

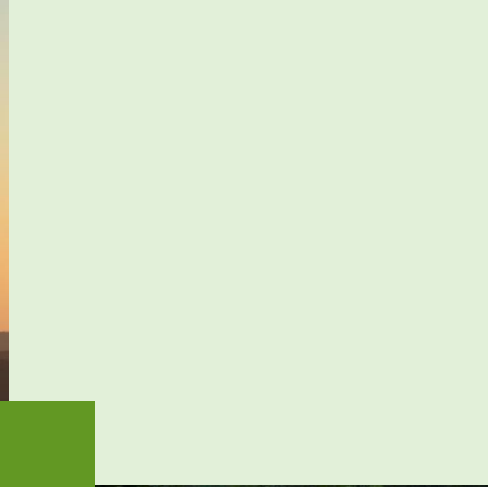


Énergie renouvelable.
Développement durable.

DEUXIÈME TRIMESTRE 2018

Conférence téléphonique et
webdiffusion

14 août 2018





ÉNONCÉS PROSPECTIFS

INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent document contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »), notamment des énoncés relatifs à la production d'énergie de la Société, à ses projets potentiels, aux développements, à la construction et au financement fructueux (y compris le financement par des investisseurs participant au partage fiscal) des projets en cours de construction et des projets potentiels à un stade avancé, à la réalisation des acquisitions déjà annoncées (y compris les parcs éoliens Cartier), les sources de financement et les conséquences du financement de ces acquisitions (y compris la réalisation et le calendrier de la cession éventuelle d'actifs choisis et la participation des partenaires minoritaires dans les parcs éoliens Cartier), aux estimations des ressources d'énergie géothermique récupérables, à sa stratégie commerciale, à ses perspectives de développement et de croissance futurs, à son intégration d'entreprises, à sa gouvernance, à ses perspectives commerciales, à ses objectifs, à ses plans et à ses priorités stratégiques, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croît », « 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 du présent document.

L'information prospective dans ce document est basée sur certaines hypothèses principales formulées par la Société. Le tableau ci-dessous présente les informations prospectives contenues dans ce document, 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.

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 notice annuelle et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la société à 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 retards et dépassements de coûts dans la conception et construction de projets; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants.

Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses 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 du présent rapport de gestion 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 du présent document ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.

Principales hypothèses

Principaux risques et incertitudes

PRODUCTION PRÉVUE

Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (PMLT). 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 l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires, et pour l'énergie géothermique, les ressources géothermiques passées, l'épuisement des ressources géothermiques au fil du temps, la technologie utilisée et la perte d'énergie potentielle avant la livraison. 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. La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Montrose Creek, Shannon, Spartan, Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).

Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes, solaires et géothermiques et de la production d'électricitéconnexe
Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires et des ressources géothermiques
Épuisement naturel des ressources géothermiques
Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévus
Catastrophe naturelle

COÛTS DE PROJETS ESTIMÉS, OBTENTION DES PERMIS, DÉBUT DES TRAVAUX DE CONSTRUCTION, TRAVAUX À RÉALISER ET DÉBUT DE LA MISE EN SERVICE DES PROJETS EN DÉVELOPPEMENT OU DES PROJETS POTENTIELS

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.

La Société fournit des indications sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses Projets en développement et des indications sur ses Projets potentiels, compte tenu de sa grande expérience en tant que promoteur.

Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC
Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets
Obtention des permis
Approvisionnement en matériel
Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement
Relations avec les parties prenantes
Risques réglementaires et politiques
Taux d'inflation plus élevé que prévu
Catastrophe naturelle
Résultat du processus de demande de règlement d'assurance



ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Principales hypothèses

Principaux risques et incertitudes

PRODUITS PRÉVUS

Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services public ou une autre contrepartie solvable. Ces contrats définissent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison, sauf dans le cas de la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Les produits des installations de HS Orka fluctuent également en fonction du prix de l'aluminium, puisque certains des CAÉ sont liés à ce prix. Dans la plupart des cas, les contrats d'achat d'électricité prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation.

Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Montrose Creek, Shannon, Spartan, Umbata Falls, Viger-Denonville et le spa Blue Lagoon comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).

BAIIA AJUSTÉ PRÉVU

Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en soustrayant des produits estimés les charges d'exploitation annuelles prévues, qui sont constituées principalement des salaires des opérateurs, des primes d'assurance, des charges liées à l'exploitation et à l'entretien, des impôts fonciers, des redevances et des coûts de l'électricité (s'il y a lieu); à l'exception des charges d'entretien et des coûts de l'électricité, ces charges sont prévisibles et relativement fixes et varient essentiellement en fonction de l'inflation. Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté annuel en additionnant le résultat opérationnel prévu de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Montrose Creek, Shannon, Spartan, Umbata Falls, Viger-Denonville et le spa Blue Lagoon comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence). Elle soustrait de ces résultats les frais généraux et d'administration prévus qui sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau ainsi que les charges prévues liées aux projets potentiels, lesquelles sont établies à partir du nombre de projets potentiels que la Société décide de développer et des ressources dont elle a besoin à cette fin.

BAIIA AJUSTÉ PROPORTIONNEL PRÉVU

Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté proportionnel annuel en additionnant le BAIIA ajusté prévu et la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises d'Innergex (Dokie 1, East Toba, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Montrose Creek, Shannon, Spartan, Umbata Falls et Viger-Denonville).

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES PRÉVUS ET INTENTION DE PAYER UN DIVIDENDE TRIMESTRIEL

La Société estime les Flux de trésorerie disponibles prévus comme étant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation prévus, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien prévues déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P. pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur contrat d'achat d'électricité, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement.

La Société évalue le dividende annuel qu'il entend distribuer en fonction des résultats d'exploitation de la Société, des flux de trésorerie, des conditions financières, des clauses restrictives de la dette, des perspectives de croissance à long terme, de la solvabilité, des tests imposés en vertu du droit des sociétés pour la déclaration de dividendes et autres facteurs pertinents.

CLÔTURE PRÉVUE DE L'ACQUISITION ET DU FINANCEMENT DEVANT ÊTRE ACCORDÉ PAR VALEURS MOBILIÈRES TD ET BMO MARCHÉS DES CAPITAUX

La Société s'attend raisonnablement à ce que les conditions de clôture soient satisfaites dans les délais.

Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus

Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité

Taux d'inflation moins élevé que prévu

Variations du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ

Baisse des produits en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus

Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent
Charges d'entretien imprévues

Baisse des produits en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus

Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent
Charges d'entretien imprévues

Un BAIIA ajusté inférieur aux attentes en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus, ainsi que de charges liées aux projets potentiels plus élevées que prévu

Des coûts de projets supérieurs aux attentes en raison principalement de l'exécution par les contreparties et de retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets

Risques réglementaires et politiques

Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement

Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures

Charges d'entretien imprévues

Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende

Disponibilité du capital

Risques d'ordre réglementaire et politique

Rendement des contreparties



MESURES NON-IFRS

Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées, le bénéfice net (la perte nette) ajusté(e), les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur les capacités de production et de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. De plus, ces indicateurs facilitent la comparaison des résultats pour différentes périodes.

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent les produits d'exploitation moins les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion pour le rapprochement du BAIIA ajusté.

Les références à la « marge du BAIIA ajusté » dans le présent document visent le BAIIA ajusté divisé par les produits. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société.

Les références au « BAIIA ajusté proportionnel » dans le présent document visent le BAIIA ajusté, plus la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté proportionnel ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS.

