

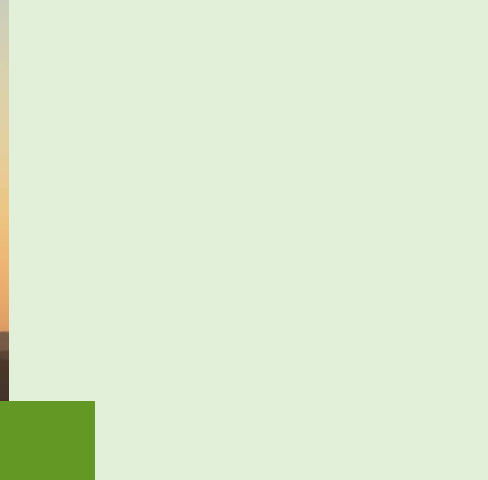


Énergie renouvelable.
Développement durable.

QUATRIÈME TRIMESTRE ET FIN D'EXERCICE 2017

Conférence téléphonique et
webdiffusion

22 février 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 »). 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 du présent document. L'information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que la production, les produits, le BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel prévus, les Flux de trésorerie disponibles prévus, 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 des acquisitions, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

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.

Les risques importants et les incertitudes importantes pouvant entraîner un écart considérable entre les résultats et les développements réels, d'une part, et l'information prospective présentée dans ce document, d'autre part, sont expliqués dans la Notice annuelle de la Société sous la rubrique « Facteurs de risque » et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la Société à mettre en sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; sa capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état des marchés de capitaux; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les délais et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets, l'incertitude quant au développement de nouvelles installations; variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent; et la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants moyennant des modalités et des conditions équivalentes.

Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses raisonnables, les lecteurs de ce document sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe pas de garantie qu'elle s'avère correcte. La Société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser publiquement les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si les lois sur les valeurs mobilières applicables l'exigent.

Principales hypothèses	Principaux risques et incertitudes
PRODUCTION PRÉVUE 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 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 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'électricité connexe 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 imprévues 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 en fonction des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) retenu 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 des réclamations 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 contrat d'achat d'électricité conclu avec une société de services publics 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. 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 1, 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).

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

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 ainsi que des charges liées à l'exploitation et à l'entretien, des impôts fonciers et des redevances; à l'exception des charges d'entretien, 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 (à l'exclusion de Dokie 1, 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). 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.

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

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).

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

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.

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



MESURES NON-IFRS

Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel, le bénéfice net ajusté, le flux de trésorerie disponible et le ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les Normes internationales d'information financière (IFRS), n'ont pas de définition normalisée prescrites par les IFRS et sont donc susceptibles de ne pas être comparables à celles présentées par d'autres émetteurs. 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.

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 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 ajusté » 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, perte réalisée (profit réalisé) 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, 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 ajusté 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 ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS.

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 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 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 considéré comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS.

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 T4 et fin d'exercice**
 - **Performance financière 2017**
 - **Bilan d'exploitation 2017**
 - **Suivi du plan stratégique quinquennal**
- **Objectifs pour 2018**
 - **Performance financière prévue pour 2018**
 - **Période de questions**

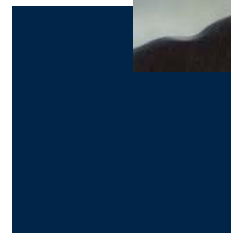


Note : Tous les montants dans cette présentation sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire



JEAN PERRON, CPA, CA

CHEF DE LA DIRECTION FINANCIÈRE





RÉSULTATS FINANCIERS 2017

T4 ET FIN D'EXERCICE

	Période de 3 mois close le 31 décembre		Exercice clos le 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
<i>En millions de dollars canadiens, sauf pour la production (GWh)</i>				
Production	1 106	849	4 394	3 522
Produits	108,0	73,3	400,3	292,8
BAIIA ajusté ¹	80,1	50,3	298,7	216,0
Marge du BAIIA ajusté ¹	74 %	69 %	75 %	74 %
BAIIA ajusté proportionnel ¹	83,2	51,5	308,3	224,4
Bénéfice net	3,5	8,8	19,7	32,0
Bénéfice net ajusté ¹	3,8	6,4	16,2	29,1

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 2017 T4 ET FIN D'EXERCICE

Exercice
clos le 31 décembre

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

	2017	2016
Flux de trésorerie disponibles ¹	87,2	75,7
Ratio de distribution ¹	82 %	91 %

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.



