	146 542
Juin 2017	14,87	14,15	122 561
Juillet 2017	14,76	14,14	101 283
Août 2017	14,92	14,21	102 441
Septembre 2017	15,72	14,25	143 920
Octobre 2017	15,11	13,52	116 358
Novembre 2017	14,53	13,39	202 890
Décembre 2017	14,74	14,33	232 634
Janvier 2018	14,53	13,49	212 099
1 ^{er} février au 20 février 2018	14,10	13,00	406 197

Actions série C

Les actions série C sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « INE.PR.C. ».

Le tableau suivant indique la variation du cours, en dollars canadiens, des actions série C ainsi que le volume moyen quotidien des opérations sur celles-ci à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé et les deux premiers mois de 2018.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2017	21,89	20,61	1 317
Février 2017	22,30	21,69	950
Mars 2017	23,50	22,08	1 121
Avril 2017	23,59	22,92	1 192
Mai 2017	23,51	22,99	729
Juin 2017	23,65	22,91	1 096
Juillet 2017	23,20	22,85	2 868
Août 2017	23,01	22,55	1 853
Septembre 2017	22,81	22,25	2 577
Octobre 2017	22,86	22,13	3 105
Novembre 2017	23,15	22,51	1 194
Décembre 2017	23,60	22,99	830
Janvier 2018	23,51	23,03	599
1 ^{er} février au 20 février 2018	23,20	22,73	1 069

Actions série A

Les actions série A sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « INE.PR.A. ».

Le tableau suivant indique la variation du cours, en dollars canadiens, des actions série A ainsi que le volume moyen quotidien des opérations sur celles-ci à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé et les deux premiers mois de 2018.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2017	16,44	15,50	2 811
Février 2017	16,27	15,42	4 566
Mars 2017	17,07	16,30	1 278
Avril 2017	17,80	16,75	984
Mai 2017	17,50	16,58	3 720
Juin 2017	17,00	16,52	1 742
Juillet 2017	16,85	16,47	6 051
Août 2017	17,16	16,65	1 311
Septembre 2017	17,25	16,60	2 427
Octobre 2017	18,44	17,10	3 472
Novembre 2017	18,22	17,25	1 636
Décembre 2017	17,83	17,01	2 250
Janvier 2018	18,38	17,25	2 126
1 ^{er} février au 20 février 2018	18,26	17,70	2 129

Débetures convertibles 4,25 %

Les débetures convertibles 4,25 % sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « INE.DB.A. ».

Le tableau à droite indique la variation du cours, en dollars canadiens, des débetures convertibles 4,25 % ainsi que le volume moyen quotidien des opérations sur celles-ci à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé et les deux premiers mois de 2018.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2017	107,00	104,99	28 524
Février 2017	107,00	104,77	26 211
Mars 2017	108,02	107,00	11 043
Avril 2017	109,75	106,99	16 368
Mai 2017	108,95	105,77	15 364
Juin 2017	109,75	107,54	43 545
Juillet 2017	109,11	107,50	57 650
Août 2017	110,02	108,00	23 955
Septembre 2017	111,99	105,75	25 450
Octobre 2017	109,75	105,51	17 619
Novembre 2017	108,00	104,99	22 409
Décembre 2017	109,00	107,83	108 474
Janvier 2018	108,00	103,50	19 545
1 ^{er} février au 20 février 2018	106,00	102,21	55 154

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Administrateurs

Le tableau suivant indique, pour chaque administrateur, le nom, la municipalité, la province ou l'État et le pays de résidence à la date de la présente notice annuelle, ses fonctions principales, la période durant laquelle il a été administrateur et les actions ordinaires en nombre et en pourcentage détenues. Chaque administrateur élu ou nommé exerce son mandat jusqu'à la prochaine assemblée annuelle des actionnaires ou jusqu'à ce qu'un successeur soit élu par les actionnaires, sauf si l'administrateur donne sa démission ou si son poste devient vacant en raison de la destitution de l'administrateur, de son décès ou d'une autre cause.

Nom et municipalité de résidence	Administrateur depuis	Fonctions principales	Actions ordinaires détenues en propriété véritable ou sur lesquelles un contrôle ou une emprise est exercé ¹⁾	% des actions ordinaires
JEAN LA COUTURE ²⁾³⁾ Montréal (Québec) Canada	2010	Président, Huis Clos Ltée, consultants en gestion d'entreprise et conseillers en conflits et litiges	47 349	0,035%
ROSS J. BEATY ⁴⁾ Vancouver, Colombie-Britannique, Canada	2018	Président du conseil d'Equinox Gold Corp. et de Pan American Silver Corp.	9 505 252	7,163%
NATHALIE FRANCISCI ⁵⁾ Montréal (Québec) Canada	2017	Associée, Gouvernance & Diversité pour la firme Odgers Berndtson	Ø	Ø
RICHARD GAGNON ⁶⁾ Laval (Québec) Canada	2017	Administrateur de sociétés	Ø	Ø
DANIEL LAFRANCE ³⁾⁷⁾ Kirkland (Québec) Canada	2010	Administrateur de sociétés	43 000	0,032%
MICHEL LETELLIER St-Lambert (Québec) Canada	2002	Président et chef de la direction de la société	689 233	0,519%
DALTON MCGUINTY ⁸⁾⁹⁾ Ottawa (Ontario) Canada	2015	Administrateur de sociétés et conseiller principal chez Desire2 Learn	Ø	Ø
MONIQUE MERCIER ⁹⁾¹⁰⁾ Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2015	VP à la direction, Affaires corporatives, chef des services juridiques et de la gouvernance de TELUS Corporation	7 228	0,005%

1) L'information sur les actions ordinaires détenues en propriété véritable ou sur lesquelles une emprise ou un contrôle est exercé par chaque administrateur a été fournie par chaque administrateur individuellement.

2) Président du conseil d'administration et membre du comité d'audit.

3) Jean La Couture et Daniel Lafrance ont été nommés administrateurs de la société le 29 mars 2010 à la réalisation du regroupement stratégique de la société et d'Innergex Énergie, Fonds de revenu par voie d'une prise de contrôle inversée (l'« **arrangement** »). Avant l'arrangement, ils étaient depuis 2003 fiduciaires d'Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation, une filiale en propriété exclusive du Fonds qui était lui-même un émetteur ouvert inscrit à la TSX.

4) Ross J. Beaty a été nommé au conseil d'administration à la clôture de l'acquisition d'Altera le 6 février 2018.

5) Membre du comité des ressources humaines et du comité de gouvernance d'entreprise.

6) Président du comité des ressources humaines et membre du comité d'audit.

7) Président du comité d'audit et membre du comité des ressources humaines.

8) Membre du comité de gouvernance d'entreprise.

9) À la date des présentes, Nathalie Francisci, Richard Gagnon, Dalton McQuinty et Monique Mercier détiennent respectivement 2 750, 2 750, 8 505 et 7 785 en unités d'actions différées (« **UAD** »). Les UAD sont attribuées en vertu du Régime d'unités d'actions différées de la société qui permet de choisir de recevoir la totalité ou une partie de la rémunération des administrateurs ou du salaire des dirigeants en UAD.

10) Présidente du comité de gouvernance d'entreprise.

Au cours des cinq dernières années, chacun des administrateurs susmentionnés a exercé ses fonctions principales actuelles ou d'autres fonctions de direction au sein des sociétés indiquées en regard de son nom ou auprès de sociétés ou d'entreprises associées, y compris des sociétés appartenant au même groupe et des sociétés remplacées, sauf Richard Gagnon qui était avant janvier 2017, président et chef de la direction de Humania Assurance Inc., Daniel Lafrance qui était avant août 2013, premier vice-président, Finances et approvisionnement, chef des finances et secrétaire de Lantic inc., Dalton McGuinty qui était i) avant septembre 2015, consultant principal chez PricewaterhouseCoopers, et ii) avant février 2013, Premier ministre de la province d'Ontario, membre du Parlement jusqu'en juin 2013 et (iii) qui depuis juillet 2014, est consultant principal chez Desire2 Learn et Ross J. Beaty qui de mai 2008 au 6 février 2018, a été président du conseil et administrateur d'Alterra Power Corp.