Les références au « bénéfice net [(à la) perte nette] ajusté(e) » visent le bénéfice net (la perte nette) de la Société auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : (profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers, (profit réalisé) perte réalisée sur instruments financiers, charge (économie) d'impôt liée aux éléments ci-dessus, et quote-part (du profit net latent) de la perte nette latente sur les instruments financiers dérivés des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte. Innergex fait appel aux instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition à différents risques, par exemple le risque de taux d'intérêt et le risque de change. La comptabilisation des dérivés selon les Normes internationales d'information financière exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché et que les variations de celle-ci soient inscrites au compte de résultat. L'application de cette norme comptable donne lieu à une volatilité importante des résultats découlant de l'utilisation des dérivés. Le bénéfice net (la perte nette) ajusté(e) de la Société vise à éliminer l'incidence des règles de l'évaluation à la valeur de marché sur les instruments financiers dérivés sur les résultats de la Société. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le bénéfice net (la perte nette) ajusté(e) ne doit pas être considéré(e) comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent document pour le rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) ajusté(e).

Les références aux « flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de la Société de générer des liquidités à long terme tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement. Innergex estime que cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la capacité de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. Les lecteurs sont avisés que les flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution » du présent document pour le rapprochement des flux de trésorerie disponibles.

Les références au « ratio de distribution » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles. Innergex est d'avis qu'il s'agit d'une mesure de sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance.



ORDRE DU JOUR

- **Résultats financiers T2 et période de 6 mois 2018**
- **Bilan d'exploitation**

- **Objectifs pour les prochains mois**
- **Période de questions**



Note : Tous les montants dans cette présentation sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire



JEAN PERRON, CPA, CA

CHEF DE LA DIRECTION FINANCIÈRE





RÉSULTATS FINANCIERS T2 ET PÉRIODE DE 6 MOIS 2018

	Période de 3 mois close le 30 juin		Période de 6 mois close le 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
<i>En millions de dollars canadiens, sauf pour la production (GWh)</i>				
Production	1 823	1 323	2 960	2 045
Produits	149,5	109,5	267,4	184,1
BAIIA ajusté ¹	99,1	85,9	178,5	136,9
Marge du BAIIA ajusté ¹	66,3 %	78,4 %	66,7 %	74,4 %
BAIIA ajusté proportionnel ¹	113,3	88,8	196,0	142,0
Bénéfice net	16,8	13,9	2,2	11,4
Bénéfice net ajusté ¹	1,5	13,5	(5,7)	7,1

1. Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel et le bénéfice net ajusté ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables à celles présentées par d'autres émetteurs. Il y a lieu de se reporter à la section « Mesures non-IFRS » de cette présentation pour plus d'information.



RÉSULTATS FINANCIERS T2 ET PÉRIODE DE 6 MOIS 2018

Période de 12 mois
close le 30 juin

En millions de dollars canadiens, sauf pour le ratio de distribution (%)

Flux de trésorerie disponibles¹

2018

91,5

2017

75,9

Ratio de distribution¹

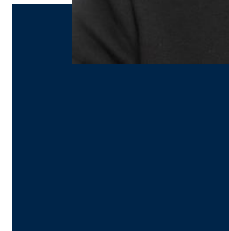
88 %

93 %

1. Les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables à celles présentées par d'autres émetteurs. Il y a lieu de se reporter à la section « Mesures non-IFRS » de cette présentation pour plus d'information.



MICHEL LETELLIER, MBA
PRÉSIDENT ET CHEF DE LA DIRECTION



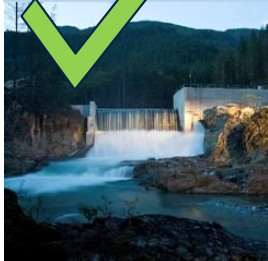


Depuis le début de l'année...