PERFORMANCE FINANCIÈRE PRÉVUE 2017

Comparée à 2016

	PRÉVISIONS 2017* (12 MOIS)	RÉEL 2017
▪ Électricité produite	↑ 31%	↑ 25%
▪ Produits	↑ 44%	↑ 37%
▪ BAIIA ajusté	↑ 48%	↑ 38%
▪ Flux de trésorerie disponibles	↑ 45%	↑ 14%

Nos résultats de 2017 ont été influencés par une production inférieure à la moyenne depuis le début de l'année.

*Ces estimations ont été publiées dans le rapport annuel 2016, paru le 23 février 2017, et reflètent la mise en service des installations Upper Lillooet River et Boulder Creek ainsi que l'acquisition d'Yonne. Elles excluent les acquisitions conclues depuis.



MICHEL LETELLIER, MBA

PRÉSIDENT ET CHEF DE LA DIRECTION





BILAN D'EXPLOITATION 2017

Premier trimestre

- Mise en service de Upper Lillooet River (81,4 MW)
- Acquisition du parc éolien Yonne (44,0 MW)
- Ouverture d'un bureau régional à Lyon, en France

Deuxième trimestre

- Mise en service de Boulder Creek (25,3 MW)
- Acquisition des parcs éoliens Rougemont-1 (36,1 MW), Rougemont-2 (44,5 MW) et Vaite (38,9 MW)





BILAN D'EXPLOITATION 2017

Troisième trimestre

- Acquisition des parcs éoliens Plan Fleury (22,0 MW) et Les Renardières (21,0 MW)
- Mise en service de Plan Fleury
- Ouverture d'un bureau régional à San Diego, aux États-Unis

Quatrième trimestre

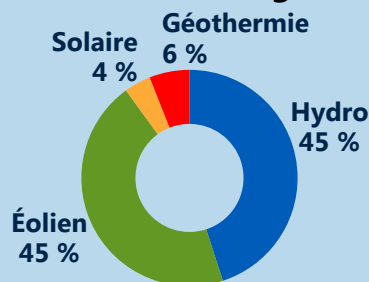
- Mise en service des parcs éoliens Rougemont-2 et Les Renardières
- Renouvellement des CAÉ de Saint-Paulin et Windsor
- Convention d'arrangement visant l'acquisition de la totalité des actions émises et en circulation d'Alterra pour 1,1 milliard \$



PLAN STRATÉGIQUE 2015-2020



Diversification des sources d'énergie*



Produire exclusivement de l'énergie renouvelable

Maintenir la diversification des sources d'énergie

Établir une présence internationale dans des marchés cibles

Consolider sa position de leader au Canada

- **Accorder la priorité aux actifs de haute qualité**
- **Maintenir un modèle d'affaires à faible risque**
- **Conserver une vision à long terme**
- **Miser sur les partenariats, particulièrement avec les Premières Nations**
- **Maintenir une discipline d'acquisitions qui contribue à l'accroissement des flux de trésorerie**

*Basée sur la puissance installée nette en date du 21 février 2018.



