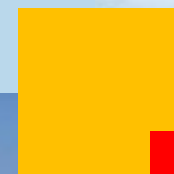




Énergie renouvelable.
Développement durable.



PRÉSENTATION AUX INVESTISSEURS

Mars 2019





- 1 Aperçu
- 2 Notre profil
- 3 Faits saillants financiers T4 2018
- 4 Statut du plan stratégique 2015-2020
- 5 Projets en construction et en développement
- 6 Acquisitions récentes
- 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

29 ANS DE CROISSANCE CONTINUE



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

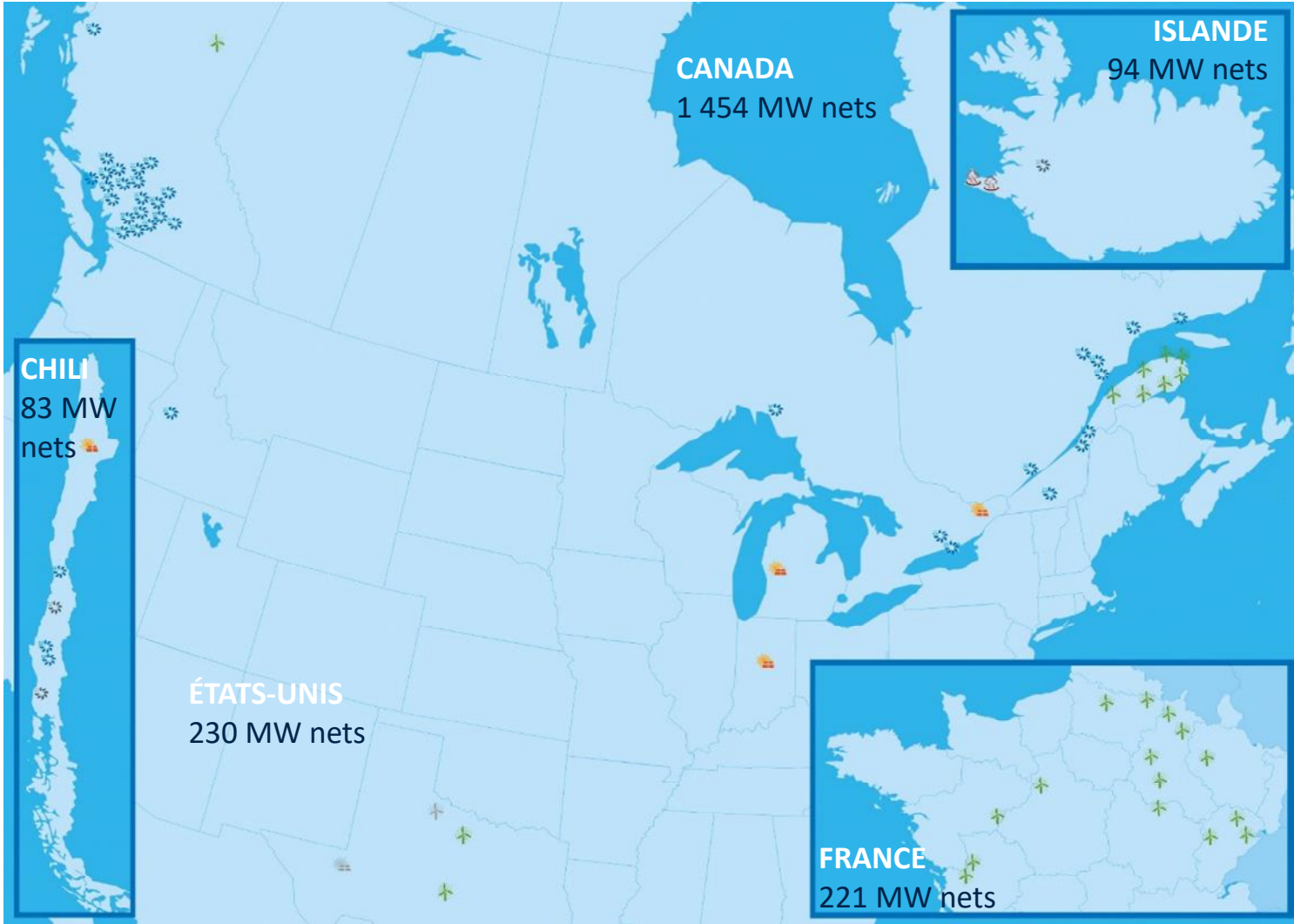
3

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

UN MODÈLE D'AFFAIRES DURABLE



1. APERÇU | CARTE



37 

25 

4 

2 

+ 8 projets en développement

Puissance installée totale

3 062 MW
(2 082 MW nets)