- **Mise en service du parc éolien Flat Top (200 MW)**
- **Renouvellement du contrat d'achat d'électricité des centrales hydroélectriques Brown Lake et Walden North pour 40 ans**
- **Construction en cours dans le projet solaire Phoebe (315 MW_{DC})**
 - Conclusion du financement de l'emprunt pour le projet et du financement par des investisseurs participant au partage fiscal
 - Avis final de démarrage des travaux émis
 - First Solar Electric LLC veillera à l'approvisionnement en modules et à l'exploitation et l'entretien de la centrale pour une période de cinq ans
 - Contrat d'achat d'électricité de 12 ans
- **Avancées dans le projet éolien Foard City (353 MW)**
 - Contrat d'achat d'électricité de 12 ans visant 300 MW
 - Contrat d'approvisionnement d'éoliennes et entente d'opération et d'entretien avec GE
 - Contrat pour la construction
 - Accord d'interconnexion
 - Contrôle du site et autres grandes étapes complétées
 - Pourparlers sur le financement du projet en cours
 - BAIIA ajusté projeté de plus de 10 M\$ annuellement
 - Projet éligible aux CIP

PLAN STRATÉGIQUE 2015-2020

Produire exclusivement de l'énergie renouvelable



Production provenant exclusivement d'énergie renouvelable : hydroélectricité, éolien, solaire, géothermie

Établir une présence internationale dans des marchés cibles



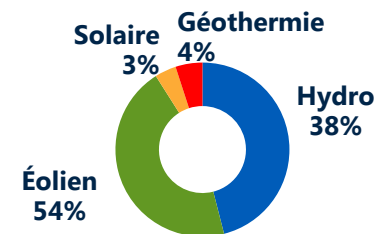
- Acquisition d'Alterra Power Corp (États-Unis, Islande)
- Partenariat et acquisitions au Chili
- Acquisition du projet solaire Phoebe (États-Unis)

Consolider sa position de leader au Canada



- Acquisition de la participation de TransCanada dans les parcs éoliens Cartier
- Acquisition de la participation de Ledcor dans 3 centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique
- Acquisition de 4 centrales au Canada (faisant partie de l'acquisition d'Alterra)

Maintenir la diversification des sources d'énergie



- Géothermie (Islande)
- Large projet solaire (Phoebe)
- Projets hydroélectriques au Chili
- Projet éolien au Texas (Foard City)

*Basée sur la puissance installée nette en date du 2 août, 2018.