ACQUISITION D'ALTERRA

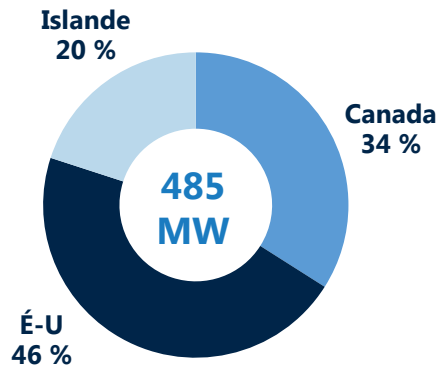
COMPOSITION DES ACTIFS

485 MW nets
de projets en
exploitation et en
construction

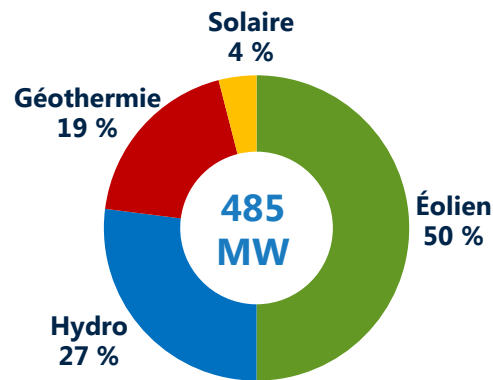
686 MW nets
de projets à un stade
avancé de
développement

+ 3 500 MW nets
de projets potentiels
en phase préliminaire
ou en cours

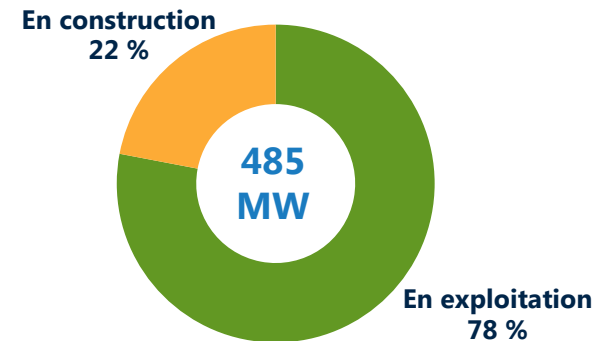
**DIVERSITÉ GÉOGRAPHIQUE
AVEC FORTE PRÉSENCE AUX
ÉTATS-UNIS**



**MÉLANGE
ATTRAYANT DE
SOURCES D'ÉNERGIE**



**BASE SOLIDE DE PROJETS EN
EXPLOITATION AVEC UN GRAND
RÉSEAU DE DÉVELOPPEMENT**



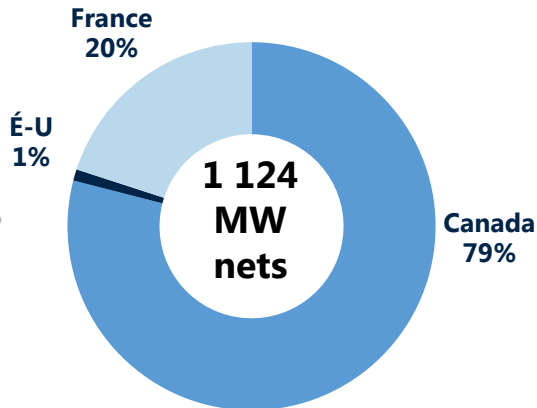
Note : Alterra détient une participation de 54 % dans une filiale qui détient une participation de 30 % dans le *Blue Lagoon Geothermal Spa and Resort* situé en Islande. Innergex a l'intention d'examiner la propriété future de cet actif non stratégique.