Valeur d'entreprise

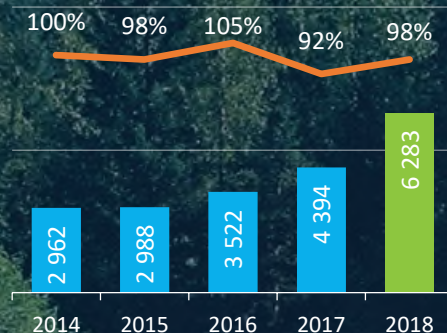
6,5 milliards \$

UNE PRÉSENCE MONDIALE AVEC 68 PROJETS EN EXPLOITATION

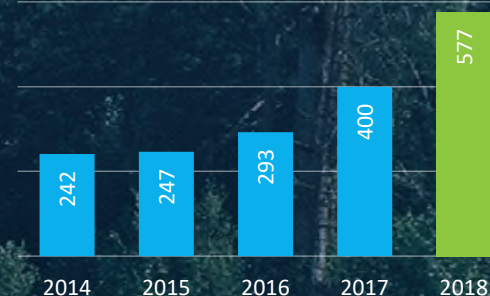
1. APERÇU | HISTORIQUE DE LA PERFORMANCE FINANCIÈRE

- La croissance de 2017 peut être expliquée notamment par la contribution de Mesgi'g Ugu's'n, Upper Lilloet 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.

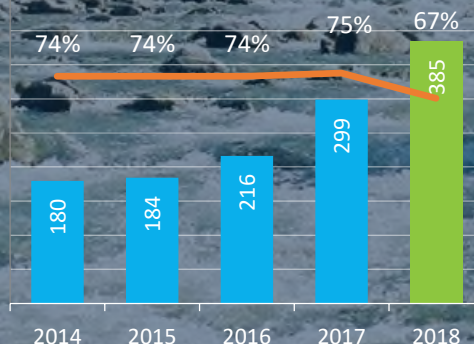
PUISSANCE GÉNÉRÉE (GWH)
PRODUCTION EN % DE LA PMLT



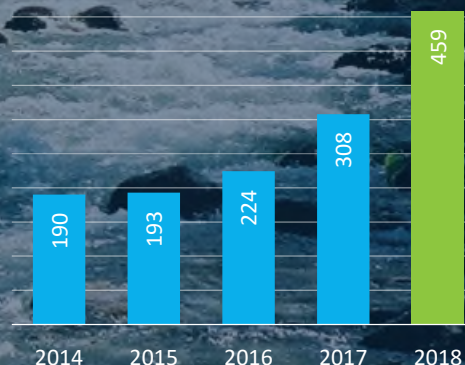
PRODUITS (M\$)



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

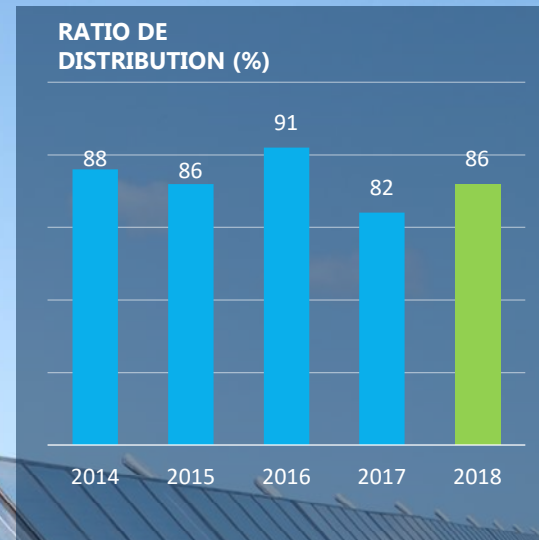
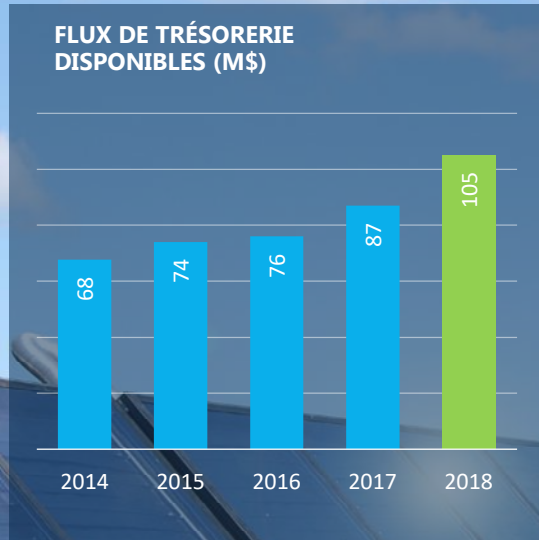


BAIIA AJUSTÉ
PROPORTIONNEL (M\$)





1. APERÇU | HISTORIQUE DE LA PERFORMANCE FINANCIÈRE



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

9 Les flux de trésorerie et les ratios de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et ne peuvent donc pas être comparables à celles présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous référer à la section Mesures non-IFRS.

