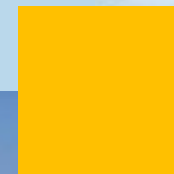




Énergie renouvelable.  
Développement durable.



# PRÉSENTATION AUX INVESTISSEURS

Mai 2019





- 1 Aperçu
- 2 Notre profil
- 3 Faits saillants financiers T1 2019
- 4 Statut du plan stratégique 2015-2020
- 5 Projets en construction et en développement
- 6 Acquisitions récentes et cession d'actifs
- 7 Annexe

## 1. Aperçu

- Histoire en un coup d'œil
- Mission
- Valeurs fondamentales
- Carte
- Historique de la performance financière





# 1. APERÇU | HISTOIRE EN UN COUP D'OEIL

		Puissance installée nette (MW)
1990	Création d'Innergex au Québec, Canada	-
1994	Première centrale hydroélectrique à être mise en service au Québec	8
1999	Première centrale hydroélectrique à être mise en service en Ontario	39
2000	Première acquisition – centrale hydroélectrique au Québec	65
2003	Premier appel public à l'épargne	65
2004	Première acquisition aux États-Unis – centrale hydroélectrique en Idaho	75
2005	Première centrale hydroélectrique à être mise en service en Colombie-Britannique	138
2006	Premier parc éolien à être mis en service au Québec	180
2010	Regroupement stratégique d'Innergex énergie renouvelable inc. et Innergex Énergie, Fonds de revenu	326
2011	Première acquisition en énergie solaire en Ontario	455
2016	Première acquisition en France – 7 parcs éoliens, plus 2 autres	909
2017	Acquisitions en France et 2 centrales hydroélectriques mises en service au Canada	1 124
2018	Acquisition d'Alterra Power Corp., première acquisition au Chili et acquisition des parcs éoliens et des entités d'exploitation de Cartier	2 082
2019	Entente pour la vente des actifs islandais	1 988





# 1. APERÇU | MISSION

Notre mission est d'accroître notre production d'énergie renouvelable grâce à des installations de grande qualité, développées et exploitées dans le respect de l'environnement et dans l'équilibre des meilleurs intérêts des communautés hôtes, de nos partenaires et de nos investisseurs



## DÉVELOPPE

Approche sélective de développement de projet

## ACQUIERT

Réalisation d'acquisitions générant de la valeur

## DÉTIENT

Contrats et propriétaire à long terme

## EXPLOITE

Opérateur efficace de 68 installations



# 1. APERÇU | VALEURS FONDAMENTALES

Nous nous efforçons d'adopter une approche durable dans tous les aspects de nos activités : l'énergie que nous produisons, la contribution que nous apportons aux collectivités locales, les revenus que nous générons et les rendements que nous fournissons aux investisseurs.

**Acceptabilité sociale**

1

Des projets et retombées socio-économiques pour les communautés et nos partenaires

**Respect de l'environnement**

2

Éviter, réduire, atténuer ou compenser les impacts sur l'écosystème environnant

**Rentabilité de l'entreprise**

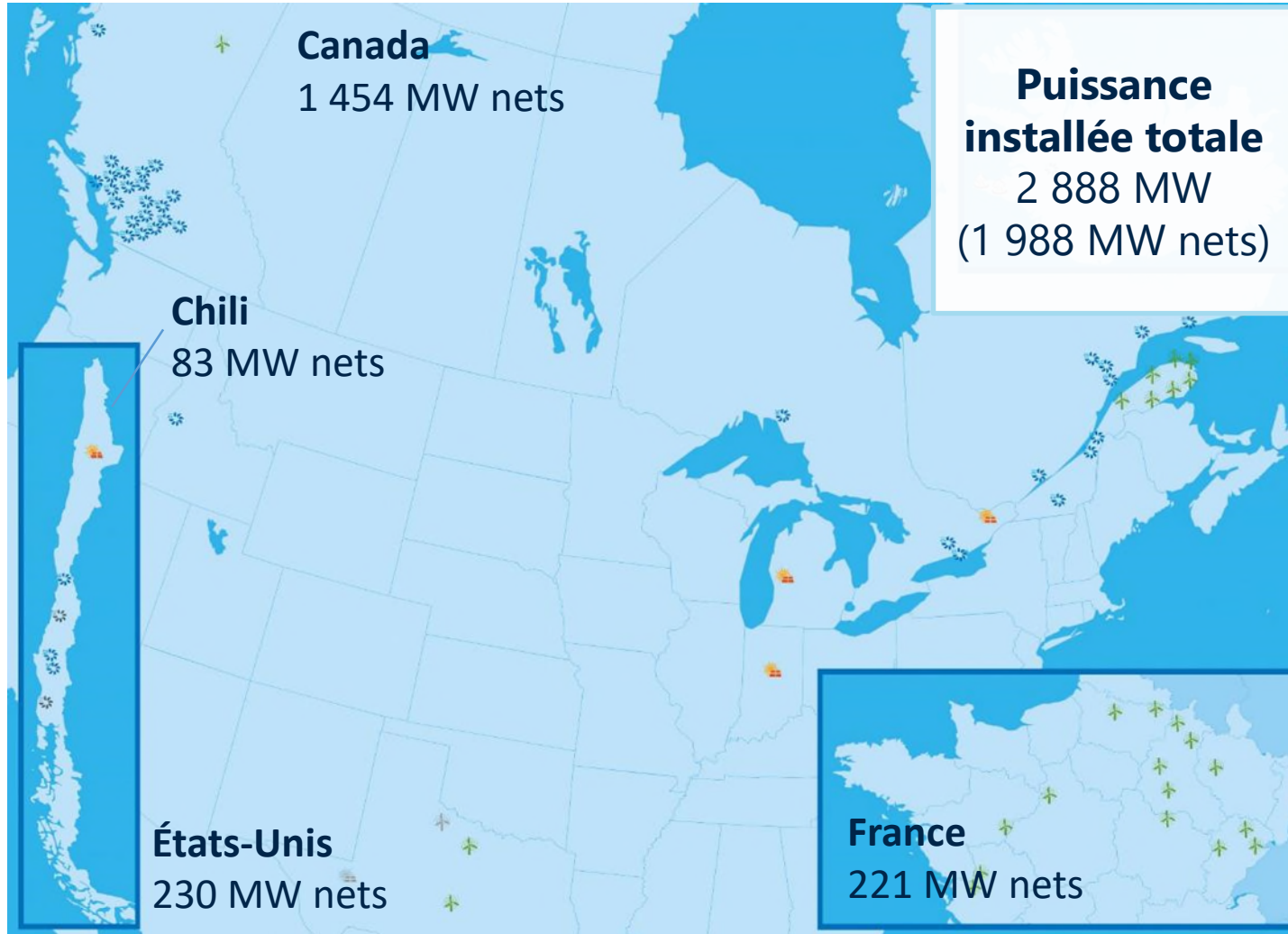
3

Stabilité et croissance des dividendes versés aux détenteurs d'actions ordinaires

**UN MODÈLE D'AFFAIRES DURABLE**



# 1. APERÇU | CARTE



66 installations en exploitation  
+ 2 projets en construction  
+ 5 projets en développement

### Valeur d'entreprise

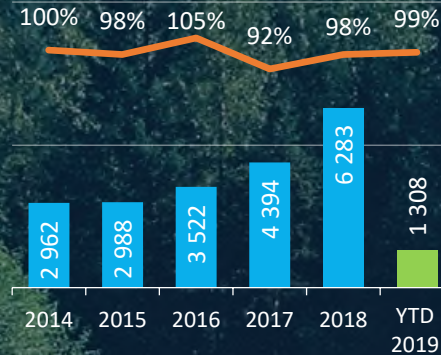
6,7 milliards \$



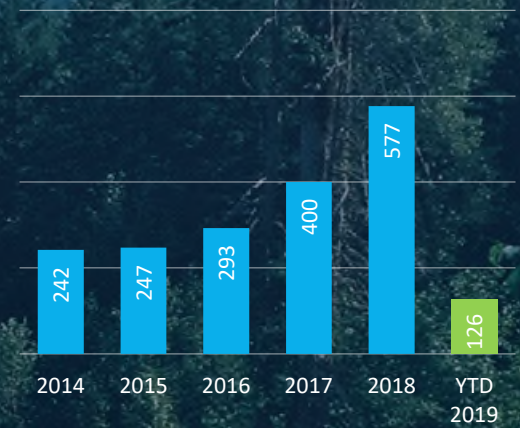
# 1. APERÇU | HISTORIQUE DE LA PERFORMANCE FINANCIÈRE

- La croissance de 2017 peut être expliquée notamment par la contribution de Mesgi'g Ugju's'n, Upper Lillooet River, Boulder Creek et des parcs éoliens acquis en France en 2017.
- La croissance de 2018 peut être expliquée notamment par la contribution de l'acquisition d'Alterra Power Corp. et ses co-entreprises, de même que les participations restantes dans les parcs éoliens Cartier et les entités d'exploitation Cartier.