UNE SOCIÉTÉ BIEN DIVERSIFIÉE

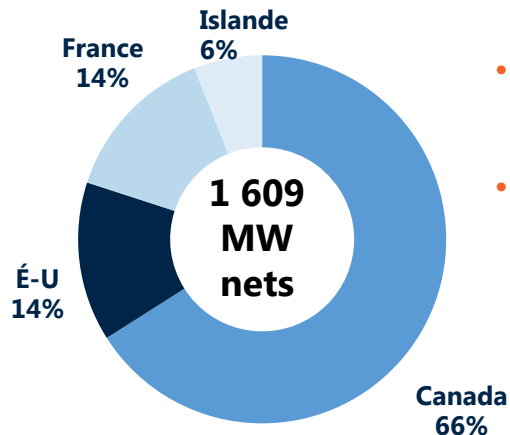


Segmentation géographique

Innergex individuellement

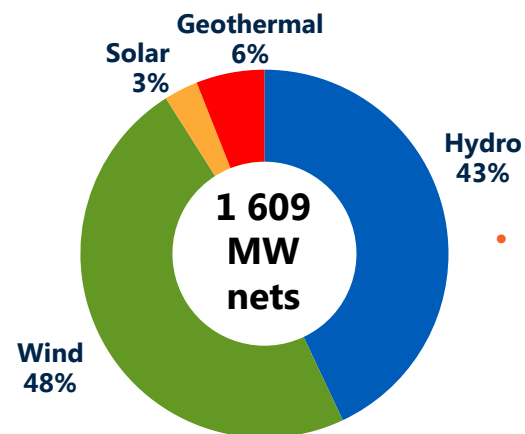
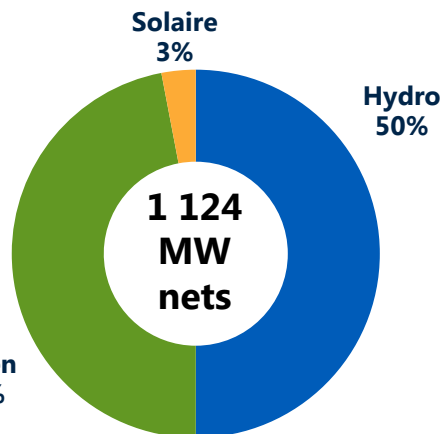


Avec l'acquisition d'Alterra¹



- Diversifie le portefeuille d'actifs d'Innergex dans toutes les régions
- Assure une présence significative aux États-Unis grâce à la propriété de 4 projets en exploitation ou en construction (220 MW nets)