Membres de la haute direction

Le tableau suivant indique le nom, la municipalité, la province ou l'État ainsi que le pays de résidence de chaque membre de la haute direction, sa fonction et son poste principal et l'année d'entrée en fonction à titre de membre de la haute direction de la société.

Nom et municipalité de résidence	Membre de la haute direction depuis	Fonction/poste principal
MICHEL LETELLIER, MBA St-Lambert (Québec) Canada	2003	Président et chef de la direction
JEAN PERRON, CPA, CA Brossard (Québec) Canada	2003	Chef de la direction financière
JEAN TRUDEL, MBA Montréal (Québec) Canada	2003	Chef de la direction des investissements
FRANÇOIS HÉBERT Bromont (Québec) Canada	2003	Vice-président principal – Exploitation et Entretien
RICHARD BLANCHET, P. ING., M. Sc. North Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2004	Vice-président principal – Développement, Ouest du Canada et Amérique latine
PETER GROVER, ING. St-Bruno (Québec) Canada	2005	Vice-président principal – Gestion de projets éoliens et solaires
RENAUD DE BATZ DE TRENQUELLÉON, P.Geo., M.Sc., MBA North Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2005	Vice-président principal – Gestion de projets hydroélectriques
MATTHEW KENNEDY, M.Sc., R.P.Bio. Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2011	Vice-président – Environnement
ANNE CLICHE Laval (Québec) Canada	2011	Vice-présidente - Ressources humaines
CLAUDE CHARTRAND, P.ING., B.A. Sc. Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2012	Vice-président - Ingénierie
NATHALIE THÉBERGE, LL.B Montréal (Québec) Canada	2010	Vice-présidente – Affaires juridiques corporatives et secrétaire
YVES BARIBEAULT, Ing., LL.B., MBA Montréal, Québec, Canada	2015	Vice-président – Affaires juridiques, Exploitation et Projets

Au cours des cinq dernières années, chacun des membres de la haute direction susmentionnés a exercé ses fonctions principales actuelles ou d'autres fonctions de direction auprès de la société.

Au 21 février 2018, les administrateurs et membres de la haute direction de la société, en tant que groupe, sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 11 346 089 actions ordinaires, soit 8,551 % du total des actions ordinaires émises et en circulation de la société, ou exercent un contrôle ou une emprise sur ces actions.

Faillite, Insolvabilité, Interdiction d'opérations et pénalités

À titre d'administrateur de Québecor Inc., l'actionnaire majoritaire de Québecor World Inc., on a demandé à Jean La Couture de se joindre au conseil d'administration de Québecor World Inc. le 10 décembre 2007. Le 21 janvier 2008, Québecor World Inc. a demandé la protection contre ses créanciers au terme de la Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies (Canada) et du chapitre 11 du Bankruptcy Code des États Unis. Le 16 décembre 2008, Jean La Couture a démissionné de son poste d'administrateur de Québecor World Inc. En juillet 2009, Québecor World Inc. est sortie des procédures de faillite canadiennes et américaines.

À la connaissance de la société, aucun des administrateurs et dirigeants de la société a) n'est à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été au cours des dix années qui précèdent la date de la présente notice annuelle, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une société qui a fait l'objet i) d'une ordonnance prononcée pendant que l'administrateur ou dirigeant de la société exerçait des fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances, ou ii) d'une ordonnance prononcée après que l'administrateur ou dirigeant de la société a cessé d'exercer les fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances et découlant d'un événement survenu pendant qu'il exerçait ces fonctions, b) n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, administrateur ou membre de la haute direction d'une société qui, pendant qu'il exerçait cette fonction ou dans l'année suivant la cessation de cette fonction, a fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, a été poursuivie par ses créanciers, conclut un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou si un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndicat de faillite a été nommé pour détenir ses biens; ni c) n'a, au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi par ses créanciers, conclut un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou si un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens.

Pour les besoins du paragraphe qui précède, « ordonnance » s'entend d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance semblable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance qui refusait à la société visée de se prévaloir d'une dispense en vertu de la législation en valeurs mobilières, qui a été en vigueur pendant une période de plus de 30 jours consécutifs.

CONFLITS D'INTÉRÊTS

Il n'existe aucun conflit d'intérêts en cours ou potentiel entre la société ou l'une de ses filiales et leurs administrateurs et dirigeants respectifs. Certains administrateurs et dirigeants de la société sont également des administrateurs ou des dirigeants d'autres sociétés. Ces liens peuvent de temps à autre donner lieu à des conflits d'intérêts. La direction de la société et le conseil d'administration évalueront tout conflit d'intérêts éventuellement susceptible de survenir conformément aux attentes et objectifs raisonnables de la société et agiront selon quelque obligation de diligence ou obligation d'agir de bonne foi envers la société.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2017, ni la société, ni ses biens n'ont fait l'objet de quelque instance qui aurait un effet défavorable important sur celle-ci ou ceux-ci. Pour autant que sache la société, aucune instance visant la société ou ses biens n'est imminente.

Le 14 janvier 2014, Harrison Hydro Project Inc., Fire Creek Project Limited Partnership, Lamont Creek Project Limited Partnership, Stokke Creek Project Limited Partnership, Tipella Creek Project Limited Partnership and Upper Stave Project Limited Partnership (les « **Appelants** ») ont déposé des appels auprès de l'Environmental Appeal Board contestant une décision du contrôleur du Water Rights visant les taux de redevances d'énergie hydraulique qui seront facturés en vertu de la loi intitulée Water Act R.S.B.C. 1996, c. 483 en ce qui concerne les centrales Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River. Le 8 décembre 2015, l'Environmental Appeal Board a rendu sa décision rejetant l'appel. Le 20 janvier 2016, une demande de révision judiciaire a été déposée à la Cour Suprême de la Colombie-Britannique (la « **CSCB** »). Le 27 février 2017, la CSCB a refusé de renverser la décision de l'Environmental Appeal Board. Le 21 mars, 2017, les Appelants ont déposé un appel de la décision de la CSCB et le 8 février 2018, dans une décision partagée, la Cour d'appel de la Colombie-Britannique a refusé de renverser la décision de la CSCB. Les Appelants analysent actuellement la possibilité de déposer une requête pour permission d'en appeler à la Cour suprême du Canada. Le résultat de la révision judiciaire pourrait avoir une incidence sur les dépenses de ces entités sur une base annuelle, ce qui représenterait une augmentation globale d'environ 1,6 million de dollars pour les droits d'utilisation de l'eau. Le montant de cette augmentation potentielle des droits d'utilisation de l'eau a été

inclus dans les résultats de la société pour les exercices 2013, 2014, 2015 et 2016. La société détient une participation indirecte de 50,0024 % dans ces centrales.

DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun des administrateurs, dirigeants ou actionnaires qui est propriétaire véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 % de toute catégorie d'actions de la société ou exerce un contrôle ou une emprise sur ces actions, ni aucune personne ayant un lien avec une telle personne ni aucun membre du même groupe, n'a ou n'a eu d'intérêt important, direct ou indirect, dans toute opération au cours des trois derniers exercices ou de l'exercice courant ou dans une opération envisagée, qui a eu ou aura une incidence importante sur la société.