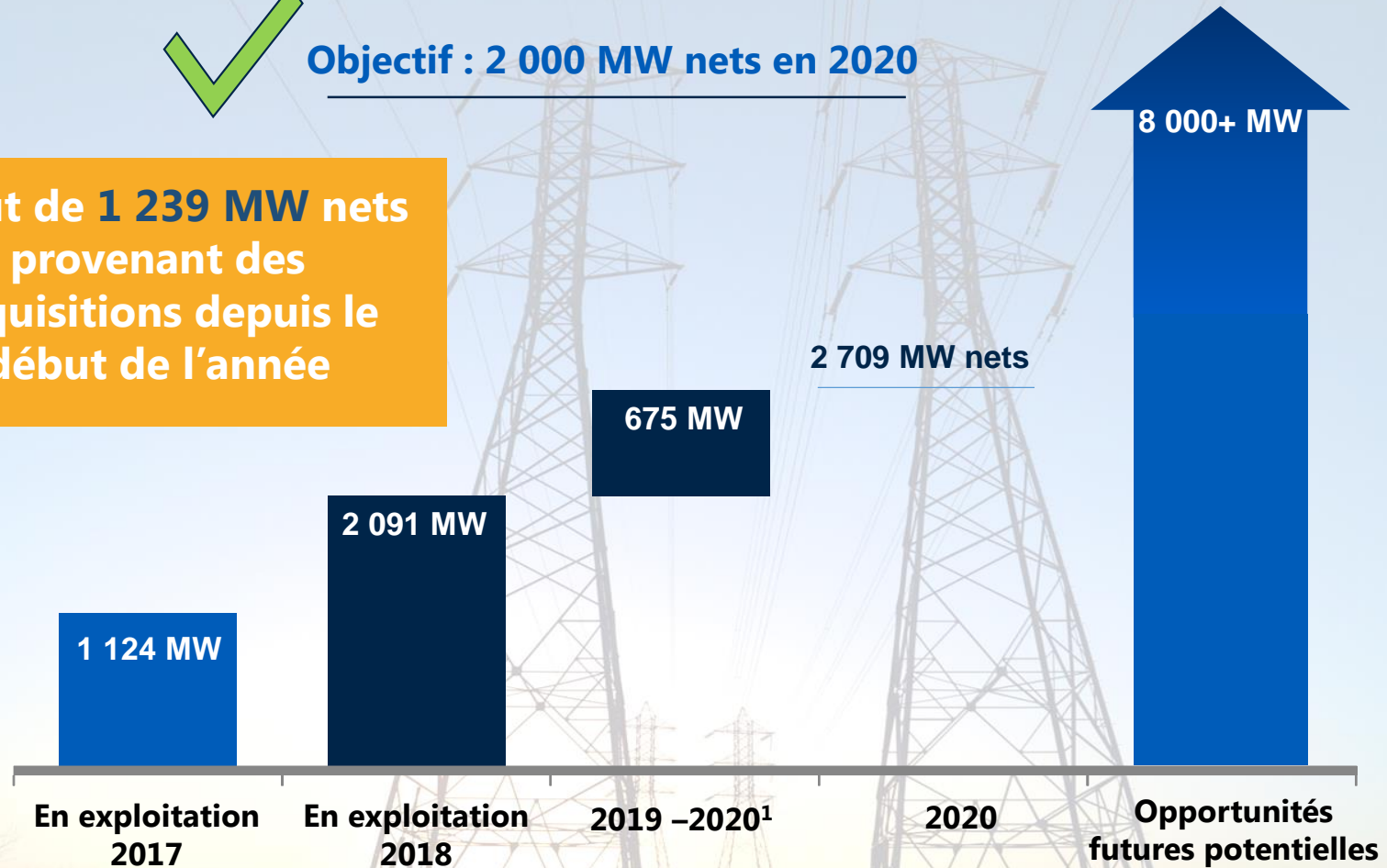


CAPACITÉ INSTALLÉE PRO FORMA POST ACQUISITION



Objectif : 2 000 MW nets en 2020

**Ajout de 1 239 MW nets
provenant des
acquisitions depuis le
début de l'année**



1. Inclut Brúarvirikjun, Phoebe et Foard City dont la construction devrait être complétée en 2020.
Note: Toutes les données en MW sont en net. Ceci inclut les MW qui seront acquis à la clôture de la transaction de Cartier



OBJECTIFS 2018

Intégrer les activités d'Alterra

1

- Réaliser des synergies administratives, opérationnelles et commerciales

Poursuivre les occasions de croissance

2

- Avancer les projets potentiels aux É-U.
- Poursuivre les occasions au Canada
 - Compléter la transaction de Cartier
- Poursuivre la croissance sur le marché de l'Amérique latine
- Poursuivre notre croissance en France

Faire progresser les projets en construction

3

- Poursuivre la construction du projet solaire Phoebe
- Débuter la construction du projet éolien Foard City
- Poursuivre la construction de la centrale Brúarvirkjun



PORTRAIT DU PROJET PHOEBE

Acquisition d'un grand projet solaire aux États-Unis (comté de Winkler, Texas)

- **Contrat d'achat d'électricité de 12 ans avec Shell Energy North America**
- **Coûts de construction totaux estimés à 397 M\$ US**
- **Financement de construction et de projet à terme sans recours de 292 M\$ US mené par CIT group**
- **Engagement de Wells Fargo à fournir un financement par partage fiscal**

**Le plus grand
projet solaire
d'Innergex à ce
jour : 315 MW_{DC}**

Asset

- **Modules minces *First Solar Series 6* exploités par le fabricant de panneaux dans le cadre d'un contrat d'exploitation et d'entretien de 5 ans**
- **Capacité installée: 315 MW_{DC}, production d'électricité annuelle moyenne : 738 000 MWh (assez pour alimenter environ 53 000 foyers Texans)**
- **100 % de la production sera vendue au réseau électrique ERCOT.**