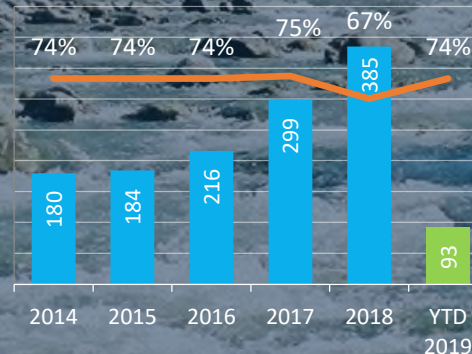
**PUISSANCE GÉNÉRÉE (GWH)  
PRODUCTION EN % DE LA PMLT**



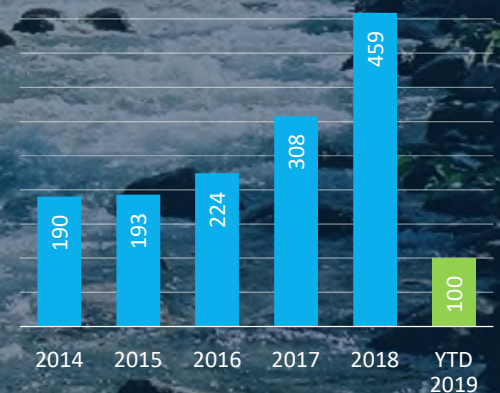
**PRODUITS (M\$)**



**BAIIA AJUSTÉ (\$M)  
MARGE DU BAIIA AJUSTÉ (%)**



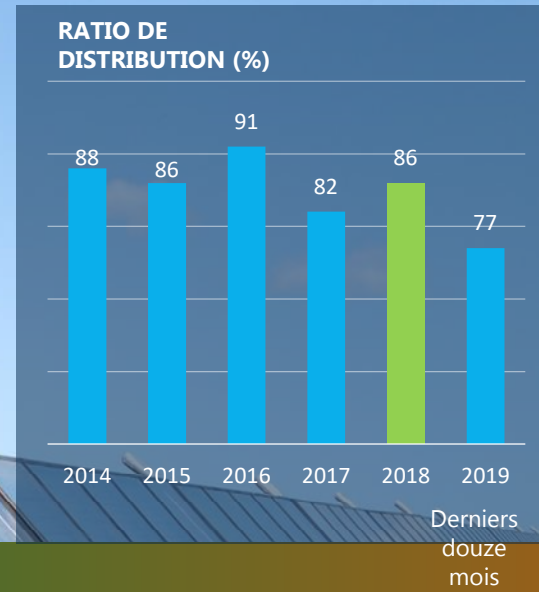
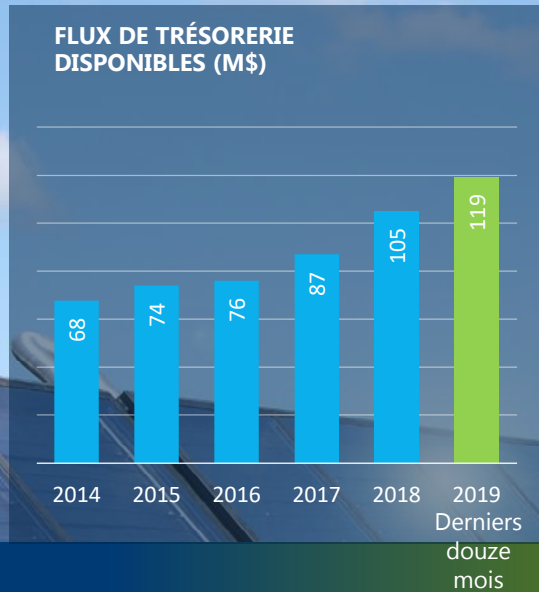
**BAIIA AJUSTÉ  
PROPORTIONNEL (M\$)**







# 1. APERÇU | HISTORIQUE DE LA PERFORMANCE FINANCIÈRE



**UNE CROISSANCE CONSTANTE ISSUE D'ACQUISITIONS ET DE DÉVELOPPEMENT DE PROJETS**



## 2. Notre profil

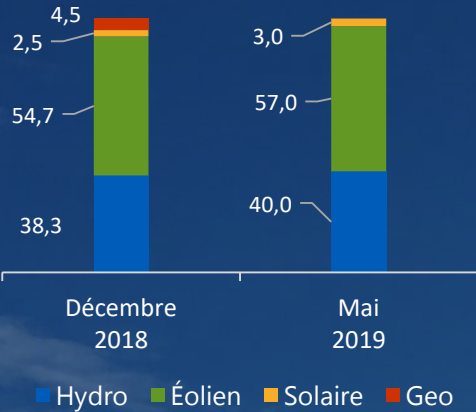
- Production et diversification
- Perspectives financières prévisibles
- Structure de capital
- Rendement de l'actionnaire



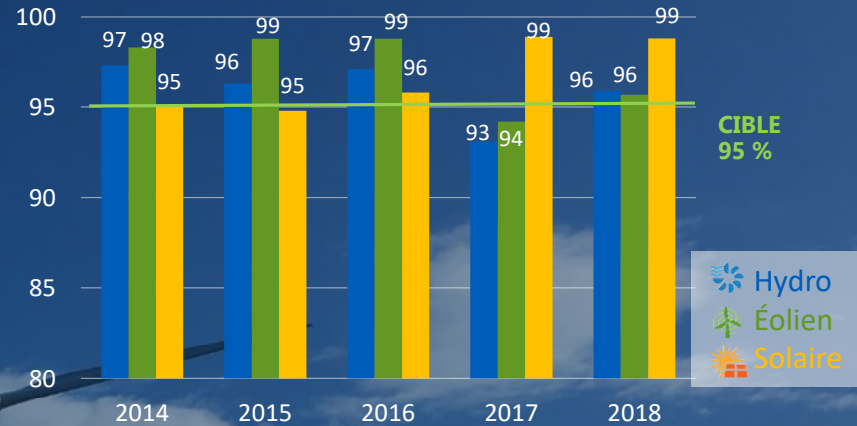


## 2. NOTRE PROFIL | PRODUCTION ET DIVERSIFICATION

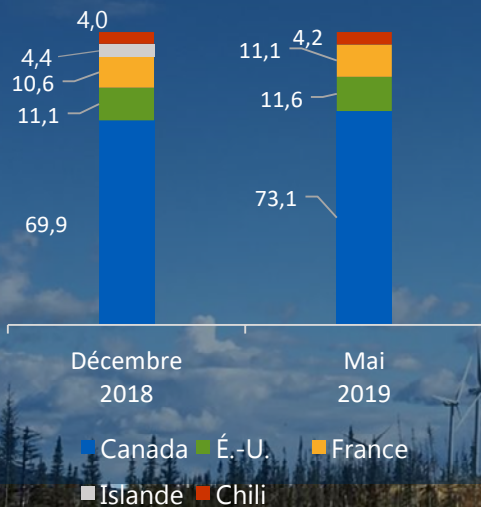
**PUISSANCE INSTALLÉE NETTE (%)**



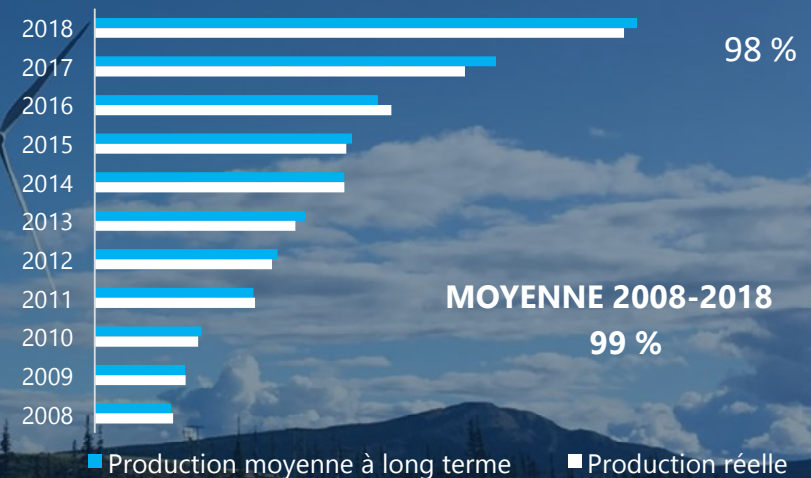
**DISPONIBILITÉ DES ÉQUIPEMENTS**



**PUISSANCE INSTALLÉE NETTE (%)**



**PRÉVISIBILITÉ DE LA PRODUCTION**



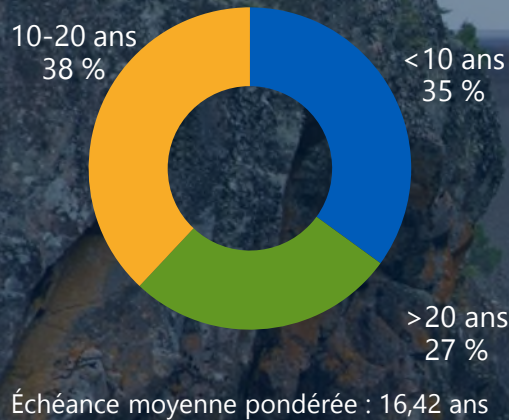
**UN OPÉRATEUR EFFICACE**





## 2. NOTRE PROFIL | PERSPECTIVES FINANCIÈRES PRÉVISIBLES

### ÉCHÉANCE DES CAÉ<sup>1</sup>



Jeunes actifs ayant un âge moyen pondéré d'environ **7,7 ans**

Actifs en construction qui contribueront annuellement aux revenus de **34,6 M\$** et au BAIIA ajusté<sup>2</sup> de **26,7 M\$** à partir de 2020<sup>3</sup>