2. Notre profil

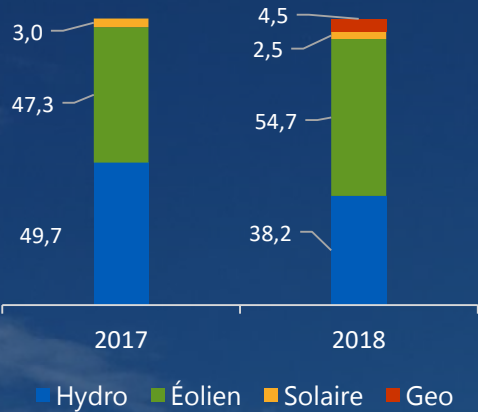
- Production et diversification
- Perspectives financières prévisibles
- Structure de capital
- Rendement de l'actionnaire



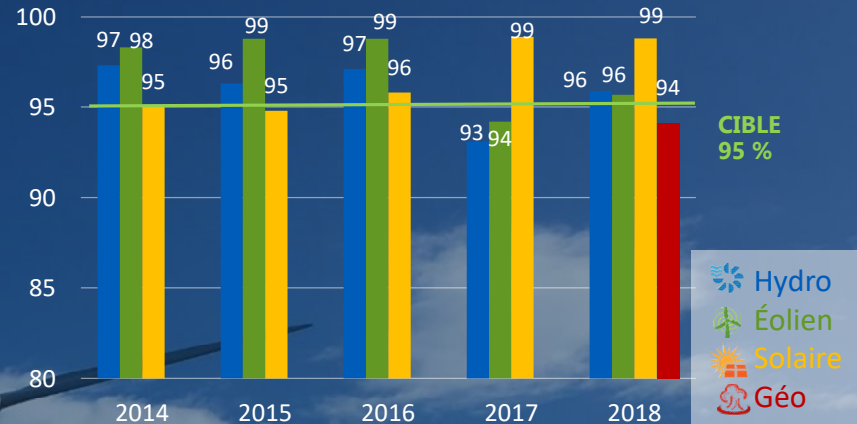


2. NOTRE PROFIL | PRODUCTION ET DIVERSIFICATION

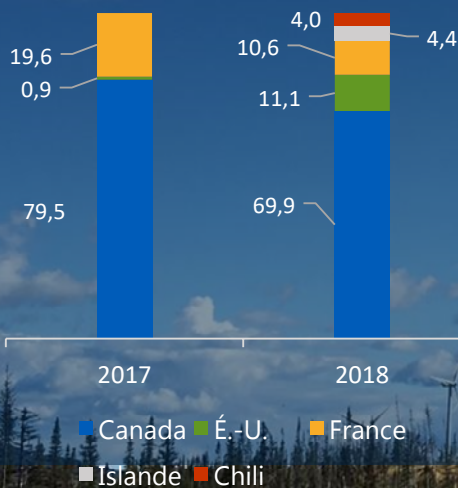
PUISSANCE INSTALLÉE NETTE (%)



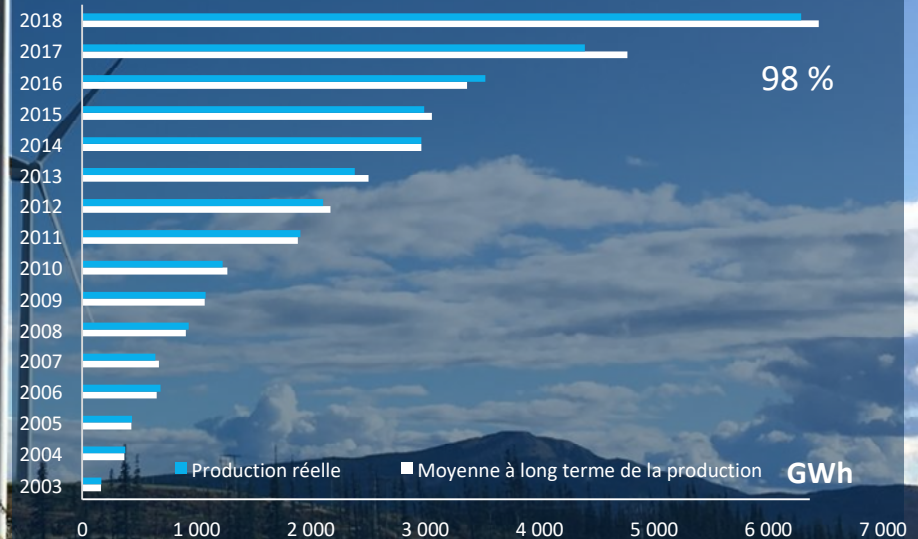
DISPONIBILITÉ DES ÉQUIPEMENTS



PUISSANCE INSTALLÉE NETTE (%)



PRÉVISIBILITÉ DE LA PRODUCTION

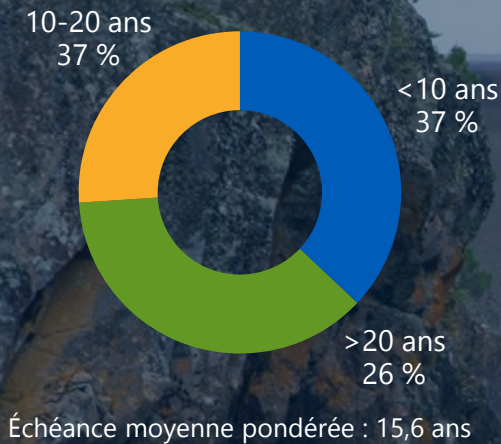


UN OPÉRATEUR EFFICACE



2. NOTRE PROFIL | PERSPECTIVES FINANCIÈRES PRÉVISIBLES

ÉCHÉANCE DES CAÉ¹



Jeunes actifs ayant un âge moyen pondéré d'environ **9,6 ans**

Actifs en construction qui contribueront annuellement aux revenus de **61,0 M\$** et au BAIIA ajusté² de **44,4 M\$** à partir de 2020³