Cependant le 30 octobre 2017, la société a annoncé l'accord de conclure un prêt à terme non garanti et subordonné de 5 ans d'un montant de 150 millions de dollars avec la Caisse. Ce contrat de prêt a été négocié avec la Caisse pour financer l'élément capital de l'acquisition d'Alterra négocié sans lien de dépendance avec la Caisse et complété le 6 février 2018. À cette date, avec la dilution de l'acquisition d'Alterra, la détention de la Caisse dans les actions ordinaires de la société a descendu sous le seuil de 10%. Le 17 mars 2015, Upper Lillooet River Power Limited Partnership et Boulder Creek Power Limited Partnership, des filiales de la société, ont conclu un financement de 491,6 millions de dollars pour un prêt de construction et un prêt à terme sans recours pour les projets hydroélectriques au fil de l'eau Upper Lillooet et Boulder Creek et le 22 juin 2015, Big Silver Creek LP, un membre du groupe de la société, a conclu un financement de 197,2 millions de dollars pour un prêt de construction et un prêt à terme sans recours pour la centrale Big Silver Creek. Ces financements ont été mis en place par un processus de sélection concurrentiel par La Compagnie d'Assurance-Vie Manufacturers à titre d'agent, avec, entre autres, des syndicats de prêteurs comprenant la Caisse.

En date de la clôture de l'acquisition d'Alterra, les opérations suivantes ont eu lieu : i) en 2011, Ross J. Beaty a conclu une facilité de crédit renouvelable avec Alterra (la « **facilité de crédit** »). La facilité de crédit a une capacité d'emprunt de 20,0 millions de dollars CA et met les fonds à la disposition d'Alterra, sur une base renouvelable à un taux d'intérêt de 8 % par année, composé et payable mensuellement. En outre, une commission d'engagement d'un montant de 0,75 % de la facilité de crédit, et des frais de retrait de 1,5 % des montants avancés, sont payables au comptant. La facilité de crédit vient à échéance le 31 mars 2018. Au 16 février 2018, Alterra avait emprunté 17,3 millions de dollars CA en vertu de la facilité de crédit; et ii) en octobre 2016, Ross J. Beaty a prêté à Magma Energy Sweden A.B (une filiale d'Alterra) 35,7 millions de dollars US par l'émission d'une obligation de cinq ans (l'« **obligation** »). L'obligation paie des intérêts à 8,5 % par an, avec des frais initiaux de 2 % du capital qui ont été payés à la clôture du financement. L'obligation est garantie par 15 % des actions en circulation dans HS Orka.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de la société est Services aux investisseurs Computershare inc. pour les actions ordinaires, les actions série A, les actions série B et les actions série C, et Société de fiducie Computershare du Canada pour les débentures convertibles 4,25 % à leurs bureaux à Toronto et Montréal.

CONTRATS IMPORTANTS

Au cours de l'exercice 2015, la société a conclu les contrats importants suivants relativement au placement des débentures convertibles 4,25 % :

- Acte de fiducie relatif aux débentures convertibles 4,25 %; et
- Convention de prise ferme des débentures convertibles 4,25 %.

Au cours de l'exercice 2016, la société a conclu les contrats importants suivants :

- Contrat de souscription; et
- Modification N° 1 au contrat de souscription.

Au cours de l'exercice 2017, la société a conclu le contrat important suivant :

- Convention d'arrangement; et
- La cinquième convention de crédit modifiée et reformulée.

Tous les contrats importants sont accessibles sur le site Internet de SEDAR à l'adresse sedar.com

INTÉRÊT DES EXPERTS

Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. est l'auditeur indépendant de la société et a confirmé son indépendance par rapport à la société, au sens du Code de déontologie de l'Ordre des comptables professionnels agréés du Québec.

INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT

Le comité d'audit se compose entièrement d'administrateurs qui respectent les exigences en matière d'indépendance et d'expérience du Règlement 52-110 sur le comité d'audit adopté en vertu de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Québec). Daniel Lafrance est président du comité d'audit et Jean La Couture et Richard Gagnon sont les autres membres actuels. Chacun d'eux est indépendant et possède des compétences financières au sens du Règlement 52-110 sur le comité d'audit. La charte du comité d'audit figure à l'annexe B des présentes.

En plus de posséder des compétences sur le plan opérationnel (avoir une expérience considérable dans la prise de décisions quotidiennes dans le domaine des affaires et l'atteinte d'objectifs commerciaux stratégiques, acquise dans le cadre d'une expérience antérieure significative assortie d'une responsabilité étendue de l'exploitation), les membres du conseil d'administration qui font partie du comité d'audit de la société doivent avoir des compétences financières, c'est-à-dire être en mesure 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 celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées lors de la lecture des états financiers de la société, et par ailleurs en conformité avec les normes de gouvernance applicables en vertu des lois et règlements sur les valeurs mobilières applicables. Tous les membres du comité d'audit possèdent des compétences tant sur le plan opérationnel que financier.

La formation et l'expérience connexe de chacun des membres du comité d'audit sont décrites ci-après.

Jean La Couture – Jean La Couture est président de Huis Clos ltée, entreprise de gestion et de médiation. Il est également Fellow de l'Ordre des Comptables professionnels agréés du Québec et est membre de l'Ordre des Comptables professionnels agréés du Québec depuis 1967. Jean La Couture a dirigé Le Groupe Mallette (cabinet comptable) avant de devenir président et chef de la direction de La Garantie, Compagnie d'Assurance de l'Amérique du Nord. En 1995, Jean La Couture a fondé Huis Clos ltée, qui se spécialise dans la gestion et la médiation ainsi que dans les négociations civiles et commerciales. De plus, il est président du conseil de Groupe Pomerleau et administrateur et président du comité d'audit de Québecor inc., un émetteur assujéti. Il agit aussi à titre d'administrateur de la Caisse de dépôt et placement du Québec.

Daniel Lafrance (président) – Daniel Lafrance est principalement administrateur de sociétés depuis août 2013. De février 1992 à août 2013, il était Premier Vice-président, Finances et Approvisionnement, Chef des services financiers et Secrétaire de Lantic Inc., filiale en propriété exclusive de Rogers Sugar Inc., un émetteur assujéti. Il est titulaire d'un baccalauréat en affaires (1976) et d'un diplôme spécialisé en comptabilité (1977) de l'Université d'Ottawa. Daniel Lafrance est également membre de l'Institute of Chartered Accountants of Ontario depuis 1980. Il agit actuellement à titre d'administrateur et de président du comité d'audit de Rogers Sugar Inc., un émetteur assujéti et de sa filiale en propriété exclusive Lantic Inc.

Richard Gagnon – Richard Gagnon est principalement administrateur de sociétés depuis janvier 2017. De novembre 2003 à janvier 2017, il a été président et chef de la direction de Humania Assurance Inc. (société d'assurance santé canadienne). Il détient un baccalauréat ès arts en administration, communication et droit (1979) et est également « Fellow Administrateur Agréé » depuis 1996. Richard Gagnon est actuellement administrateur de la Financière des professionnels et de l'Ordre des Ingénieurs du Québec.

Le total des honoraires versés, y compris la quote-part de la société des honoraires versés par ses coentreprises, pour des services professionnels rendus par Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. et les membres de son groupe pour l'exercice terminé le 31 décembre 2017 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2016, est présenté dans le tableau suivant.

Honoraires	Exercice terminé le 31 décembre 2017	Exercice terminé le 31 décembre 2016
Honoraires d'audit	670 875 \$	631 100 \$
Honoraires pour services liés à l'audit	90 700 \$	Ø
Honoraires pour services fiscaux	Ø	61 999 \$
Tous les autres honoraires	Ø	Ø
Total des honoraires¹⁾ :	761 575 \$	693 099 \$

1) Le total des honoraires payés à Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l., sans tenir compte de la participation proportionnelle de la société dans ses coentreprises, s'est établi à 761 575 \$ en 2017 et à 693 099 \$ en 2016.