Segmentation par type d'énergie

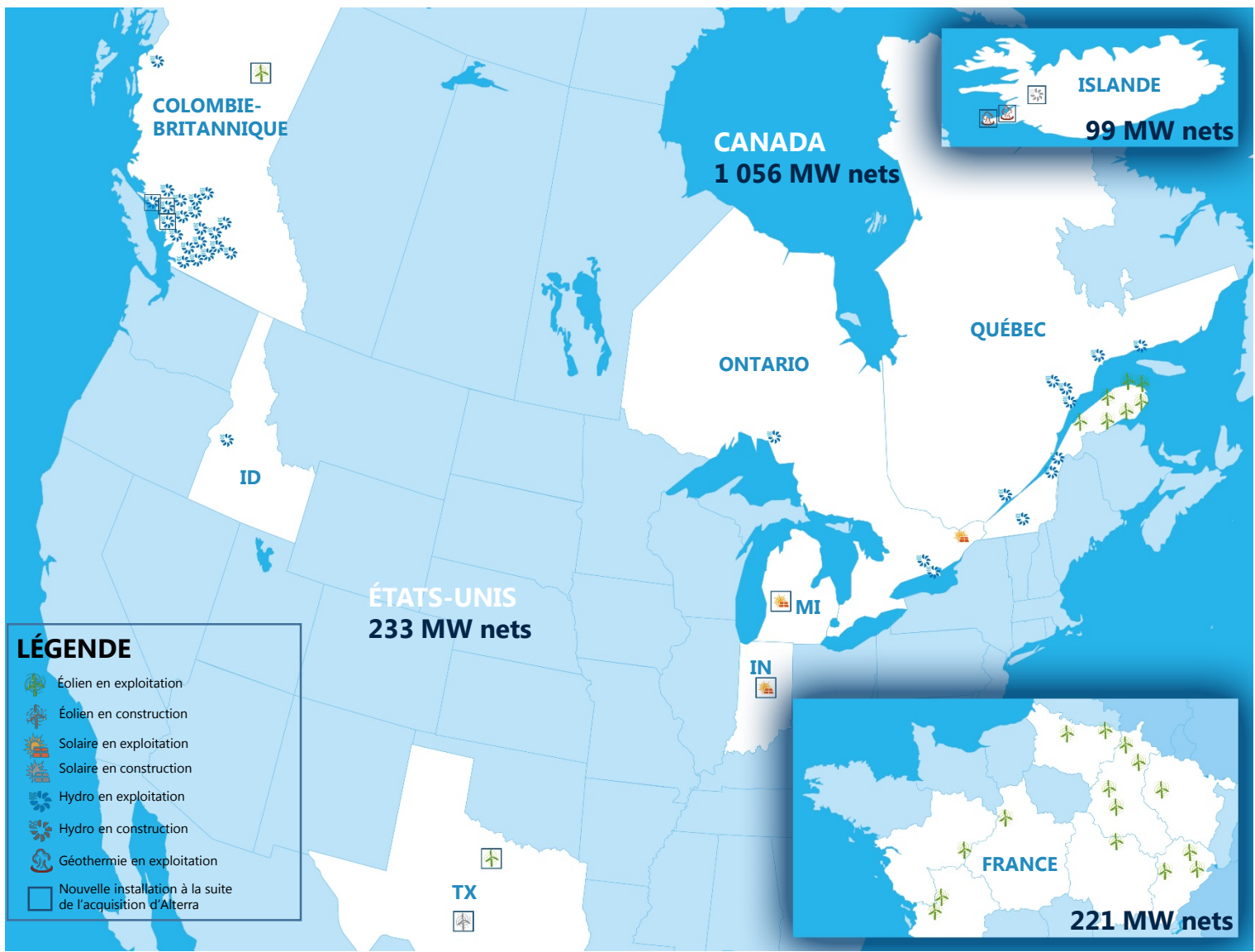


- Offre un mélange attrayant de sources d'énergie

Note: Inclut les projets en construction (Flat Top et Brúarvirkjun). Exclut les projets potentiels à un stade avancé.

L'entreprise combinée réalise une diversification géographique et énergétique significative

INSTALLATIONS D'INNERGEX



	NB DE SITES	CAPACITÉ (MW)	
		NETTE	BRUTE
EN EXPLOITATION			
	34	684	1 029
	24	671	1 429
	3	53	54
	2	94	174
	63	1 502	2 686
EN CONSTRUCTION			
	1	5	10
	1	102	200
	-	-	-
	-	-	-
	2	107	210

Note: Le nombre de MW nets par pays inclut les projets en construction.





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
- Percer le marché de l'Amérique latine
- Continuer notre croissance en France

Activer les projets en construction

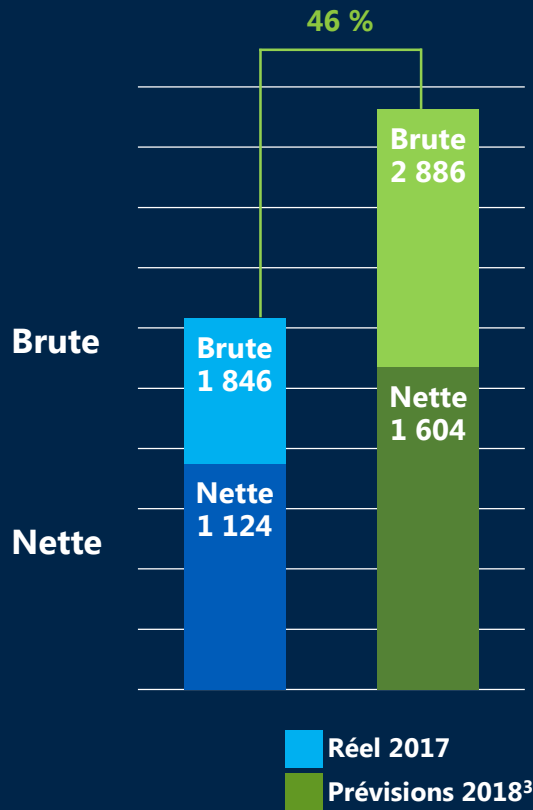
3

- Compléter la construction de Flat Top (200 MW) et débiter sa mise en service commerciale
- Débiter la construction de la centrale Brúarvirkjun (9,9 MW) en Islande