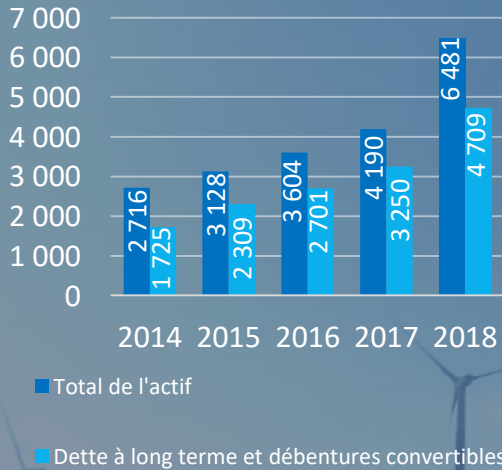
UNE COMBINAISON DE CONTRATS À LONG TERME AVEC UNE FAIBLE EXPOSITION AU MARCHÉ AU COMPTANT

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.

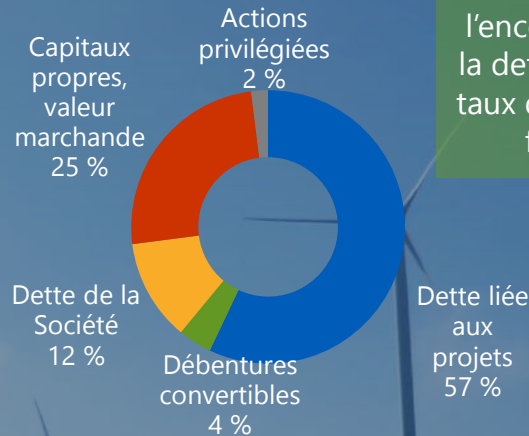


2. NOTRE PROFIL | STRUCTURE FINANCIÈRE

ACTIFS ET DETTES



Structure de capital Au 31 décembre 2018



88 % de l'encours de la dette est à taux d'intérêt fixe

Facilités à terme de crédit rotatifs garanties par **15 actifs non grevés de dette**

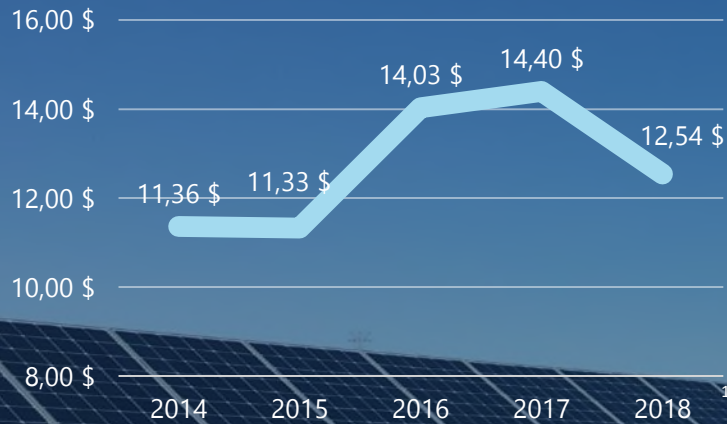
UNE STRUCTURE FINANCIÈRE ÉQUILIBRÉE

Cote de crédit de la catégorie investissement **BBB-** (S&P)



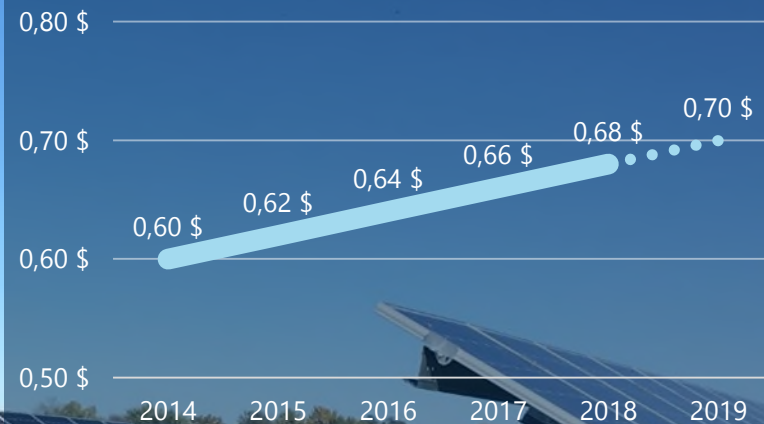
2. NOTRE PROFIL | RENDEMENT POUR L'ACTIONNAIRE