Dans le tableau qui précède, les expressions utilisées dans la colonne « **Honoraires** » ont le sens suivant : les « **honoraires d'audit** » désignent tous les honoraires relatifs à des services professionnels fournis pour l'audit des états financiers. Ils comprennent également les services fournis par les auditeurs relativement aux autres dépôts de documents prévus par la loi et la réglementation, notamment les états financiers des filiales de la société, selon le cas, ainsi que les services que seuls les auditeurs de la société, peuvent rendre généralement, notamment les lettres d'intention, les consentements et le soutien relatifs à l'examen des documents déposés auprès des commissions des valeurs mobilières. Les « **honoraires pour services liés à l'audit** » désignent les honoraires relatifs au contrôle préalable se rapportant à des fusions et à des acquisitions potentielles et ne sont pas inclus dans les « **honoraires d'audit** ». Les « honoraires pour services fiscaux » désignent l'ensemble des honoraires facturés pour les services fournis relativement à la conformité en matière d'impôt sur le revenu, de taxes à la consommation et d'autres obligations fiscales et aux conseils et aux services de planification en matière de fiscalité nationale et internationale. « **Tous les autres honoraires** » désignent l'ensemble des honoraires facturés pour des produits et services fournis par les auditeurs externes de la société, à l'exception des « honoraires d'audit », des « honoraires pour services liés à l'audit » et des « **honoraires pour services fiscaux** ».

Le comité d'audit réalise une fois par année un examen approfondi et une évaluation de l'auditeur externe et communique les résultats de cette évaluation annuelle au conseil d'administration.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Des renseignements complémentaires, y compris la rémunération des administrateurs et dirigeants et les prêts qui leur sont consentis, les principaux porteurs des titres de la société et les titres autorisés à des fins d'émission aux termes de plans de rémunération en actions, se trouvent dans la circulaire d'information de la société préparée à l'égard de la dernière assemblée annuelle des actionnaires de la société et qui peut être consultée sur le site Web de SEDAR à l'adresse sedar.com.

Des renseignements financiers supplémentaires sur la société sont fournies dans ses états financiers audités et son rapport de gestion pour le dernier exercice terminé lesquels peuvent être consultés sur le site Web de SEDAR à l'adresse sedar.com.

Toutes les demandes visant les documents précités doivent être envoyées au secrétaire corporatif d'Innergex énergie renouvelable inc. à l'adresse 1225, rue Saint-Charles Ouest, 10^{ième} étage, Longueuil (Québec) J4K 0B9 ou par courriel au legal@innnergex.com ou par télécopieur au numéro 450-928-2544.

GLOSSAIRE

« **acquisition d'Alterra** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développements récents ».

« **acquisitions en France** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2016 ».

« **acte de fiducie relatif aux débetures convertibles 4,25 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débetures convertibles 4,25 % ».

« **actions ordinaires** » Les actions ordinaires au sens de la rubrique « Structure de l'entreprise ».

« **actions privilégiées** » Les actions privilégiées au sens de la rubrique « Structure de l'entreprise ».

« **actions série A** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Structure de l'entreprise ».

« **actions série B** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Structure de l'entreprise ».

« **actions série C** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Structure de l'entreprise ».

« **AGER II** », les première et deuxième phases de l'AGER.

« **acquisitions en France** » À la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2016 ».

« **Alterra** » Alterra Power Corp.

« **arrangement** » Le 31 janvier 2010, la société et le Fonds ont conclu une convention relative à l'arrangement définitive visant un regroupement stratégique des deux entités aux termes duquel le Fonds a acquis la société par voie d'une prise de contrôle inversée, donnant par le fait même effet à la conversion du Fonds en une société par actions.

« **BayWa** » BayWa r.e.

« **BC Hydro** » British Columbia Hydro and Power Authority.

« **Big Silver Creek LP** » Big Silver Creek Limited Partnership.

« **Boulder Creek LP** » Boulder Creek Power Limited Partnership.

« **C.-B.** » La province de la Colombie-Britannique.

« **CAÉ** » Un contrat d'achat d'électricité, un contrat d'approvisionnement en électricité, un contrat d'achat d'électricité ou un contrat d'approvisionnement en énergie renouvelable.

« **centrale Ashlu Creek** » La centrale hydroélectrique de 49,9 MW située sur la rivière Ashlu Creek en Colombie-Britannique.

« **centrale Batawa** » La centrale hydroélectrique de 5 MW située sur Trent-Severn Waterway près de Trenton en Ontario.

« **centrale Big Silver Creek** » La centrale hydroélectrique de 40,6 MW située approximativement à

40 km au nord de Harrison Hot Springs en Colombie Britannique.

« **centrale Boulder Creek** » La centrale hydroélectrique de 25,3 MW situé à 56 km au nord-ouest de Pemberton en Colombie-Britannique.

« **centrale Brown Lake** » La centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 7,2 MW située sur la Ecstall River, près de Prince Rupert en Colombie-Britannique.

« **centrale Chaudière** » La centrale hydroélectrique de 24 MW située sur la rivière Chaudière près de Lévis au Québec.

« **centrale Dokie 1** » La centrale hydroélectrique de 144 MW situé en Colombie-Britannique.

« **centrale Douglas Creek** » La centrale hydroélectrique de 27 MW située près de la confluence de Douglas Creek et Little Harrison Lake en Colombie-Britannique.

« **centrale Fire Creek** » La centrale hydroélectrique de 23 MW située près de la confluence de Fire Creek et State River en Colombie-Britannique.

« **centrale Fitzsimmons Creek** » La centrale hydroélectrique de 7,5 MW située sur Fitzsimmons Creek dans la municipalité de villégiature de Whistler en Colombie-Britannique.

« **centrale Glen Miller** » La centrale hydroélectrique de 8 MW située sur Trent River à Trenton en Ontario.

« **centrale Horseshoe Bend** » La centrale hydroélectrique de 9,5 MW située sur Payette River, dans l'État de l'Idaho aux États-Unis.

« **centrale Kwoiek Creek** » La centrale hydroélectrique de 49,9 MW situé à Kwoiek Creek en Colombie-Britannique.

« **centrale Lamont Creek** » La centrale hydroélectrique de 27 MW située près de Harrison Lake dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique sur Lamont Creek.

« **centrale Magpie** » La centrale hydroélectrique de 40,6 MW, située sur la rivière Magpie, dans la municipalité de Rivière-Saint-Jean à environ 150 km à l'est de Sept-Îles au Québec.

« **centrale Miller Creek** » La centrale hydroélectrique de 33 MW, située sur Miller Creek, près de Pemberton, en Colombie-Britannique, à environ 30 km au nord-est de la municipalité de villégiature de Whistler en Colombie-Britannique.

« **centrale Montmagny** » La centrale hydroélectrique de 2,1 MW située sur la rivière du Sud dans la ville de Montmagny au Québec.

« **centrale Northwest Stave River** » La centrale d'énergie hydroélectrique de 17,5 MW situé à environ 35 km au nord de Mission en Colombie-Britannique.

« **centrale Rutherford Creek** » La centrale hydroélectrique de 49,9 MW située près de Pemberton en Colombie-Britannique.

« **centrale Saint-Paulin** » La centrale hydroélectrique de 8 MW située dans la municipalité de Saint-Paulin au Québec.

« **centrale SM-1** » La centrale hydroélectrique de 30,5 MW située sur une terre privée près de la ville de Sept-Îles.

« **centrale Stokke Creek** » La centrale hydroélectrique de 22 MW située près de Harrison Lake dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique sur Stokke Creek.

« **centrale Tipella Creek** » La centrale hydroélectrique de 18 MW située près de Harrison Lake dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique sur Tipella Creek.

« **centrale Tretheway Creek** » La centrale hydroélectrique de 21,2 MW situé à 50 km environ de Harrison Hot Springs en Colombie-Britannique.

« **centrale Umbata Falls** » La centrale hydroélectrique Umbata Falls de 23 MW situé sur White River en Ontario.