## UNE COMBINAISON DE CONTRATS À LONG TERME AVEC UNE FAIBLE EXPOSITION AU MARCHÉ AU COMPTANT

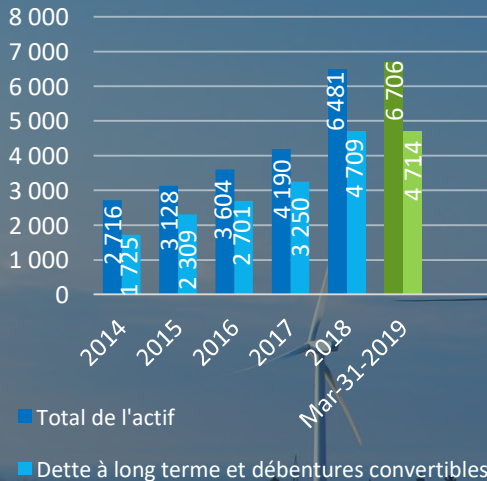
1. Durée moyenne pondérée restante des CAÉ, excluant les projets en construction et en développement, avant prise en compte des options de renouvellement.
2. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à celui présenté par d'autres émetteurs. Il y a lieu de se reporter à la section « Mesures non-IFRS » de cette présentation pour plus d'information.
3. L'obtention de certains permis pour le projet éolien Foard City a été retardé, ce qui pourrait mener à une diminution de la taille du projet et avoir une influence sur les produits et le BAIIA ajusté projetés.



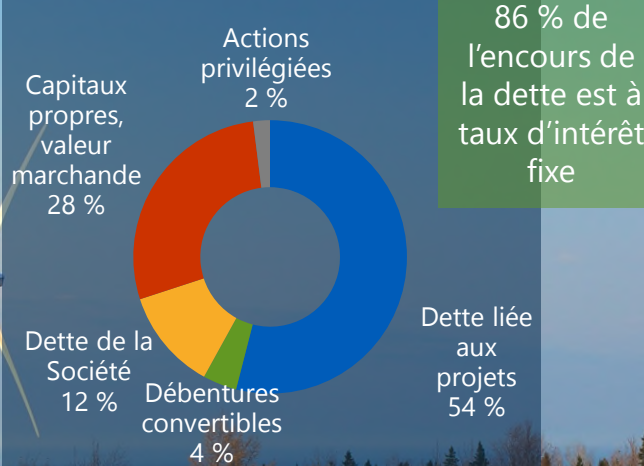


## 2. NOTRE PROFIL | STRUCTURE FINANCIÈRE

### ACTIFS ET DETTES (M\$)



### STRUCTURE DE CAPITAL AU 31 MARS 2019



Facilités à terme de crédit rotatifs garanties par **14 actifs non grevés de dette**

**UNE STRUCTURE FINANCIÈRE ÉQUILBRÉE**

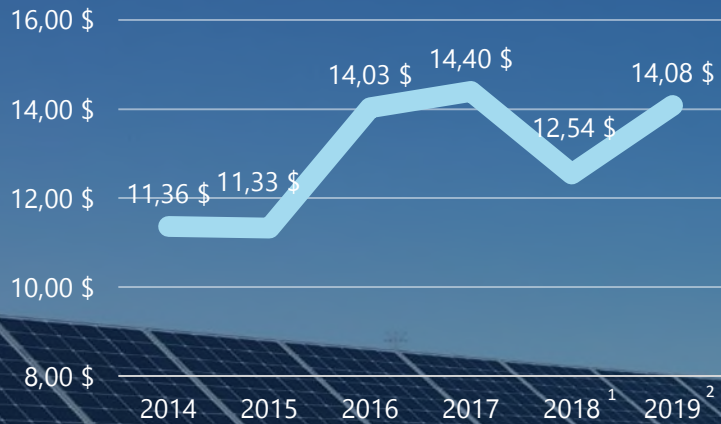
Cote de crédit de la catégorie investissement

**BBB-**  
(S&P)



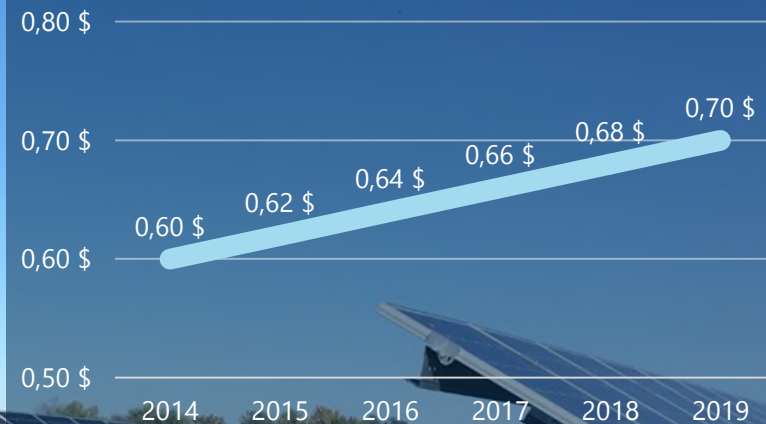
## 2. NOTRE PROFIL | RENDEMENT POUR L'ACTIONNAIRE

### PRIX DE L'ACTION

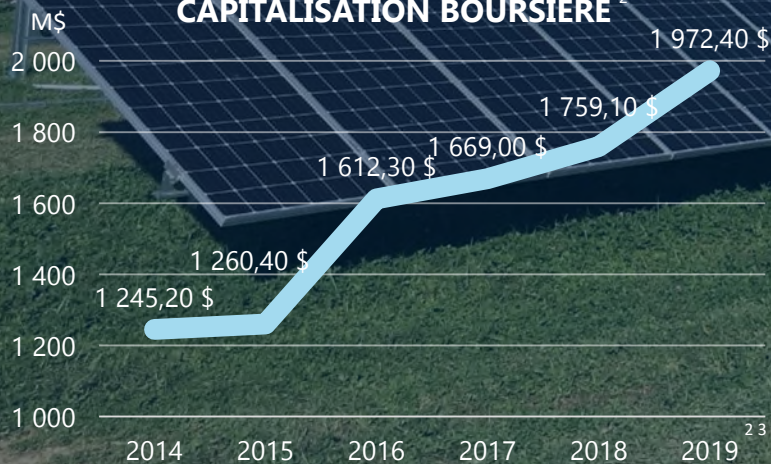


Dividende /  
Rendement  
**0,70 \$**  
**4,97 %**

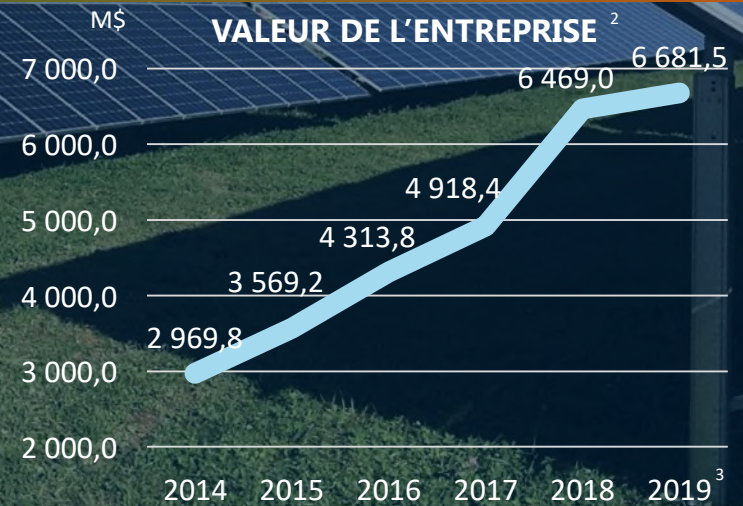
### DIVIDENDE



### CAPITALISATION BOURSÈRE<sup>2</sup>



### VALEUR DE L'ENTREPRISE<sup>2</sup>



<sup>1</sup> 24 327 225 actions émises le 27 février 2018.