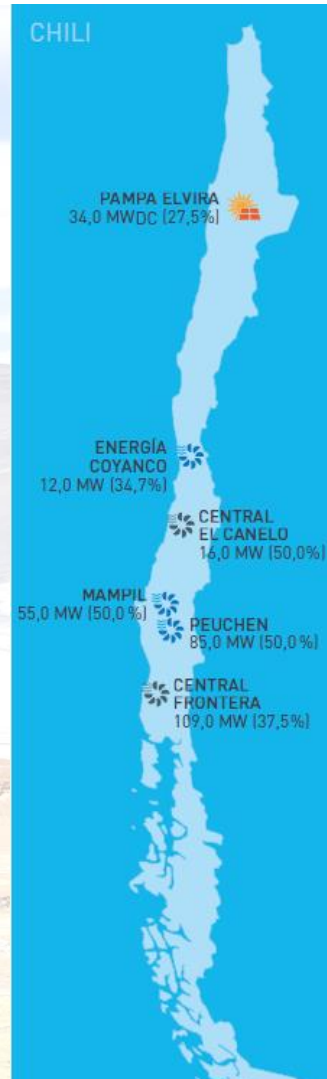
PORTRAIT DU CHILI

Innergex a fait l'acquisition d'une participation de 50 % dans Energía Llaima pour un engagement total de 110 M\$ US à être investi dans la prochaine année.

- 80 M\$ US pour le projet Duquenco
- 10 M\$ US pour sécuriser le financement du projet Duquenco
- 10 M\$ US pour le fonds de roulement d'Energía Llaima
- 10 M\$ US à investir dans la prochaine année

PROJET En exploitation En développement*	TYPE	CAPACITÉ INSTALLÉE BRUTE (MW)	COD
Partenariat avec Energía Llaima			
Energía Coyanco	Hydro	12,0	2010
Pampa Elvira	Solaire	34,0	2013
Central Frontera	Hydro	109,0	2022
Central El Canelo	Hydro	16,0	2021
Acquisition du projet Duquenco			
Mampil	Hydro	55,0	2001
Peuchen	Hydro	85,0	2001
TOTAL		311,0	

*Energía Llaima a plusieurs projets à des stades préliminaires de développement





PORTRAIT DE CARTIER

Innergex compte faire l'acquisition de la participation de TransCanada dans les 5 parcs éoliens Cartier et dans les entités opérantes

- **Transaction d'environ 630 M\$**
- **Contribution aux revenus et au BAIIA ajusté de 89,2 M\$ et 68,4 M\$ respectivement**
- **Accueil de 46 employés au sein de l'équipe d'Innergex avec une solide expérience en exploitation de parcs éoliens**

PROJET En exploitation	TYPE	CAPACITÉ INSTALLÉE BRUTE (MW)	Expiration du CAÉ
Baie-des-Sables	Wind	109,5	2026
Carleton	Wind	109,5	2028
Gros-Morne	Wind	211,5	2032
L'Anse-à-Valleau	Wind	100,5	2027
Montagne Sèche	Wind	58,5	2031
TOTAL		589,5	

Accroissement de la capacité installée nette : 366 MW

Financement

- **Facilité de crédit à terme d'un an de 400 M\$ sans recours à Innergex**
- **Facilité de crédit à terme d'un an de 240 M\$, remboursé au moyen de la cession stratégique d'une participation minoritaire dans les parcs éoliens Cartier et d'autres actifs**