« **centrale Upper Stave River** » La centrale hydroélectrique de 33 MW située près de Harrison Lake dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique sur Stave River.

« **centrale Walden** » La centrale hydroélectrique de 16 MW située à Cayoosh Creek près de Lillooet en Colombie-Britannique.

« **centrale Windsor** » La centrale hydroélectrique de 5,5 MW située sur la rivière St-François près de Windsor au Québec.

« **centrales en exploitation Harrison** » Les six centrales hydroélectriques au fil de l'eau ayant une puissance brute installée combinée de 150 MW, soit la centrale Douglas Creek, la centrale Fire Creek, la centrale Stokke Creek, la centrale Tipella Creek, la centrale Upper Stave River et la centrale Lamont Creek.

« **centrales Portneuf** » Les trois centrales Portneuf soit Portneuf - 1 de 8 MW, Portneuf - 2 de 9,9 MW et Portneuf - 3 de 8 MW situées sur la rivière Portneuf à Sainte-Anne-de-Portneuf et Saint-Paul-du-Nord-Sault-au-Mouton dans la seigneurie des Mille-Vaches au Québec.

« **centrale géothermique Reyjanes (1&2)** » la centrale géothermique de 100 MW située en Islande.

« **centrale géothermique Svartsengi** » la centrale géothermique de 74 MW située en Islande.

« **CFE** » Comisión Federal de Electricidad une entreprise gouvernementale productive du Mexique qui produit et distribue de l'électricité à plus de 38,5 millions de clients représentant 120 millions de Mexicains.

« **CHI** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

« **contrat CFD** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Énergie renouvelable dans certains autres marchés ».

« **convention d'arrangement** » La convention d'arrangement entre la société et Alterra aux termes de laquelle la société a acquis la totalité des actions émises et en circulation d'Alterra.

« **convention de prise ferme relative aux débentures convertibles 4,25 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de

l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2015 ».

« **cours du marché en vigueur** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débentures convertibles 4,25 % ».

« **date d'échéance** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débentures convertibles 4,25 % ».

« **date de mise en service commercial** » Une date de mise en service commercial à l'égard d'un projet conformément à son CAÉ.

« **débentures convertibles 4,25 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débentures convertibles 4,25 % ».

« **débentures convertibles 5,75 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2015 ».

« **demande de propositions** » ou « **DDP** » Une demande de propositions lancée par un gouvernement provincial ou une entité créée par ce gouvernement à cette fin.

« **Desjardins** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2016 ».

« **facilité Boulder Creek** » La centrale hydroélectrique de 25,3 MW située à 56 km au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

« **facilité Dokie 1** » La centrale hydroélectrique de 144 MW située en Colombie-Britannique.

« **facilité Upper Lillooet River** » La centrale hydroélectrique de 81,4 MW située sur Lillooet River au nord-ouest de Pemberton en Colombie-Britannique.

« **HHLP** » Harrison Hydro Limited Partnership.

« **initiative écoÉNERGIE** » L'initiative du gouvernement fédéral pour l'énergie renouvelable prévoyant un paiement incitatif de 10 \$ le MWh pour les dix premières années d'exploitation.

« **installations en exploitation** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Portefeuille d'actifs ».

« **IPC** » L'indice des prix à la consommation pour le Canada.

« **km** » Kilomètre.

« **Mesgi'g Ugju's'n (MU) SEC** » Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU), S.E.C.

« **MW** » Un million de watts ou un mégawatt.

« **MWh** » Un million de watts par heure ou un mégawatt par heure.

« **notation** » ou « **note** » A la signification qui lui est attribuée à la sous-rubrique « La notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la société ou peut être baissée » sous « Facteurs de risque ».

« **NPR** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché – Énergie renouvelable au Canada ».

« **OÉO** » L'Office de l'électricité de l'Ontario.

« **parc éolien Antoigné** » Le parc éolien de 8 MW situé au Maine-et-Loire en France.

« **parc éolien Beaumont** » Le parc éolien de 25 MW situé en Berlise et Le Thuel, Aisne en France.

« **parc éolien Bois d'Anchat** » Le parc éolien de 10 MW situé en Beauce-la-Romaine (auparavant, Ouzouer-le-Marché), Loir-et-Cher en France.

« **parc éolien Cholletz** » Le parc éolien de 11,8 MW situé en Conchy-les-Pots, Oise en France.

« **parc éolien Carleton** » Le parc éolien de 109,5 MW situé dans la ville de Carleton-sur-Mer et dans la municipalité régionale de comté de Bonaventure au Québec.

« **parc éolien Gros-Morne** » Le parc éolien de 211,5 MW situé dans les municipalités de Mont-Louis et de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine au Québec.

« **parc éolien Les Renardières** » Le parc éolien de 21 MW situé en France.

« **parc éolien Longueval** » Le parc éolien de 10 MW situé au Son et Eclly, Ardennes en France.

« **parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU)** » Le parc éolien de 150 MW situé dans la péninsule gaspésienne au Québec.

« **parc éolien Montagne Sèche** » Le parc éolien de 58,5 MW situé dans la municipalité du Canton de Cloridorme au Québec.

« **parc éolien Montjean** » Le parc éolien de 22 MW situé en France.

« **parc éolien Plan Fleury** » Le parc éolien de 22 MW situé en France.

« **parc éolien Porcien** » Le parc éolien de 10 MW situé au Château-Porcien et Saint Fergueux, Ardennes en France.

« **parc éolien Rougemont-1** » Le parc éolien de 36,1 MW situé en France.

« **parc éolien Rougemont-2** » Le parc éolien de 44,5 MW situé en France.

« **parc éolien Shannon** » Le parc éolien de 204 MW situé aux États-Unis.

« **parc éolien Theil-Rabier** » Le parc éolien de 12 MW situé en Nouvelle-Aquitaine en France.

« **parc éolien Vaite** » Le parc éolien de 38,9 MW situé en France.

« **parc éolien Vallottes** » Le parc éolien de 12 MW situé en Bovée-sur-Barboure et Broussey-en-Blois, Meuse en France.

« **parc éolien Viger-Denonville** » Le parc éolien de 24,6 MW situé dans les municipalités de Saint-Paul-de-la-Croix et Saint-Épiphanie au Québec.

« **parc éolien Yonne** » Le parc éolien de 44 MW situé dans la région de Bourgogne en France.

« **parcs éoliens Cartier** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de

l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés au Québec ».

« **parc solaire Kokomo** » Le parc solaire de 6 MW situé aux États-Unis.

« **parc solaire Spartan** » Le parc solaire de 11 MW situé aux États-Unis.

« **parc solaire Stardale** » Le parc solaire de 33,2 MW_{DC} (27 MW_{AC}) situé à Hawkesbury Est en Ontario.

« **placement de débentures convertibles 4,25 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débentures convertibles 4,25 % ».

« **PND** » La Première Nation Douglas.

« **prix de conversion** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2015 ».

« **programme d'offre standard** » ou « **POS** » Un programme ou un mécanisme, mis sur pied par un gouvernement provincial ou une entité créée par ce gouvernement à cette fin, par l'entremise duquel un processus contractuel standard et simplifié et des modalités contractuelles sont offerts aux producteurs indépendants d'énergie pour conclure des CAÉ à l'égard de projets de production d'électricité renouvelable relativement petits.

« **projet Brúarvirkjun** » Le projet hydroélectrique de 10 MW situé en Islande.

« **projet Flat Top** » Le projet d'un parc éolien de 200 MW situé aux États-Unis.

« **projets en développement** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Portefeuille d'actifs ».

« **projets potentiels** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Portefeuille d'actifs ».

« **projets Wpd** » Le portefeuille de 7 parcs éoliens situés en France avec une puissance installée combinée de 87 MW.

« **sept entités françaises** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2016 ».

« **société** » Innergex énergie renouvelable inc. et comprend ses filiales, à moins que le contexte ne s'y oppose.