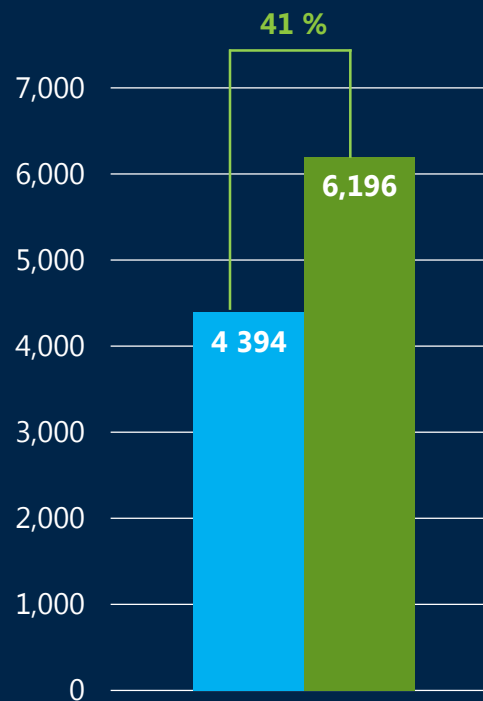


PRÉVISIONS 2018

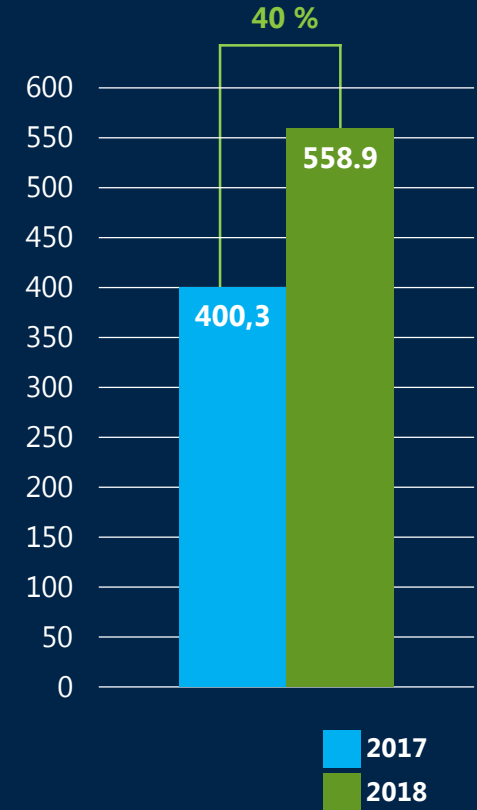
PUISSANCE INSTALLÉE NETTE¹ (MW)



ÉLECTRICITÉ PRODUITE² (GWH)



PRODUITS² (M\$)



¹La puissance installée nette représente la part proportionnelle de la capacité totale attribuable à Innergex en fonction de sa participation dans chaque installation.