PRIX DE L'ACTION

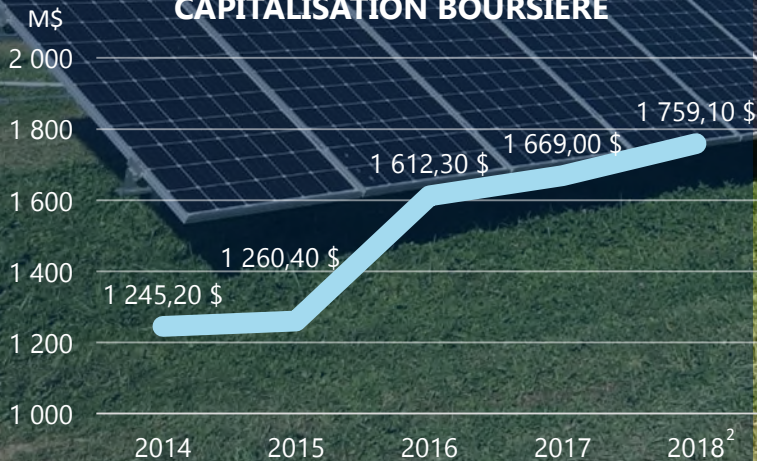


Dividende /
Rendement
0,70 \$
4,92 %

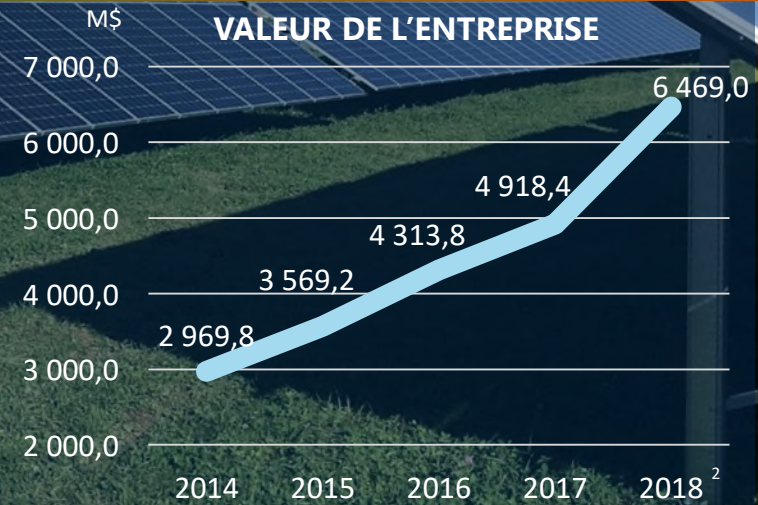
DIVIDENDE



CAPITALISATION BOURSÈRE



VALEUR DE L'ENTREPRISE



3. Faits saillants financiers T4 2018





3. FAITS SAILLANTS FINANCIERS T4 2018 | RÉSULTATS FINANCIERS

En millions de dollars canadiens	Période de 3 mois close le 31 décembre			Exercice clos le 31 décembre		
	2018	2017	Variation	2018	2017	Variation
	Montants retraités ¹			Montants retraités ¹		
Production (GWh)	1 748	1 106	+ 58 %	6 283	4 394	+ 43 %
Produits	166,2	108,0	+ 54 %	576,6	400,3	+ 44 %
BAIIA ajusté ²	113,2	80,1	+ 41 %	385,1	298,7	+ 29 %
Marge du BAIIA ajusté ²	68,1 %	74,1 %		66,8 %	74,6 %	
BAIIA ajusté proportionnel ²	133,0	83,2	+ 60 %	459,1	308,3	+ 49 %
Bénéfice net	14,0	3,5	+ 297 %	25,7	19,1	+ 34 %
Bénéfice net ajusté ²	13,0	3,9	+ 239 %	27,0	15,7	+ 72 %

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables » du rapport de gestion du quatrième trimestre et de l'exercice 2018.

2. 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.



3. FAITS SAILLANTS FINANCIERS T4 2018 | POSITION FINANCIÈRE

	Au	31 DÉC 2018	31 DÉC 2017 MONTANTS RETRAITÉS ¹
En millions de dollars canadiens			
Total de l'actif		6 481,3	4 190,5
Total du passif		5 521,7	3 737,2
Participations ne donnant pas le contrôle		329,8	14,9
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		629,8	438,4

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables » du rapport de gestion du quatrième trimestre et de l'exercice 2018

4. Statut du plan stratégique 2015-2020


- Progrès
- Capacité installée





4. STATUT DU PLAN STRATÉGIQUE 2015-2020 | PROGRÈS

✓ Produire exclusivement de l'énergie renouvelable



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

✓ Consolider sa position de leader au Canada



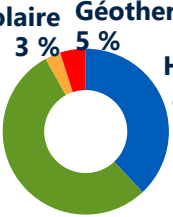
- Acquisition de la participation de TransCanada dans les parcs éoliens Cartier
- Acquisition de la participation de Ledcor dans 3 centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique
- Acquisition de 4 centrales au Canada (faisant partie de l'acquisition d'Alterra)

✓ 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)
- Multiples acquisitions en France

✓ Maintenir la diversification des sources d'énergie



Source d'énergie	Pourcentage
Éolien	54 %
Hydro	38 %
Géothermie	5 %
Solaire	3 %

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

*Basé sur la puissance installée nette en date du 13 novembre 2018.