« **S&P** » Standard & Poor's.

« **Tretheway Creek LP** » Tretheway Creek Hydro Limited Partnership.

« **TSX** » La Bourse de Toronto.

« **TWh** » 1 000 gigawatts par heure ou 1 000 000 de mégawatts par heure.

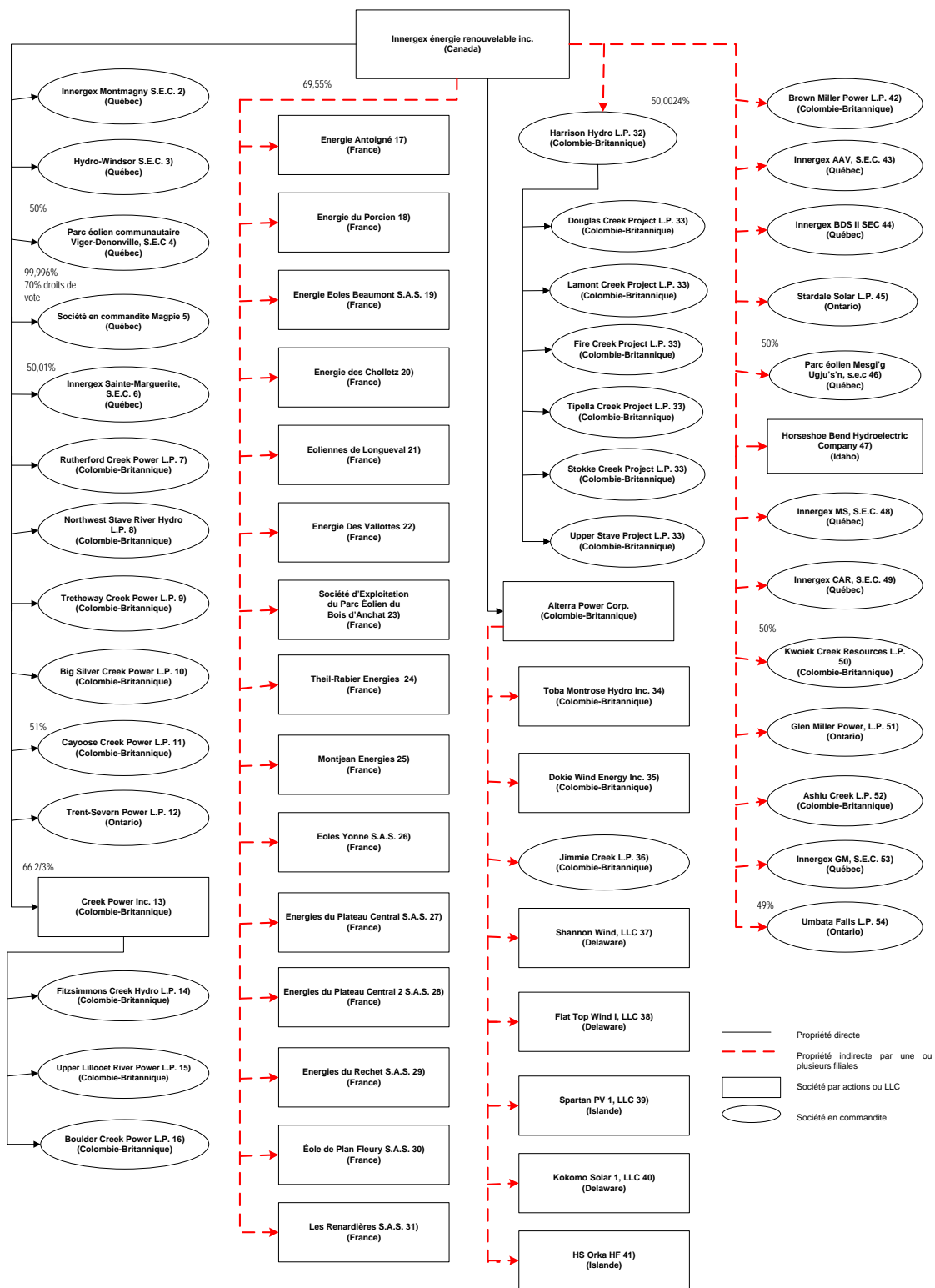
« **Upper Lillooet LP** » Upper Lillooet River Power Limited Partnership.

« **vendeur** » Wpd Europe GmbH, société allemande et vendeur des projets Wpd.

ANNEXE A

STRUCTURE ORGANISATIONNELLE

L'organigramme suivant illustre la structure organisationnelle de la société et de ses filiales importantes¹⁾, ainsi que certaines autres participations importantes détenues par la société à la date de la présente notice annuelle.