INSTALLATIONS D'INNERGEX

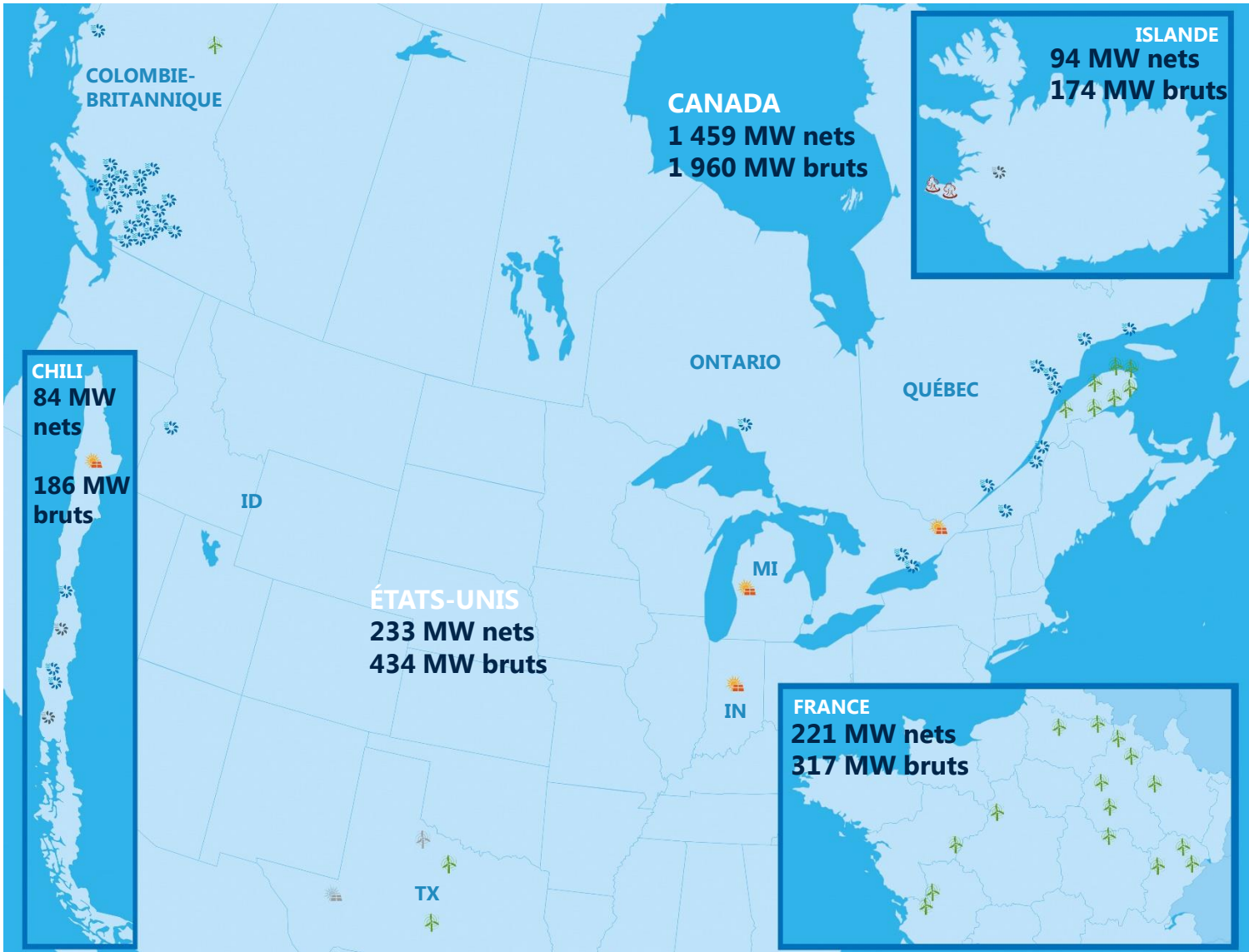
73

installations en exploitation, en construction ou à un stade avancé de développement

Une entreprise mondiale avec une présence et une expertise dans cinq pays et deux continents

LÉGENDE

-  Éolien en exploitation
-  Éolien en construction ou à un stade avancé de développement
-  Solaire en exploitation
-  Solaire en construction
-  Hydro en exploitation
-  Hydro en construction ou à un stade avancé de développement
-  Géothermie en exploitation





Énergie renouvelable.
Développement durable.

Période de questions