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 COMMERCIALE PRÉVUE
En construction					
Brúarvirkjun	Hydro	10 MW	Islande	Compléter les fondations de la centrale et la prise d'eau	2020
Phoebe	Solaire	250 MW _{CA}	Texas, É.-U.	Travaux de génie civil en cours et installation des pieux et systèmes de suivi	2019
Foard City ¹	Éolien	350 MW	Texas, É.-U.	Finalisation de permis, début de la construction	2019
En développement					
Frontera	Hydro	109 MW	Chili	Obtention de financement	2022
El Canelo	Hydro	16 MW	Chili	Obtention de permis	2021
Hillcrest	Solaire	200 MW _{CA}	Ohio, É.-U.	Obtention d'un contrat de vente	2020
Paeahu	Solaire + Batterie	15 MW _{CA}	Hawaï, É.-U.	Obtention de permis (CAÉ signé en décembre)	2022
Hale Kuawehi	Solaire + Batterie	30 MW _{CA}	Hawaï, É.-U.	Obtention de permis (CAÉ signé en décembre)	2022
Portefeuille de projets	Éolien	≈150 MW	France	Obtention de permis	2021-2022

21 ¹ 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.

6. Acquisitions récentes





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



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	BAIIA 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



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





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'impôt¹
 - 5 % des distributions en espèces
- **Le commanditaire du projet (Innergex)** reçoit
 - 1 % du revenu au compte de résultats + crédits d'impôt¹
 - 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
 - 5 % des distributions en espèces
- **Le commanditaire du projet** reçoit
 - 99 % du revenu au compte de résultats
 - 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

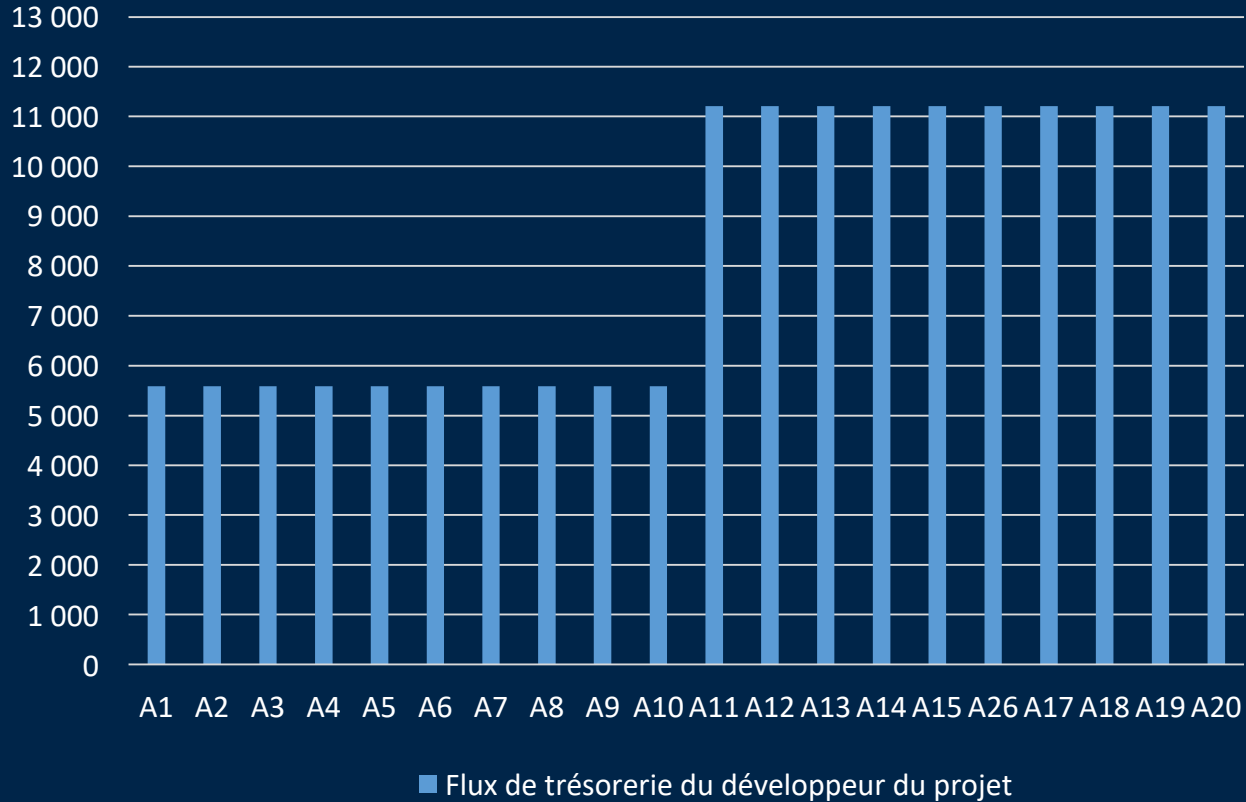
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11 Date du flip
<i>En milliers \$US sauf indications</i>											
Produits	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	13 797 ¹
Coûts annuels d'exploitation et d'entretien	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
BAIIA ajusté (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)
Flux de trésorerie du commanditaire du projet (95 % du BAIIA ajusté)	5 590	5 590	5 590	5 590	5 590	5 590	5 590	5 590	5 590	5 590	11 207
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