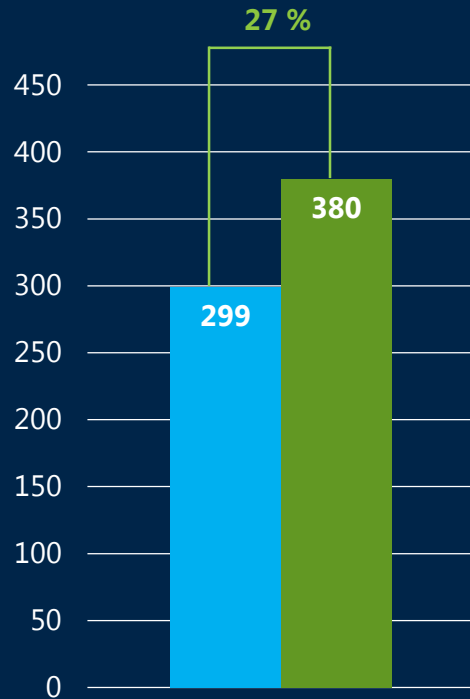
²Ces estimations ont été publiées dans le rapport annuel 2017, paru le 21 février 2018, et reflètent l'acquisition d'Alterra finalisée le 6 février 2018 et la contribution de Flat Top lors de sa mise en service prévue à la fin du premier trimestre de 2018. Elles excluent toute acquisition potentielle ou autres occasions de développement.

³Inclut l'acquisition d'Alterra et la mise en service du parc éolien Flat Top, présentement en construction.

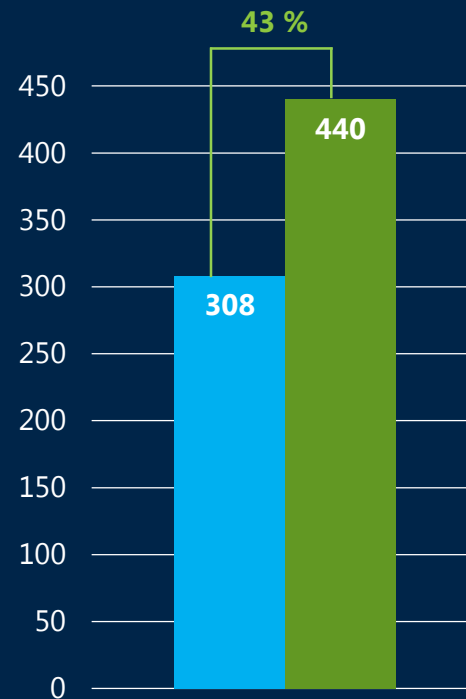


PRÉVISIONS 2018

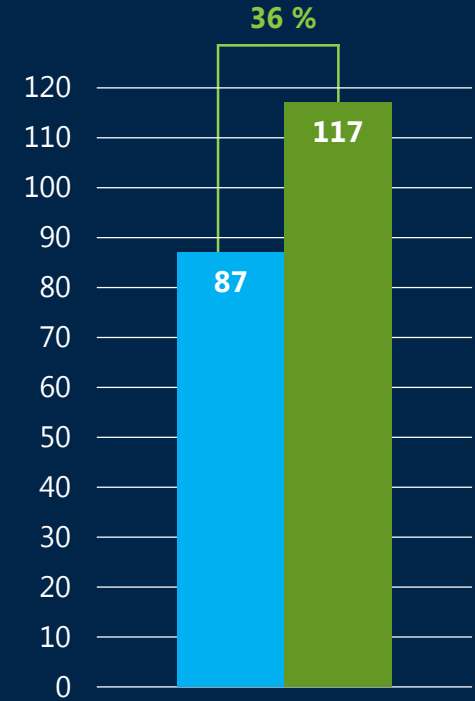
BAIIA AJUSTÉ¹ (M\$)



BAIIA AJUSTÉ PROPORTIONNEL¹ (M\$)



FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES¹ (M\$)



■ 2017
■ 2018

Notre croissance est importante et mesurable

¹ Les chiffres de 2017 sont basés sur les résultats financiers au 31 décembre 2017. Les estimations de 2018 ont été publiées dans le rapport annuel 2017, paru le 21 février 2018, et reflètent l'acquisition d'Alterra et la mise en service du parc éolien Flat Top. Elles excluent les acquisitions potentielles ou autres opportunités de développement.

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

Période de questions