- 1) À moins d'indication contraire, la société détient une participation directe ou indirecte de 100 % dans l'entité. À moins d'indication contraire dans les notes qui suivent, la société détient une participation directe ou indirecte de 100 % dans les commandités de la société en commandite.
- 2) Innergex Montmagny, S.E.C. est propriétaire de la centrale Montmagny.
- 3) Hydro-Windsor, S.E.C. est propriétaire de la centrale Windsor.
- 4) Parc éolien communautaire Viger-Denonville, S.E.C. est propriétaire du parc éolien Viger-Denonville et son commandité est Parc éolien communautaire Viger-Denonville inc., qui appartient à 50 % à Innergex inc.
- 5) Société en commandite Maggie est propriétaire de la centrale Maggie.
- 6) Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. est propriétaire de la centrale SM-1.
- 7) Rutherford Creek Power L.P. est propriétaire de la centrale Rutherford Creek.
- 8) Northwest Stave River Hydro Limited Partnership est propriétaire de la centrale Northwest Stave River.
- 9) Tretheway Creek Power Limited Partnership est propriétaire de la centrale Tretheway Creek.
- 10) Big Silver Creek Power Limited Partnership est propriétaire de la centrale Big Silver Creek.
- 11) Cayoose Power L.P. est propriétaire de la centrale Walden et son commandité est Cayoose Creek Power Inc., qui appartient à 80 % à la société.
- 12) Trent-Severn Power, L.P. est propriétaire de la centrale Batawa.
- 13) La société détient 66,7 % de toutes les actions ordinaires émises et en circulation de Creek Power Inc. et toutes les actions privilégiées de série 1 émises et en circulation de Creek Power Inc.
- 14) Fitzsimmons Creek Hydro L.P. est propriétaire de la centrale Fitzsimmons Creek.
- 15) Upper Lillooet River Power Limited Partnership est propriétaire du projet Upper Lillooet River.
- 16) Boulder Creek Power Limited Partnership est propriétaire du projet Boulder Creek.
- 17) La société est propriétaire de 69,55 % d'Énergie Antoigné S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Antoigné.
- 18) La société est propriétaire de 69,55 % d'Énergie du Porcien S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Porcien.
- 19) La société est propriétaire de 69,55 % d'Énergie Éoles Beaumont S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Beaumont.
- 20) La société est propriétaire de 69,55 % d'Énergie des Cholletz S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Cholletz.
- 21) La société est propriétaire de 69,55 % d'Éoliennes de Longueval S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Longueval.
- 22) La société est propriétaire de 69,55 % d'Énergie des Valottes S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Vallottes.
- 23) La société est propriétaire de 69,55 % de Société d'Exploitation du Parc Éolien du Bois d'Anchat S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Bois d'Anchat.
- 24) La société est propriétaire de 69,55 % de Theil-Rabier Énergies S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Theil-Rabier.
- 25) La société est propriétaire de 69,55 % de Montjean Énergies S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Montjean.
- 26) La société est propriétaire de 69,55 % de Éoles Yonne S.A.S., est propriétaire du parc éolien Yonne.
- 27) La société est propriétaire de 69,55 % d'Énergies du Plateau Central S.A.S. qui est propriétaire du parc éolien Rougemont-1.
- 28) La société est propriétaire de 69,55 % d'Énergies du Plateau Central 2 S.A.S. qui est propriétaire du parc éolien Rougemont-2.
- 29) La société est propriétaire de 69,55 % d'Énergies du Rechet S.A.S. qui est propriétaire du parc éolien Vaite.
- 30) La société est propriétaire de 69,55 % d'Éoles de Plan Fleury S.A.S. qui est propriétaire du parc éolien Plan Fleury.
- 31) La société est propriétaire de 69,55 % de Les Renardières S.A.S. qui est propriétaire du parc éolien Les Renardières.
- 32) Harrison Hydro Limited Partnership détient les parts de société en commandite de chacune des 6 centrales en exploitation Harrison. Le commandité d'Harrison Hydro Limited Partnership est Harrison Hydro inc., filiale en propriété exclusive de Cloudworks Holdings inc., qui appartient à 50 % à la société.
- 33) Les 6 centrales en exploitation Harrison à savoir la centrale Douglas Creek Project Limited Partnership, la centrale Fire Creek Limited Partnership, la centrale Lamont Creek Project Limited Partnership, la centrale Stokke Creek Project Limited Partnership, la centrale Tipella Creek Project Limited Partnership et la centrale Upper Stave Project Limited Partnership détiennent leur projet respectif et leur commandité est Harrison Hydro Project inc., filiale en propriété exclusive d'Harrison Hydro Limited Partnership.
- 34) Toba Montrose Hydro Inc. détient à 100 % les centrales hydroélectriques East Toba et Montrose Creek, qui sont détenues à 40% par la société.
- 35) Dokie Wind Energy Inc. détient à 100 % le parc éolien Dokie 1, qui est détenu à 25,5% par la société.
- 36) Jimme Creek Limited Partnership détient à 100 % la centrale hydroélectrique Jimmie Creek, qui est détenue à 51% par la société.
- 37) Shannon Wind, LLC détient à 100 % le parc éolien Shannon, dont la société détient une participation commanditaire de 50%.
- 38) Flat Top Wind I, LLC détient à 100 % du projet éolien Flat Top, dont la société détient une participation commanditaire de 51%.
- 39) Spartan PV 1, LLC détient à 100 % le parc solaire Spartan, dont la société détient une participation commanditaire de 100%.
- 40) Kokomo Solar 1, LLC détient à 100 % le parc solaire Kokomo, dont la société détient une participation commanditaire de 90%.
- 41) HS Orka HF détient 100 % des centrales géothermiques Reyjanas (1&2) et Svartsengi et du projet Brúarvirkjun, dont la société détient une participation commanditaire de 53,9%.
- 42) Brown Miller Power Limited Partnership est propriétaire des centrales Brown Lake et Miller Creek.
- 43) Innergex AAV, S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans le parc éolien L'Anse-à-Valleau.
- 44) Innergex BDS II S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans le parc éolien Baie-des-Sables.
- 45) Stardale Solar LP est propriétaire du parc solaire Stardale.
- 46) Parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n (MU), S.E.C. est propriétaire du parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n (MU) et son commandité est Parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n (MU) Inc., qui appartient à 50 % à Innergex.
- 47) Innergex USA, Inc. détient à 100 % la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend.
- 48) Innergex MS, S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans le parc éolien Montagne Sèche.
- 49) Innergex CAR, S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans le parc éolien Carleton.
- 50) Kwoiek Creek Resources L.P. est propriétaire de la centrale Kwoiek Creek et son commandité est Kwoiek Creek Resources GP Inc., qui appartient à 50 % à Innergex.
- 51) Glen Miller Power, LP est propriétaire de la centrale Glen Miller.
- 52) Ashlu Creek Investments L.P. est propriétaire de la centrale Ashlu Creek.
- 53) Innergex GM, S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans les parcs éoliens Gros-Morne.
- 54) Umbata Falls L.P. est propriétaire de la centrale Umbata Falls et son commandité est Begetekong Power Corporation, qui appartient à 49 % à Innergex.

ANNEXE B

CHARTRE DU COMITÉ D'AUDIT

La présente Charte établit le rôle du Comité d'audit du Conseil (le « **Comité** ») d'Innergex énergie renouvelable inc. (la « **Société** ») et est assujettie aux dispositions des statuts et des règlements de la Société ainsi qu'aux lois applicables.

1. Rôle

En plus des pouvoirs et de l'autorité conférés aux administrateurs dans les statuts et les règlements de la Société et tels que prescrits par les lois applicables, le mandat du Comité est de surveiller :

- A. la conformité de la Société aux lois et aux règlements applicables des gouvernements et des autorités concernant la communication de l'information financière;
- B. la pertinence des principes comptables et des décisions relatives à la présentation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus;
- C. la présentation d'une image fidèle de la situation financière de la Société dans ses états financiers trimestriels et annuels;
- D. la communication ponctuelle de l'information pertinente aux actionnaires et au public; et
- E. la mise en œuvre de contrôles internes efficaces pour l'ensemble des opérations de la Société et l'examen périodique de ces contrôles.

2. Composition

2.1. Nombre et critères

Le Comité doit être constitué selon les dispositions du Règlement 52-110 *sur le comité d'audit*, pouvant être modifié à l'occasion (« **Règlement 52-110** »). Le Comité est composé uniquement de membres désignés comme étant indépendants, (selon la définition de ce terme dans le Règlement 52-110) et possédant des compétences financières (définies comme étant la capacité de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présente des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité qui pourraient raisonnablement être soulevées lors de la lecture des états financiers de la Société).

Le Comité sera composé d'au moins 3 membres.

2.2. Sélection et Président du Comité

Les membres et le Président du Comité sont désignés annuellement par le Conseil, suivant l'assemblée annuelle des actionnaires lors de laquelle les administrateurs sont nommés, ou jusqu'à ce que leurs remplaçants soient dûment nommés. Le Président désigne, de temps à autre, une personne qui peut mais ne doit pas nécessairement être membre du Conseil pour agir à titre de secrétaire.

À moins que le Président ne soit nommé par l'ensemble du Conseil, les membres du Comité peuvent désigner un président par un vote majoritaire de l'ensemble des membres du Comité.

Tout membre du Comité peut être révoqué ou remplacé à tout moment par le Conseil et cesse d'être membre de ce Comité dès qu'il cesse ses fonctions d'administrateur de la Société. Le Conseil peut combler les vacances au sein du Comité en désignant un membre du Conseil. Dans le cas d'une vacance au sein du Comité, les membres restants peuvent exercer la totalité des pouvoirs du Comité dans la mesure où il y a quorum.

2.3. Rémunération

Les membres et le Président du Comité reçoivent une rémunération pour leur service tel que le Conseil peut déterminer de temps à autre.

3. Réunions

Le Comité se réunit au moins quatre fois par an, ou plus fréquemment si les circonstances l'exigent.

Le quorum aux fins de l'expédition des affaires à toute réunion du Comité doit être la majorité des membres du Comité, ou un nombre plus important tel que déterminé par le Comité par voie de résolution.

Le Comité tient des réunions de temps à autre et à tout endroit déterminé par n'importe lequel de ses membres, sous réserve d'un avis raisonnable signifié à chacun de ses membres au moins 48 heures à l'avance. Tous les membres du Comité peuvent renoncer à la période d'avis.

Le Comité décide de tout point à inscrire à l'ordre du jour.

Le Comité doit dresser un procès-verbal de sa réunion et le Président doit le présenter à l'ensemble du Conseil en temps opportun.

Le Président peut demander aux membres de la haute direction ou à d'autres personnes d'assister aux réunions et de fournir de l'information pertinente, au besoin. Afin de s'acquitter de leurs tâches, les membres du Comité ont un accès complet à toute l'information de la Société et à toute autre information qu'ils jugent appropriée et sont autorisés à discuter de cette information ou d'autres questions relatives à la situation financière de la Société avec les cadres supérieurs, les dirigeants et l'auditeur externe de la Société et d'autres personnes qu'ils jugent appropriées.