<sup>2</sup> Incluant les actions privilégiées.

<sup>3</sup> En date du 31 mars 2019



## 3. Faits saillants financiers T1 2019





# 3. FAITS SAILLANTS FINANCIERS T1 2019 | SOMMAIRE DES RÉSULTATS

En millions de dollars canadiens  
Pour les activités poursuivies

	Période de 3 mois close le 31 mars		
	2019	2018	Variation
<b>CONSOLIDÉS</b>		Montants retraités <sup>1</sup>	
Production (GWh)	1 308,5	944,1	+ 39 %
Produits	126,4	101,8	+ 24 %
BAIIA ajusté <sup>2</sup>	93,2	73,6	+ 27 %
Marge du BAIIA ajusté <sup>2</sup>	73,8 %	72,3 %	
<b>PROPORTIONNELS</b>			
Production proportionnelle (GWh) <sup>2</sup>	1 589,8	1 047,8	+ 52 %
Produits proportionnels <sup>2</sup>	141,2	109,2	+ 29 %
BAIIA ajusté proportionnel <sup>2</sup>	99,7	78,7	+ 27 %

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables » du rapport de gestion du premier trimestre 2019.

2. Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, la production proportionnelle, les produits proportionnels et le BAIIA ajusté proportionnel 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.



### 3. FAITS SAILLANTS FINANCIERS T1 2019 | POSITION FINANCIÈRE<sup>1</sup>

	Au	31 MARS 2019	31 DÉCEMBRE 2018
En millions de dollars canadiens			
Total de l'actif		6 705,5	6 481,3
Total du passif		5 800,3	5 521,7
Participations ne donnant pas le contrôle		305,5	329,8
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		599,6	629,8

1. Les postes de la situation financière comprennent les actifs et passifs détenus en vue de la vente ainsi que les actifs et passifs découlant des activités poursuivies. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus d'information.

## 4. Statut du plan stratégique 2015-2020





## 4. OBJECTIFS DU PLAN STRATÉGIQUE 2015-2020

**100%**  
**ÉNERGIE**  
RENOUVELABLE

**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**




## 5. Projets en construction et en développement





## 5. PROJETS EN CONSTRUCTION ET EN DÉVELOPPEMENT

Nom	Type	Puissance	Emplacement	Prochaine étape	Date de mise en service prévue
<b>PROJETS EN CONSTRUCTION</b>					
Phoebe		250 MW <sub>CA</sub>	Texas, É.U.	Installation des pieux et systèmes de suivi et livraison des modules en cours	2019
Foard City		327,6 MW	Texas, É.U.	Livraison et montage des éoliennes en cours	2019
<b>PROJETS EN DÉVELOPPEMENT</b>					
Hillcrest		200 MW <sub>CA</sub>	Ohio, É.U.	Obtention d'un contrat de vente	2020
Hale Kuawehi		30 MW <sub>CA</sub>	Hawaii, É.U.	CAÉ approuvé, obtention de permis	2022
Paeahu		15 MW <sub>CA</sub>	Hawaii, É.U.	CAÉ en instance d'approbation, obtention de permis	2022
Frontera		109 MW	Chili	Obtention de financement	2022
El Canelo		16 MW	Chili	Obtention de permis	2022
Portefeuille de projets		≈150 MW	France	Obtention de permis	2021-2022



## 5. PROJETS EN CONSTRUCTION ET EN DÉVELOPPEMENT | STATUT DE CONSTRUCTION

**Phoebe** *En dollars US*

Sources					Utilisation			
	Au T1	Prévision pour compléter	Financement à la clôture	TOTAL		Au T1	Prévision pour compléter	TOTAL
Participation INE	-	96,0 M	-	96,0 M	Coûts de construction	227,9 M	169,5 M	397,4 M
Crédit-relais d'équité fiscale	112,0 M	73,5 M	(185,5 M)	-				
Participation au partage fiscal	-	-	185,5 M	185,5 M				
Prêt pour la construction	115,9 M	-	(115,9 M)	-				
Financement de projet à long terme	-	-	115,9 M	115,9 M				
<b>TOTAL</b>	<b>227,9 M</b>	<b>169,5 M<sup>1</sup></b>	<b>-</b>	<b>397,4 M<sup>1</sup></b>	<b>TOTAL</b>	<b>227.9M</b>	<b>169.5M</b>	<b>397.4M<sup>1</sup></b>
Participation INE	-	96,0 M	-	96,0 M				
INE LC émises (annulées)	105,3 M	(96,0 M)	(9,3 M)	-				
Incidence sur les facilités de crédit rotatives INE	105,3 M	-	(9,3 M)	96,0 M				

1. Plus récente estimation au T1 2019



## 5. PROJETS EN CONSTRUCTION ET EN DÉVELOPPEMENT | STATUT DE CONSTRUCTION

<b>Foard City</b> <i>En dollars US</i>								
Sources					Utilisation			
	Au T1	Prévision pour compléter	Financement à la clôture	TOTAL		Au T1	Prévision pour compléter	TOTAL
Participation INE	105,4 M	(11,5 M)	(5,5 M)	88,4 M	Coûts de construction	105,4 M	281,3 M	386,7 M
Prêt pour la construction	-	292,8 M	(292,8 M)	-				
Participation au partage fiscal	-	-	275,0 M	275,0 M				
Financement de projet à long terme	-	-	23,3 M	23,3 M				
<b>TOTAL</b>	<b>105,4 M</b>	<b>281,3 M<sup>1</sup></b>	<b>-</b>	<b>386,7 M<sup>1</sup></b>	<b>TOTAL</b>	<b>105,4 M</b>	<b>281,3 M</b>	<b>386,7 M<sup>1</sup></b>

1. Plus récente estimation au T1 2019

## 6. Acquisitions récentes et cession d'actifs







## 6. VENTE DES ACTIFS ISLANDAIS | RÉSUMÉ DE LA TRANSACTION

### Transaction

- Entente pour la vente de la participation d'Innergex de 100 % dans Magma Energy Sweden A.B. qui détient une participation d'environ 53,9 % dans HS Orka hf ("HS Orka")

### Contrepartie

- 299,9 M\$ US

### Description de HS Orka

- Deux centrales géothermiques en exploitation (Svartsengi et Reykjanes) totalisant 174 MW
- Une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 10 MW, Brúarvirkjun, qui est en construction
- Plusieurs projets potentiels d'énergie renouvelable
- Une participation de 30 % dans le Blue Lagoon Geothermal Spa and Resort

### Acquéreur

- Jarðvarmi slhf

### Utilisation du produit

- Remboursement de la facilité de crédit d'un an de 228 M\$ CA contractée au moment de l'acquisition de la participation restante dans les parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier
- Désendettement des facilités de crédit de la Société
- Utilisation aux fins générales de l'entreprise



## 6. VENTE DES ACTIFS ISLANDAIS | SOURCES ET UTILISATIONS (EN MILLIONS \$ CA)

### Sources

Prix de vente	402 \$
<b>Total des sources</b>	<b>402 \$</b>

### Utilisations

Remboursement de la facilité de crédit d'un an	228 \$
Remboursement des facilités de crédit renouvelables	166 \$
Coûts estimés de transaction	8 \$
<b>Total des utilisations</b>	<b>402 \$</b>

**Renforce le bilan et améliore la flexibilité financière**

1. Sous réserve de rajustements à la clôture





## 6. VENTE DES ACTIFS ISLANDAIS | GAIN COMPTABLE ESTIMÉ PROVENANT DE LA VENTE DE HS ORKA (EN MILLIONS \$ CA)

### Composantes du gain (de la perte) comptable estimé(e)

Prix de vente (sujet à des ajustements) <sup>1</sup>	402 \$	
Déduire : valeur comptable de HS Orka telle que rapportée par Innergex	(336 \$)	
Gain (perte) implicite	66 \$	Prix de vente de 66 M\$ CA plus élevé que la valeur comptable
Déduire : charge d'impôt exigible	-	Aucun impôt exigible prévu
Déduire : charge d'impôt différée	(9 \$)	
Gain (perte) comptable estimé(e)	57 \$	Gain comptable estimé de 57 M\$ CA

1. Prix de vente après avoir déduit les coûts estimés de transaction.





## 6. ACQUISITION DE CARTIER

### Acquisition de la participation de TransCanada dans les 5 parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier complétée le 24 octobre 2018