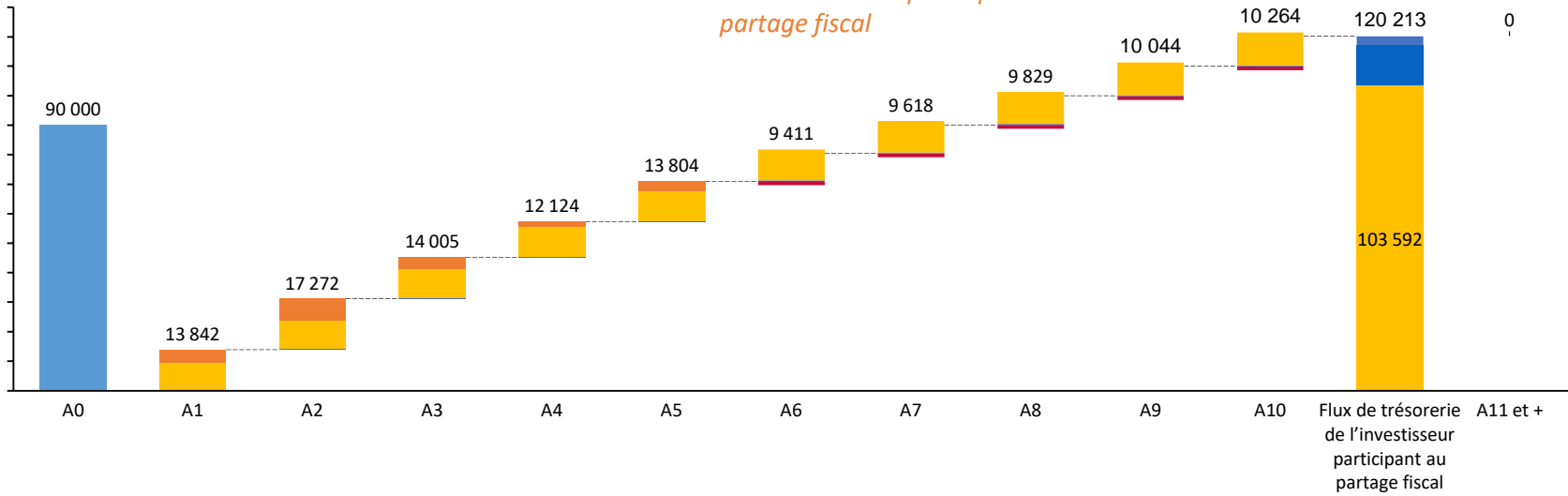




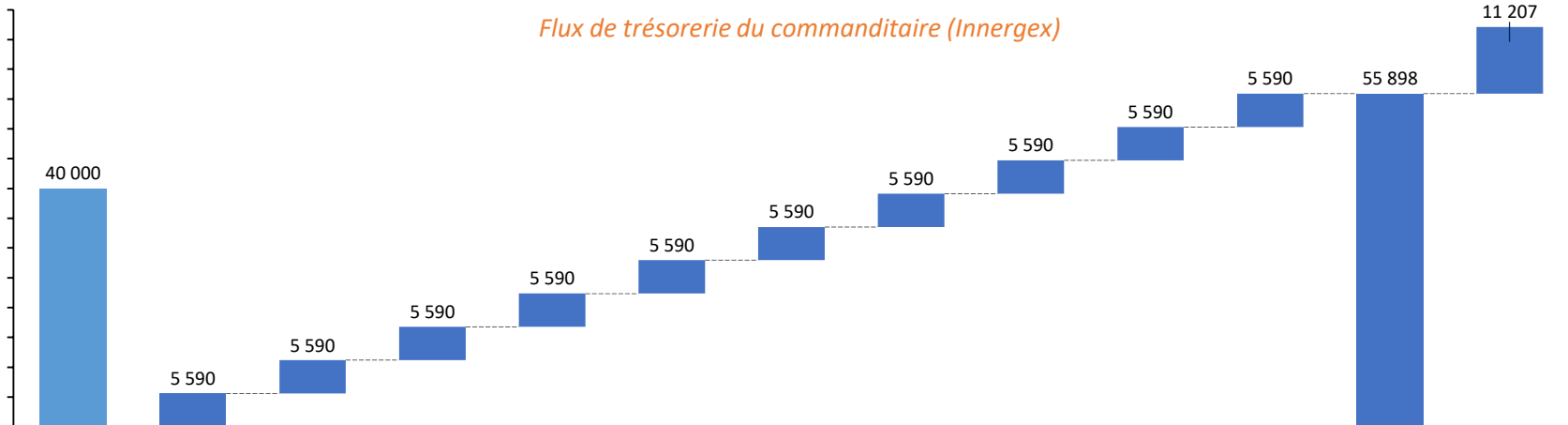
PROFIL DE FLUX DE TRÉSORERIE ÉQUITÉ FISCALE VS COMMANDITAIRE

En M\$

Flux de trésorerie de l'investisseur participant au partage fiscal



Flux de trésorerie du commanditaire (Innergex)



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

Annexe 2 : Mesures non-IFRS





MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel, le bénéfice net (la perte nette) ajusté(e), les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution 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.