Afin de favoriser une communication ouverte, le Comité ou son Président rencontre la direction, l'auditeur externe et l'auditeur interne, séparément, au moins chaque trimestre pour discuter de questions qui, de l'avis du Comité ou de chacun de ces groupes, devraient faire l'objet d'une discussion privée. De plus, le Comité ou son Président doit rencontrer la direction chaque trimestre au sujet des états financiers trimestriels de la Société.

4. Responsabilités

Sans limiter la généralité de son rôle, tel que décrit à la section 1 ci-dessus, le Comité s'acquitte notamment des tâches suivantes :

4.1. Relations avec l'auditeur externe

- recommander au Conseil la nomination et la rémunération de l'auditeur externe;
- examiner la portée et les plans de l'audit et des examens de l'auditeur externe. Le Comité peut autoriser l'auditeur externe à effectuer des examens ou des audits supplémentaires selon ce qu'il peut juger souhaitable;
- surveiller le travail de l'auditeur externe, y compris la résolution de tout désaccord entre l'auditeur externe et la direction;
- approuver au préalable tous les services non liés à l'audit (ou déléguer l'approbation au préalable dans la mesure permise par la loi) que l'auditeur externe doit rendre à la Société ou à ses filiales;
- chaque année, examiner et discuter avec l'auditeur externe toutes les relations importantes que celui-ci entretient avec la Société, afin d'évaluer son indépendance;
- examiner le rendement de l'auditeur externe et toute décharge de responsabilité proposée de l'auditeur externe lorsque les circonstances le justifient;
- consulter périodiquement l'auditeur externe, sans des membres de la direction, sur les expositions ou risques importants, les contrôles internes et autres mesures que la direction a prises pour contrôler ces risques, ainsi que l'exhaustivité et l'exactitude des états financiers, notamment la pertinence des contrôles internes visant à divulguer les paiements, opérations ou procédures qui pourraient être réputés illégaux ou autrement inappropriés;
- prendre des arrangements pour que l'auditeur externe puisse être disponible pour le Comité et le Conseil, au besoin; et
- étudier le jugement de l'auditeur externe sur la qualité, la transparence et le caractère approprié, et non seulement l'acceptabilité, des principes comptables et des pratiques de communication de l'information financière de la Société, tel qu'appliqués dans la présentation de l'information financière, y compris le degré de dynamisme et de prudence de ces principes comptables et des estimations sous-jacentes et le fait que ces principes soient des pratiques courantes ou des pratiques restreintes.

4.2. Information financière et communication de l'information au public

- examiner toutes les questions importantes du bilan, les obligations éventuelles importantes (y compris celles liées aux acquisitions ou aux cessions importantes) et toutes les opérations importantes entre parties liées;
- étudier les modifications importantes proposées aux principes et aux pratiques comptables de la Société;
- si cela est jugé approprié, établir des systèmes distincts de présentation de l'information au Comité par la direction et par l'auditeur externe;

- examiner et recommander l'approbation des états financiers annuels et trimestriels, du rapport de gestion connexe, des communiqués de presse concernant les résultats annuels et trimestriels et la notice annuelle avant la publication de cette information;
- superviser la mise en œuvre de procédures adéquates pour examiner la communication faite au public par la Société de l'information financière extraite ou dérivée de ses états financiers, autre que l'information prévue au paragraphe ci-dessus, et vérifier périodiquement l'adéquation de ces procédures;
- examiner la communication au public de l'information concernant le Comité selon les exigences du Règlement 52-110;
- examiner l'intégrité des procédures de présentation de l'information financière, tant internes qu'externes, en consultation avec les auditeurs externe et interne;
- se réunir périodiquement avec l'auditeur interne;
- après l'audit annuelle et, s'il y a lieu, les révisions trimestrielles, examiner séparément avec la direction, l'auditeur interne et l'auditeur externe toute modification importante apportée aux procédures prévues, les difficultés éprouvées au cours de l'audit, et s'il y a lieu, les réviser, y compris les restrictions à la portée du travail ou à l'accès à l'information requise ainsi que la collaboration obtenue par l'auditeur interne et l'auditeur externe pendant l'audit et, s'il y a lieu, les réviser; et
- examiner avec l'auditeur externe, l'auditeur interne et la direction les constatations importantes faites au cours de l'exercice et la mesure dans laquelle les modifications ou les améliorations apportées aux pratiques financières ou comptables, approuvées par le Comité, ont été mises en œuvre. Cet examen doit être mené, dans un délai approprié, suite à la mise en œuvre des modifications ou des améliorations, selon les décisions du Comité.

4.3. *Autres questions*

- établir les procédures concernant : i) la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues par la Société au sujet de la comptabilité, des contrôles comptables internes ou de l'audit, et ii) l'envoi confidentiel, sous le couvert de l'anonymat, par les salariés de la Société de préoccupations touchant des points discutables en matière de comptabilité ou d'audit;
- examiner et approuver les politiques d'engagement de la Société à l'égard des associés ou les salariés, des auditeurs internes de la Société ou de ses filiales, qu'ils soient actuels ou anciens;
- examiner les activités, la structure organisationnelle et les qualifications du Chef de la direction financière et du personnel du secteur de la présentation de l'information financière et vérifier si les questions relatives à la planification de la relève ont été soulevées afin de les soumettre au Conseil; et
- examiner le programme d'évaluation des risques de la direction et les mesures prises pour traiter les expositions et risques importants de tous les types, y compris la couverture d'assurance et la conformité fiscale. En particulier, évaluer les risques financiers de la Société et vérifier les programmes mis en place par la Société pour contrer ces risques.

Nonobstant ce qui précède, le Comité n'a pas la responsabilité d'établir les états financiers, de planifier ou de mener des audits, de déterminer si les états financiers sont complets et exacts ainsi que conformes aux Normes internationales d'information financière, de mener des enquêtes, ou de s'assurer de la conformité aux lois et aux règlements ou aux politiques internes, aux procédures et aux contrôles de la Société, car cette responsabilité incombe à la direction, et parfois, aux auditeurs externes, selon le cas.

5. **Conseillers**

Le Comité peut engager, ainsi que fixer et payer la rémunération, des conseillers externes aux frais de la Société afin qu'ils l'aident dans l'exécution de ses tâches.

Le Comité est autorisé à communiquer directement avec les auditeurs externe et interne, selon ce qu'il juge approprié.

S'il le juge approprié, le Comité a le pouvoir de mener et d'autoriser des enquêtes sur toute question selon la portée de ses responsabilités, et d'exécuter toute autre activité qu'il juge nécessaire ou appropriée.

Le Conseil a déterminé que tout comité qui souhaite engager, aux frais de la Société, un conseiller autre qu'un membre de la direction concernant les responsabilités de ses membres doit examiner la demande avec le Président du Conseil et obtenir son autorisation.

6. Évaluation

Sur une base annuelle, le Comité doit suivre le processus qu'il a établi (et approuvé par le Conseil) pour évaluer le rendement et l'efficacité du Comité.

7. Révision de la Charte

Le Comité devrait examiner la présente Charte annuellement et recommander au Conseil les modifications à la présente Charte qu'il juge approprié de temps à autre.

8. Généralités

Le Comité est un comité du Conseil et n'est pas, et ne doit pas être, réputé être un mandataire des actionnaires de la Société pour quelque raison que ce soit. Le Conseil peut, à l'occasion, permettre des dérogations aux présentes modalités, que ce soit de façon prospective ou rétrospective, et aucune disposition des présentes n'est destinée à entraîner une quelconque responsabilité envers les porteurs de titres de la Société, notamment une responsabilité civile.



INNERGEX

| Énergie renouvelable.
| Développement durable.