- Transaction totale d'environ 620 M\$ (après ajustement des distributions reçues par TransCanada depuis le 1er juillet 2018)
- Financement
  - Financement sans recours de **570,4 M\$** pour quatre parcs éoliens Cartier (incluant 94,1 M\$ pour le remboursement du financement de projets existants).
  - Un financement qui dépasse de **69,0 M\$** nos attentes initiales sera affecté à la réduction des facilités de crédit de la Société.
  - La facilité de crédit restante de **228 M\$** sur un an sera remboursée au moyen de la cession stratégique d'actifs sélectionnés

62 % de participation acquise

Produits prévus	82,9 M\$
BAlIA ajusté prévu	68,4 M\$

Parcs éoliens acquis	Puissance installée brute (MW)	Échéance des CAÉ
Baie-des-Sables	109,5	2026
Carleton	109,5	2028
Gros-Morne	211,5	2032
L'Anse-à-Valleau	100,5	2027
Montagne Sèche	58,5	2031





## 6. INVESTISSEMENT DANS ENERGÍA LLAIMA

### Investissement dans Energía Llama pour l'acquisition d'une participation de 50 %

- Transaction totale d'environ 110 M\$ US
  - 80 M\$ US pour l'acquisition du projet hydroélectrique Duqueco + 10 M\$ US pour sécuriser le financement
  - 10 M\$ US pour le fonds de roulement d'Energía Llama
  - 10 M\$ US à investir dans les 12 mois suivant l'acquisition

Centrales en exploitation	Type	Puissance installée brute (MW)	Mise en service	BAlIA ajusté
Guayacán	Hydro	12,0	2010	6,5 M\$ US
Pampa Elvira	Solaire thermique	34,0	2013	
Mampil	Hydro	55,0	2001	21,0 M\$ US
Peuchén	Hydro	85,0	2001	

Projets en développement	Type	Puissance installée brute (MW)	Mise en service prévue
El Canelo	Hydro	16,0	2022
Frontera	Hydro	109,0	2021



## 6. ACQUISITION D'ALTERRA POWER CORP.

### Acquisition de 100 % des actions ordinaires émises d'Alterra

Contrepartie totale de 1,1 milliard de dollars, y compris la prise en charge des dettes

#### Financement

- 24 327 225 actions ont été émises par Innergex
- Prêt à terme de 5 ans subordonné de la Caisse de dépôt et placement du Québec de **150 M\$**
- Facilités de crédit rotatives augmentées à **700 M\$**

Installations acquises	Location	Type	Puissance installée brute (MW)	Participation	Statut
Foard City	TX, É-U	Éolien	350	100 %	Stade avancé de développement
Shannon	TX, É-U	Éolien	204	50 %	En exploitation
Flat Top	TX, É-U	Éolien	200	51 %	En exploitation
East Toba	C-B, CAN	Hydro	147	40 %	En exploitation
Montrose Creek	C-B, CAN	Hydro	88	40 %	En exploitation
Reykjanes	Islande	Géo	100	54 %	En exploitation
Svartsengi	Islande	Géo	74	54 %	En exploitation
Dokie	BC, CAN	Éolien	144	26 %	En exploitation
Jimmie Creek	BC, CAN	Hydro	62	51 %	En exploitation
Spartan	MI, É-U	Solaire	10,5	100 %	En exploitation
Brúarvirkjun	Islande	Hydro	10	54 %	En construction
Kokomo	IN, É-U	Solaire	6	90 %	En exploitation

## Annexe 1 : Équité fiscale







## 2. FOARD CITY | FINANCEMENT

### CONSTRUCTION

- Financement de 290,9 M\$ US (388,7 M\$ CA)

### PARTAGE FISCAL

- Engagement lié à la participation au partage fiscal de 275,0 M\$ US (367,5 M\$ CA)

### PRÊT À TERME

- Facilité de prêt à terme de 23,3 M\$ US (31,1 M\$ CA) sur 7 ans avec une période d'amortissement de 10 ans devant être fournie à la date de mise en service



## 2. FOARD CITY | PARTAGE FISCAL À TITRE INDICATIF

		Avant le point de basculement – pendant CAÉ	Après le point de basculement – Après CAÉ		
			Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Production prévue par année	GWh (P50)	1 230	1 230	1 230	1 230
Produits prévus par année	Millions de \$US	20,1	36,9	41,8	44,3
Valeur de produits CIP	Millions de \$US	29,5	-	-	-
<b>Prix de vente moyen prévu</b>	\$US/MW	<b>16,34</b>	<b>30,00</b>	<b>34,00</b>	<b>36,00</b>
CIP prévus	\$US/MW	24,00	-	-	-
BAIIA ajusté prévu par année (=A)	Millions de \$US	10,1	~19	~24	~27
Répartition des distributions en trésorerie à Innergex (=B)	%	80 %	95 %	95 %	95 %
PAYGO moyen prévu (P50 vs P95) (=C)	Millions de \$US	4,3	-	-	-
Quote-part d'Innergex du BAIIA ajusté prévu par année (=AxB+C)	Millions de \$US	<b>12,4</b>	<b>18,0</b>	<b>22,8</b>	<b>25,7</b>
Investissement d'équité initial d'Innergex	Millions de \$US	86,5	86,5	86,5	86,5
Prêt à terme	Millions de \$US	23,3	PAYÉ	PAYÉ	PAYÉ

Ce tableau contient de l'information prospective qui pourrait ne pas se réaliser. Pour plus d'information, consulter la rubrique Information prospective de cette présentation.



# STRUCTURE D'ÉQUITÉ FISCALE PARTENARIAT TYPIQUE

À la mise en service commerciale

- **L'investisseur participant au partage fiscal** investit à la mise en service et les produits sont utilisés pour rembourser le prêt de construction

De l'an 1 à l'an 10

- **L'investisseur participant au partage fiscal** reçoit
  - 99 % du revenu au compte de résultats + crédits d'impôt<sup>1</sup>
  - 5 % des distributions en espèces
- **Le commanditaire du projet (Innergex)** reçoit
  - 1 % du revenu au compte de résultats + crédits d'impôt<sup>1</sup>
  - 95 % des distributions en espèces

An 11  
(Date du basculement)

- L'investisseur participant au partage fiscal est alors entièrement remboursé
  - Les allocations changent (basculement) pour renverser les revenus au compte de résultats au **commanditaire du projet**
  - **L'investisseur participant au partage fiscal** peut être racheté (*Les CIP expirent après l'an 10*)
    - 1 % du revenu au compte de résultats
    - 5 % des distributions en espèces
- **L'investisseur participant au partage fiscal** reçoit
  - 99 % du revenu au compte de résultats
- **Le commanditaire du projet** reçoit
  - 95 % des distributions en espèces

1. Moyenne des CIP à 24,00 \$ US/MWh inflationné





## EXEMPLE D'ÉQUITÉ FISCALE

### Hypothèses Parc éolien de 100 MW certifié CIP

Coûts de construction	130 millions \$US
Investissement du commanditaire du projet (Innergex)	40 millions \$US
Investissement en équité fiscale	90 millions \$US
Prix du CAÉ	20,00 \$US/MWh
Exploitation et entretien	2 millions \$US / année
Facteur de capacité nette	45 %
Vie utile	30 ans
Taux d'imposition fédéral	21 %
Période cible (date de basculement cible)	10 ans (période CIP)
Rendement cible après impôt pour l'investisseur en équité fiscale	6 %
Bénéfices (CIP et déductions fiscales) attribuables à l'investisseur en équité fiscale	99 %
Flux de trésorerie distribuables à l'investisseur en équité fiscale	5 %
Bénéfices (CIP et déductions fiscales) attribuables au développeur du projet (Innergex)	1 %
Flux de trésorerie distribuables au commanditaire du projet (Innergex)	95 %



# ÉQUITÉ FISCALE IMPACT SUR FLUX DE TRÉSORERIE

## Trésorerie d'équité fiscale pour le commanditaire du projet (Innergex)

Hypothèses : Capacité 100 MW Facteur de capacité 45 % Production 394 200 MWh Prix du CAÉ 20,00 \$US /MWh