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017 Montants retraités ¹	2018	2017 Montants retraités ¹
Bénéfice net	13 953	3 513	25 718	19 136
Recouvrement (charge) d'impôt	1 376	(451)	2 694	7 101
Charges financières	55 444	40 398	199 804	147 492
Amortissements	48 349	34 476	171 797	129 429
BAIIA	119 122	77 936	400 013	303 158
Autres charges, montant net	9 139	2 480	15 273	2 453
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	(16 722)	(1 707)	(34 110)	(4 638)
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers	1 612	1 350	3 905	(2 245)
BAIIA ajusté	113 151	80 059	385 081	298 728
Marge du BAIIA ajusté	68 %	74 %	67 %	75 %

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables » du rapport de gestion du quatrième trimestre et de l'exercice 2018



MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent le résultat net auquel est ajouté (duquel est déduit) 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. 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 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 présent rapport de gestion.

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. 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.

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.

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.

Annexe 3 : Énoncés prospectifs





ÉNONCÉS PROSPECTIFS

INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent communiqué 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 », « anticiper », « 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 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 réalisées et futures et de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

L'information prospective est fondée sur certaines hypothèses principales formulées par Innergex, à propos notamment, sans s'y limiter, du rendement des projets, de la conjoncture économique et financière, des conditions du marché des capitaux, 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 de certains actifs. Bien qu'Innergex soit d'avis que les attentes et les hypothèses sur lesquelles l'information prospective est fondée sont raisonnables dans les circonstances, les lecteurs sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe aucune garantie qu'elle s'avère correcte. L'information prospective qui figure dans le présent document est donnée à la date des présentes et Innergex ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser l'information prospective pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieures à la date du présent document ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.

Comme les énoncés prospectifs concernent des circonstances ou des événements futurs, ils comportent, de par leur nature, des risques et des incertitudes intrinsèques. L'information prospective suppose des risques et des incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats ou le rendement réels soient sensiblement différents de ceux exprimés, sous-entendus ou présentés par l'information prospective. Ces risques et incertitudes comprennent, sans s'y limiter : les risques liés à la capacité d'Innergex à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires (y compris par l'entremise de la cession éventuelle d'actifs choisis) et à 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, des ressources géothermiques, des régimes éoliens et solaires; l'incertitude au sujet du développement de nouvelles installations; 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; l'incapacité de réaliser les avantages prévus des acquisitions (y compris l'acquisition des parcs éoliens Cartier); la variabilité du rendement des installations et les pénalités connexes; les fluctuations du taux de change; 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.

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

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 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, Guyacán, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville).

Principaux risques et principales incertitudes

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
Risques liés aux ressources géothermiques
Risque d'approvisionnement en matériel, y compris la défaillance ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues
Catastrophes naturelles et cas de force majeure
Risques politiques et réglementaires affectant la production
Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement affectant la production
Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes
Disponibilité et fiabilité des systèmes de transport
Litiges



ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Principales hypothèses

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 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, Guayacan, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville).

BAIIA AJUSTÉ PRÉVU

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 consolidé exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacan, 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.

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, East Toba, Flat Top, Guayacan, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, 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 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.

Principaux risques et principales incertitudes

Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue »
Dépendance envers diverses formes de CAÉ
Fluctuations des produits de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité
Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité
Changements dans la conjoncture économique générale
Capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants

Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus »

Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus »

Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus »
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.



ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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.

CESSION ÉVENTUELLE DE CERTAINS ACTIFS

La capacité de la Société à recenser les acquéreurs potentiels pour certains actifs de la Société et sa capacité à évaluer et à réaliser la valeur de ces actifs dans le cadre d'une cession et au moment de la réalisation de la transaction.

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
Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable
Capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants
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
Relations avec les parties prenantes
Risques d'ordre réglementaire et politique
Catastrophe naturelle
Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires
Défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures
Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants
Risques réglementaires et politiques
Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers
Résultats du processus de demande de règlements d'assurance

Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires
Risques d'ordre réglementaire et politique
Rendement des contreparties
Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures
Fluctuation affectant les prix éventuels de l'électricité
Variations des régimes hydrologiques, des ressources géothermiques et des régimes éoliens et solaires.
Incapacité de réaliser les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures (y compris l'acquisition des parcs éoliens Cartier)
Capacité de lever des capitaux supplémentaires et état du marché des capitaux
Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au refinancement



Énergie renouvelable.
Développement durable.

Merci!

Pour information

Innergex énergie renouvelable inc.
Tél. 450 928-2550
info@innergex.com