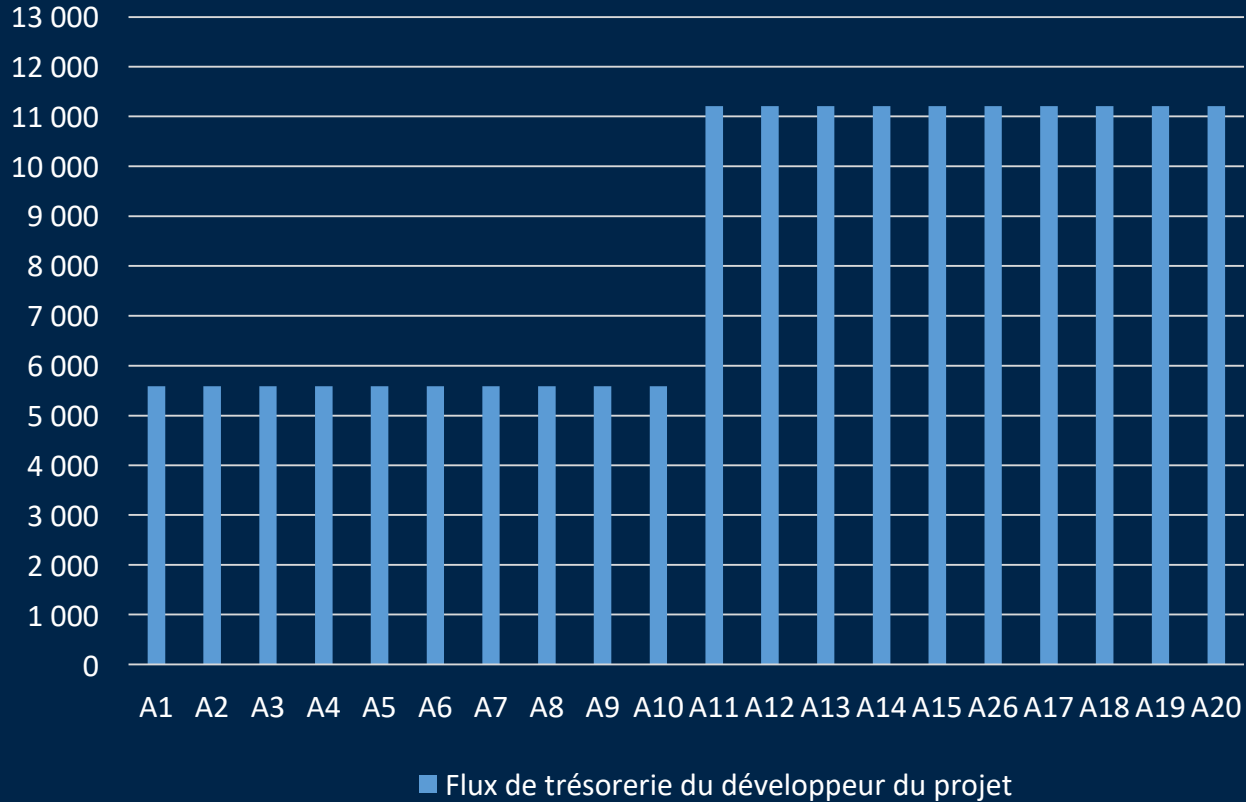
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11 Date du flip
<i>En milliers \$US sauf indications</i>											
Produits	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	13 797 <sup>1</sup>
Coûts annuels d'exploitation et d'entretien	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
BAIIA ajusté (Flux de trésorerie)	5 884	5 884	5 884	5 884	5 884	5 884	5 884	5 884	5 884	5 884	11 797
Dépréciation fiscale	(26,000)	(41,600)	(24,960)	(14,976)	(22,100)	-	-	-	-	-	-
Impôt sur le revenu (perte)	(20,116)	(35,716)	(19,076)	(9,092)	(16,216)	5 884	5 884	5 884	5 884	5 884	11 797
Entrée (sortie) d'impôt fiscal (21 %)	4 224	7 500	4 006	1 909	3 405	(1 236)	(1 236)	(1 236)	(1 236)	(1 236)	(2 477)
Prix CIP (\$)	24,00 \$	24,48 \$	24,97 \$	25,47 \$	25,98 \$	26,50 \$	27,03 \$	27,57 \$	28,12 \$	28,68 \$	-
CIPs générés par la production	9 461	9 650	9 843	10 040	10 241	10 445	10 654	10 867	11 084	11 307	-
Avantages fiscaux (remboursement d'impôt + CIPs)	13 685	17 150	13 849	11 949	13 646	9 210	9 419	9 632	9 849	10 071	(2 477)
<b>Flux de trésorerie du commanditaire du projet (95 % du BAIIA ajusté)</b>	<b>5 590</b>	<b>5 590</b>	<b>5 590</b>	<b>5 590</b>	<b>5 590</b>	<b>5 590</b>	<b>5 590</b>	<b>5 590</b>	<b>5 590</b>	<b>5 590</b>	<b>11 207</b>
Avantages fiscaux pour le commanditaire du projet (1 %)	137	172	138	119	136	92	94	96	98	101	(2 453)
Flux de trésorerie de l'investisseur participant au partage fiscal (5 % du BAIIA ajusté)	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294	Bascul.
Avantages fiscaux de l'investisseur participant au partage fiscal (99 %)	13 548	16 979	13 710	11 830	13 510	9 118	9 325	9 536	9 751	9 970	Bascul.
Flux de trésorerie totale de l'investisseur participant au partage fiscal	13 843	12 273	14 005	12 124	13 804	9 412	9 619	9 830	10 045	10 264	Bascul.



# ÉQUITÉ FISCALE IMPACT SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Flux de trésorerie annuels du **commanditaire du projet** sous financement par équité fiscale  
*Hypothèses : Parc éolien de 100 MW certifié CIP – Financement par équité fiscale de 90 millions \$US*

En milliers \$ US



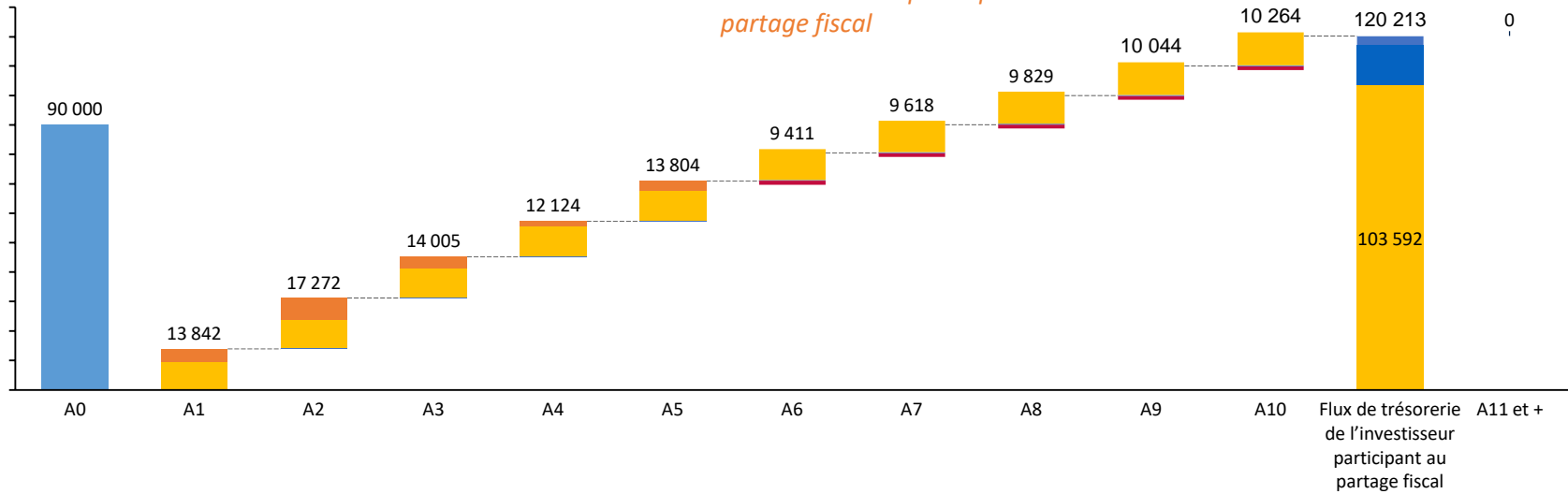




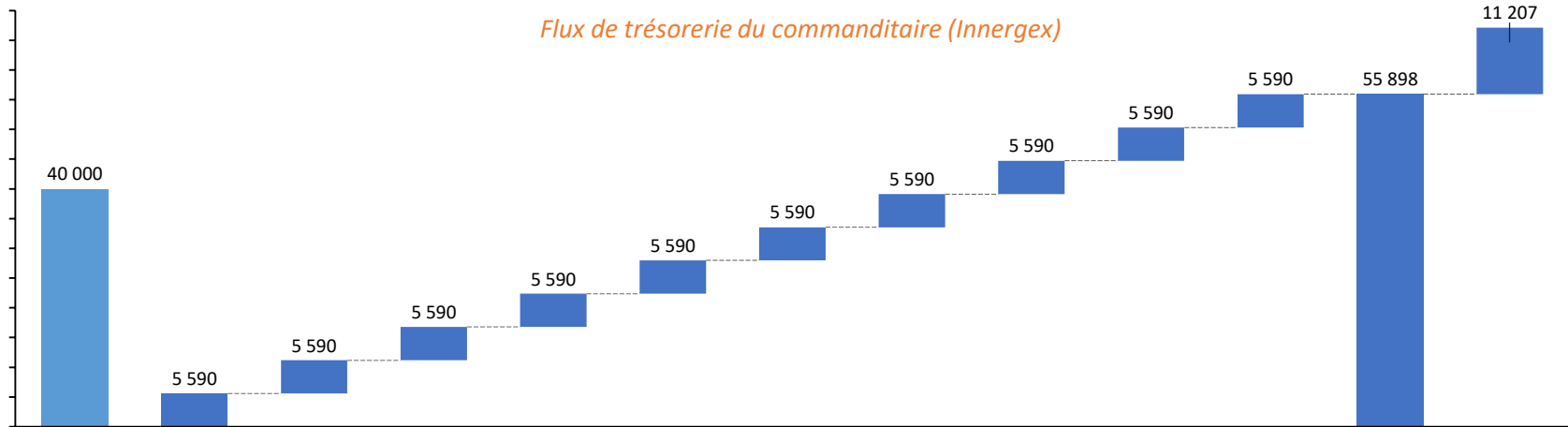
# PROFIL DE FLUX DE TRÉSORERIE ÉQUITÉ FISCALE VS COMMANDITAIRE

En M\$

*Flux de trésorerie de l'investisseur participant au partage fiscal*



*Flux de trésorerie du commanditaire (Innergex)*



- Investissement initial
- Entrée d'impôt fédéral (@21%)
- Sortie d'impôt fédéral
- Produits des CIP (0,024 \$)
- Trésorerie distribuable (5%)

## Annexe 2 : Mesures non-IFRS





# MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent document a été préparé en conformité avec les IFRS. Toutefois, certaines mesures mentionnées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures 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. La quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, les produits proportionnels, le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, la perte nette ajustée découlant des activités poursuivies, 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.

## Produits proportionnels

Les références à la « quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent les participations d'Innergex dans les capitaux propres ou les participations de commanditaire de ces coentreprises et entreprises associées, s'il y a lieu, des produits des coentreprises et des entreprises associées. Les lecteurs sont avisés que la quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex ne doit pas être considérée comme un substitut aux produits, déterminés conformément aux IFRS. Les références aux « produits proportionnels » dans le présent document visent les produits, plus la quote-part des produits 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 les produits proportionnels ne doivent pas être considérés comme un substitut aux produits, déterminés conformément aux IFRS. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » du rapport de gestion du premier trimestre 2019.

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2019	2018
		Montants retraités <sup>1, 2</sup>
<b>Produits</b>	126 419	101 788
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :		
Toba Montrose (40 %) <sup>3</sup>	536	228
Shannon (50 %) <sup>3, 5</sup>	2 124	3 094
Flat Top (51 %) <sup>4, 5</sup>	2 597	183
Dokie (25,5 %) <sup>3</sup>	2 320	1 298
Jimmie Creek (50,99 %) <sup>3</sup>	142	55
Umbata Falls (49 %)	701	824
Viger-Denonville (50 %)	1 992	1 683
Duqueco (50 %) <sup>6</sup>	3 302	—
Guayacán (50 %) <sup>6</sup>	603	—
Pampa Elvira (50 %) <sup>6</sup>	492	—
	14 809	7 365
<b>Produits proportionnels</b>	141 228	109 153

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables » du rapport de gestion du premier trimestre 2019.

2. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du rapport de gestion du premier trimestre 2019.

3. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 mars 2019 et du 6 février 2018 au 31 mars 2018.

4. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 mars 2019 et du 23 mars 2018 au 31 mars 2018.

5. La participation correspond à la participation de commanditaire dans Shannon et Flat Top; toutefois, les investisseurs participant au partage fiscal détiennent la totalité des participations au partage fiscal.

6. Innergex détient une participation de 50 % dans Energia Llaima, qui détient les installations Guayacán (participation de 69,47 %) et Pampa Elvira (participation de 55 %) ainsi que Duqueco, qui comprend les installations Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %).



# MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

## BAIIA ajusté et marge du BAIIA ajusté

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent le résultat net découlant des activités poursuivies auquel est ajouté (duquel est déduit) la charge (le recouvrement) d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, le montant net des autres charges, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et le (profit net latent) la perte nette latente sur instruments financiers. 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.

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2019	2018
		Montants retraités <sup>1, 2</sup>
Perte nette découlant des activités poursuivies	(4 420)	(9 695)
Recouvrement d'impôt	(4 078)	(1 987)
Charges financières	52 971	43 903
Amortissements	46 466	36 241
BAIIA	90 939	68 462
Autres charges, montant net	726	3 888
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées	6 890	(1 067)
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers	(5 312)	2 283
BAIIA ajusté	93 243	73 566
Marge du BAIIA ajusté	73,8 %	72,3 %

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables » du rapport de gestion du premier trimestre 2019.

2. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du rapport de gestion du premier trimestre 2019.





# MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

## BAIIA ajusté proportionnel

Les références à la « quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent les participations d'Innergex dans les capitaux propres ou les participations de commanditaire de ces coentreprises et entreprises associées, s'il y a lieu, du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées.

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. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » du rapport de gestion du premier trimestre 2019.

## BAIIA ajusté

Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :

Toba Montrose (40 %) <sup>3</sup>
Shannon (50 %) <sup>3, 5</sup>
Flat Top (51 %) <sup>4, 5</sup>
Dokie (25,5 %) <sup>3</sup>
Jimmie Creek (50,99 %) <sup>3</sup>
Umbata Falls (49 %)
Viger-Denonville (50 %)
Duqueco (50 %) <sup>6</sup>
Guayacán (50 %) <sup>6</sup>
Pampa Elvira (50 %) <sup>6</sup>

Périodes de trois mois closes les 31 mars	
2019	2018
	Montants retraités <sup>1, 2</sup>
93 243	73 566
(988)	(91)
959	2 331
730	(21)
1 793	1 024
(376)	(282)
426	704
1 652	1 419
1 579	—
405	—
251	—
6 431	5 084
99 674	78 650

## BAIIA ajusté proportionnel

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables » du rapport de gestion du premier trimestre 2019.

2. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du rapport de gestion du premier trimestre 2019.

3. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 mars 2019 et du 6 février 2018 au 31 mars 2018.

4. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 mars 2019 et du 23 mars 2018 au 31 mars 2018.

5. La participation correspond à la participation de commanditaire dans Shannon et Flat Top; toutefois, les investisseurs participant au partage fiscal détiennent la totalité des participations au partage fiscal.

6. Innergex détient une participation de 50 % dans Energía Llaima, qui détient les installations Guayacán (participation de 69,47 %) et Pampa Elvira (participation de 55 %) ainsi que Duqueco, qui comprend les installations Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %).



# MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

## **Perte nette ajustée découlant des activités poursuivies**

Les références à la « perte nette ajustée découlant des activités poursuivies » visent le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités poursuivies 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. La comptabilisation des dérivés selon les IFRS exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché et que les variations de la valeur de marché des instruments dérivés pour lesquels la comptabilité de couverture n'est pas appliquée 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. La perte nette ajustée découlant des activités poursuivies 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 la perte nette ajustée découlant des activités poursuivies ne doit pas être considérée comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » du rapport de gestion du premier trimestre 2019 pour obtenir le rapprochement de la perte nette ajustée découlant des activités poursuivies.

## **Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution**

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 rapport de gestion du premier trimestre 2019 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.



# MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

## Indicateurs de rendement clés liés à la production

### Production proportionnelle

Les références à la « quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent les participations d'Innergex dans les capitaux propres ou les participations de commanditaire de ces coentreprises et entreprises associées, s'il y a lieu, de la production des coentreprises et des entreprises associées.

Les références à la « production proportionnelle » dans le présent document visent la production, plus la quote-part de la production 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. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » du rapport de gestion du premier trimestre 2019.

(en MWh)

### Production

Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :

Toba Montrose (40 %)<sup>3</sup>

Shannon (50 %)<sup>3,5</sup>

Flat Top (51 %)<sup>4,5</sup>

Dokie (25,5 %)<sup>3</sup>

Jimmie Creek (50,99 %)<sup>3</sup>

Umbata Falls (49 %)

Viger-Denonville (50 %)

Duqueco (50 %)<sup>6</sup>

Guayacán (50 %)<sup>6</sup>

Pampa Elvira (50 %)<sup>6</sup>

### Production proportionnelle

Périodes de trois mois closes les 31 mars		
	2019	2018
		Montants retraités <sup>1, 2</sup>
	1 308 505	944 108
	4 470	1 506
	91 609	60 872
	115 676	10 015
	16 576	10 122
	765	313
	9 244	9 642
	13 179	11 192
	19 800	—
	6 648	—
	3 355	—
	281 322	103 662
	1 589 827	1 047 770

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables » du rapport de gestion du premier trimestre 2019.

2. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du rapport de gestion du premier trimestre 2019.

3. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 mars 2019 et du 6 février 2018 au 31 mars 2018.

4. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 mars 2019 et du 23 mars 2018 au 31 mars 2018.

5. La participation correspond à la participation de commanditaire dans Shannon et Flat Top; toutefois, les investisseurs participant au partage fiscal détiennent la totalité des participations au partage fiscal.

6. Innergex détient une participation de 50 % dans Energía Llaima, qui détient les installations Guayacán (participation de 69,47 %) et Pampa Elvira (participation de 55 %) ainsi que Duqueco, qui comprend les installations Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %).



## Annexe 3 : Énoncés prospectifs





# INFORMATION PROSPECTIVE

## 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.

**Information financière future** : L'information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, notamment les renseignements concernant la production, les produits prévus, le BAIIA ajusté prévu et le BAIIA ajusté proportionnel prévu de la Société, les flux de trésorerie disponibles prévus et l'intention de payer un dividende trimestriel, l'estimation de la taille, des coûts et du calendrier des projets, y compris l'obtention des permis prévue, le début des travaux de construction, les travaux réalisés et le début de la mise en service commerciale des projets en développement ou des projets potentiels, l'intention de la Société de soumettre des projets aux termes de demandes de propositions, l'admissibilité des projets américains aux CIP ou aux CI, la cession éventuelle d'actifs choisis par la Société, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Ces renseignements visent à 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 réalisées et futures, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

**Hypothèses** : L'information prospective est fondée sur certaines hypothèses principales formulées par la Société, à propos notamment, sans s'y limiter, des régimes hydrologiques, éoliens et solaires, des ressources géothermiques, de la performance de ses installations en exploitation, de rendement des projets, de la conjoncture économique et financière, des conditions du marché des capitaux, de la réussite de la Société à développer et à construire de nouvelles installations, des attentes et des hypothèses concernant la disponibilité de ressources en capital et l'exécution par les tiers de leurs obligations contractuelles en temps opportun, de l'obtention des approbations réglementaires et de la cession d'actifs choisis.

**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 « Risques et incertitudes » du rapport annuel 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 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; la fluctuation affectant les prix éventuels de l'énergie; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; l'incertitude au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; la défaillance de l'équipement ou les activités d'entretien et d'exploitation imprévues; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives régissant les dettes actuelles et futures; la possibilité que la Société ne déclare pas ni ne verse un dividende; l'incapacité de réaliser les avantages prévus des acquisitions (y compris l'acquisition des parcs éoliens Cartier); l'intégration des entreprises acquises ou à acquérir (y compris l'acquisition d'Alterra et l'acquisition des parcs éoliens Cartier); des changements quant au soutien gouvernemental pour l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants; la variabilité du rendement des installations et les 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 politiques et réglementaires; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les CAÉ; la disponibilité et la fiabilité des systèmes de transport (y compris la dépendance envers des tiers); les risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers; les fluctuations du taux de change; l'augmentation des droits d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes, solaires et géothermiques et de la production d'électricité connexe; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; la cybersécurité; le caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'assurances; la notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la Société ou peut être abaissée; l'intégration des centrales et des projets acquis ou à acquérir; la dépendance envers des infrastructures de transport et d'interconnexion partagées et le fait que les produits provenant de certaines installations vont fluctuer en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité; les risques liés aux crédits d'impôt sur la production et à l'investissement américains, les modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et la disponibilité du financement par capitaux propres; les conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte; les risques liés aux éboulements, avalanches, tornades, ouragans 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; et les risques d'atteinte à la réputation découlant de l'inconduite de représentants de la Société.

Il y a aussi des risques inhérents à la vente de la filiale en propriété exclusive Magma, qui détient une participation d'environ 53,9 % dans HS Orka, notamment le défaut de satisfaire aux conditions de clôture, l'exercice de droits de résiliation par Innergex ou l'acheteur et le défaut d'obtenir les consentements de tiers. Par conséquent, rien ne garantit que la vente sera réalisée ou qu'elle le sera selon les conditions ou au moment que prévoit le présent document. La vente pourrait être modifiée, restructurée ou résiliée. Rien ne garantit non plus la réalisation des avantages stratégiques, opérationnels et financiers devant découler de la vente.

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 document 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.



# INFORMATION PROSPECTIVE

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.

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p><b>PRODUCTION PRÉVUE</b></p> <p>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 les centrales d'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. Cette consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacán, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville).</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes, solaires et géothermiques et de la production d'électricité connexe</li> <li>Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires et des ressources géothermiques</li> <li>Risques liés aux ressources géothermiques</li> <li>Risque d'approvisionnement en matériel, y compris la défaillance ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues</li> <li>Catastrophes naturelles et cas de force majeure</li> <li>Risques politiques et réglementaires affectant la production</li> <li>Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement affectant la production</li> <li>Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes</li> <li>Disponibilité et fiabilité des systèmes de transport</li> <li>Litiges</li> </ul>
<p><b>PRODUITS PRÉVUS</b></p> <p>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 publics ou une autre contrepartie solvable. Dans la plupart des cas, ces contrats définissent un prix de base pour l'électricité produite et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison. Cela exclut les installations qui reçoivent les produits selon le cours du marché (ou le prix au comptant) de l'électricité, y compris 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. Cette consolidation exclut les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacán, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville).</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue »</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Dépendance envers diverses formes de CAÉ</li> <li>Fluctuations des produits de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité</li> <li>Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité</li> <li>Changements dans la conjoncture économique générale</li> <li>Capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants</li> </ul>
<p><b>BAIIA AJUSTÉ PRÉVU</b></p> <p>Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en ajoutant au (déduisant du) bénéfice net (perte nette) la provision liée à (le recouvrement de) la charge d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, le montant net des autres charges, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et le (profit net latent) la perte nette latente sur instruments financiers. Le BAIIA ajusté exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacán, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville). 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 prévu ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus »</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent</li> <li>Charges d'entretien imprévues</li> </ul>





# INFORMATION PROSPECTIVE

<b>Principales hypothèses</b>	<b>Principaux risques et principales incertitudes</b>
<p><b>BAIIA AJUSTÉ PROPORTIONNEL PRÉVU</b></p> <p>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, East Toba, Flat Top, Guayacán, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville).</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAIIA ajusté prévu »</p>
<p><b>FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES PRÉVUS ET INTENTION DE PAYER UN DIVIDENDE TRIMESTRIEL</b></p> <p>La Société estime les flux de trésorerie disponibles prévus comme étant les flux de trésorerie prévus 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 estimées 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 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.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAIIA ajusté prévu »</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p> <p>Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende</p>



# INFORMATION PROSPECTIVE

## Principales hypothèses

### 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

La Société peut faire (dans la mesure du possible) une estimation de la puissance installée potentielle, des coûts estimés, des modalités de financement et du calendrier de développement et de construction pour chaque projet en développement ou projet potentiel fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, en plus d'information sur 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 et du calendrier de construction fournis par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) dont les services ont été retenus pour le projet. La Société fournit des indications tenant compte d'estimations sur sa position stratégique et sa position concurrentielle actuelles, ainsi que sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses projets en développement et de ses projets potentiels, que la Société évalue compte tenu de son expérience en tant que promoteur.

### CLÔTURE PRÉVUE DE LA VENTE DE LA PARTICIPATION DANS HS ORKA

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

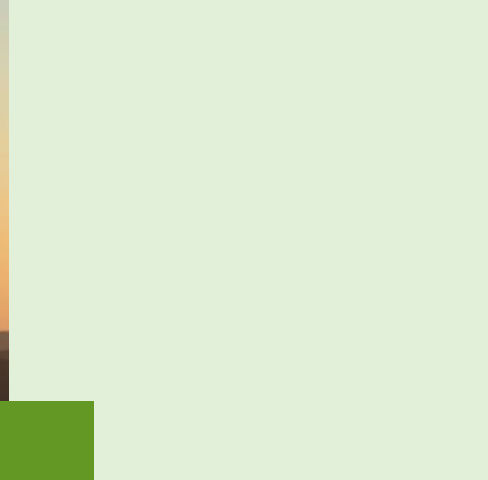
## Principaux risques et principales incertitudes

Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations  
Exécution par les principales contreparties, par exemple les fournisseurs ou entrepreneurs  
Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets  
Capacité à obtenir les terrains appropriés  
Obtention des permis  
Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement  
Relations avec les parties prenantes  
Approvisionnement en matériel  
Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement  
Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement par capitaux propres  
Risques d'ordre réglementaire et politique  
Taux d'inflation plus élevé que prévu  
Catastrophe naturelle  
Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers  
Résultats du processus de demande de règlements d'assurance

Respect des conditions de clôture  
Consentements de tiers et droit de premier refus



Énergie renouvelable.  
Développement durable.



**Merci!**

**Pour information**

Innergex énergie renouvelable inc.  
Tél. 450 928-2550  
[info@innergex.com](mailto:info@innergex.com)

