INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

PRÉSENTATION AUX INVESTISSEURS

Novembre 2018

TABLE DES MATIÈRES

1 Aperçu

2 Notre profil

3 Faits saillants financiers T3 2018

4 Statut du plan stratégique 2015-2020

5 Projets en construction et en développement

6 Acquisitions récentes

7 Annexe

INNERGEX

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

1. Aperçu

- Histoire en un coup d'oeil
- 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	461
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	2 091

28 ANS DE CROISSANCE CONTINUE

INNERGEX

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

INNERGEX

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.

1 — Acceptabilité sociale

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

2 — Respect de l'ennvironment

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

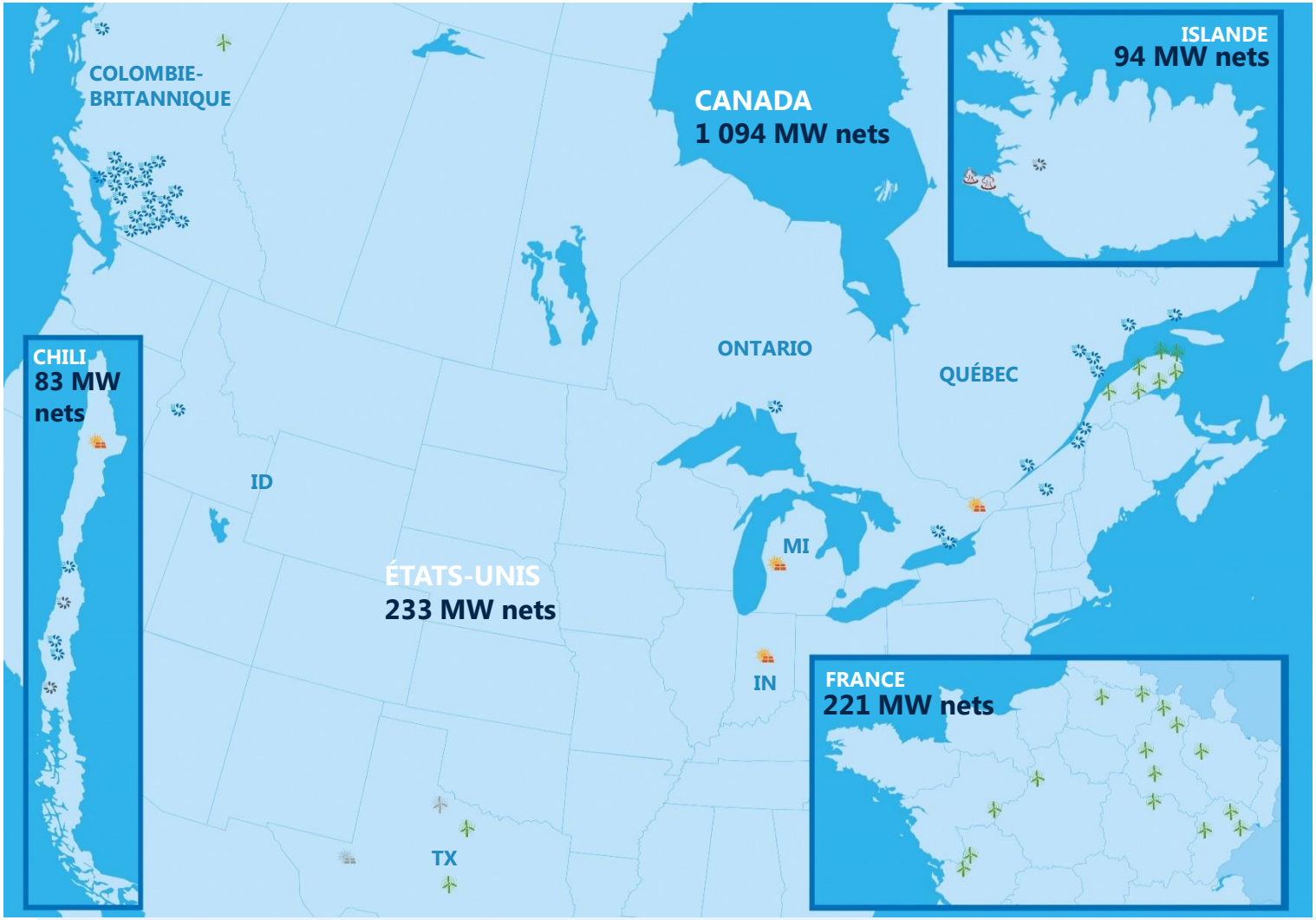
3 — Rentabilité de l'entreprise

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

UN MODÈLE D'AFFAIRE DURABLE

INNERGEX

1. APERÇU | CARTE



37 centrales hydro

25 parcs éoliens

4 parcs solaires

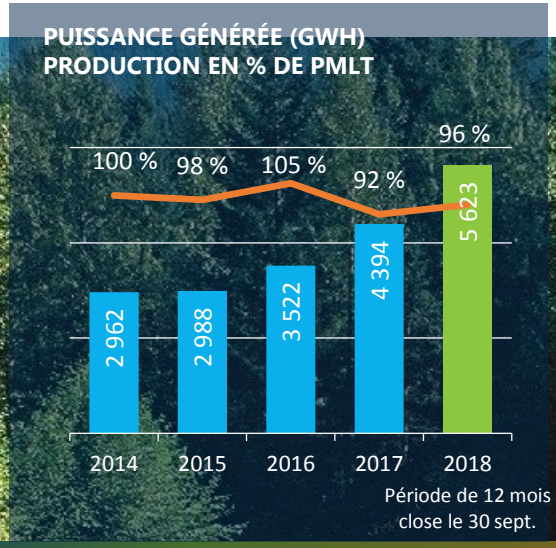
2 centrales géothermiques

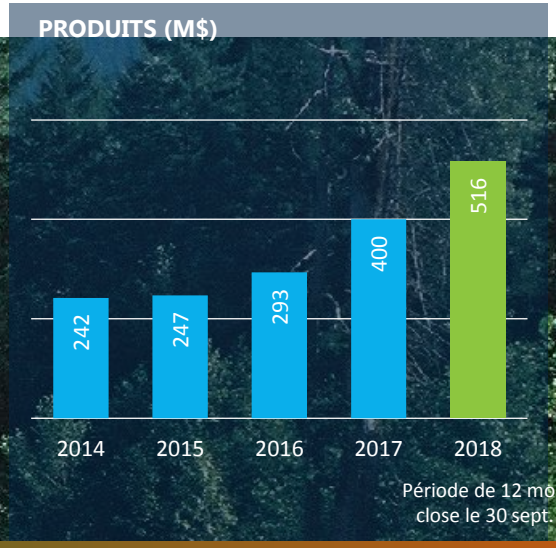
UNE PRÉSENCE MONDIALE AVEC 68 PROJETS EN EXPLOITATION

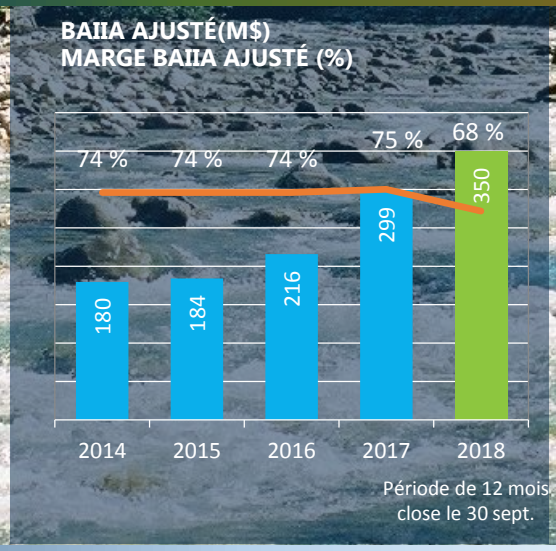
INNERGEX

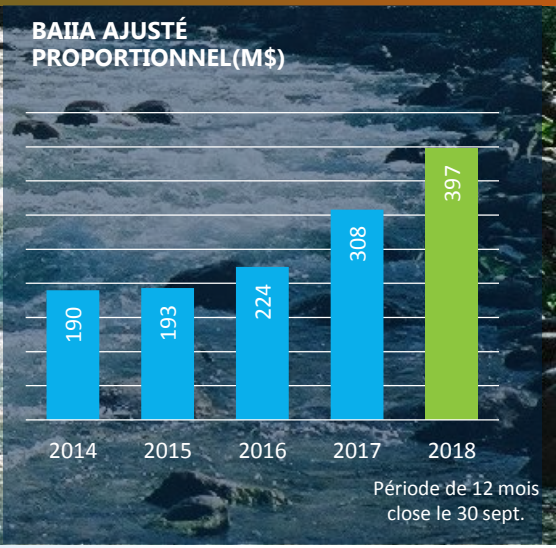
1. APERÇU | HISTORIQUE DE PERFORMANCE FINANCIÈRE

- 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





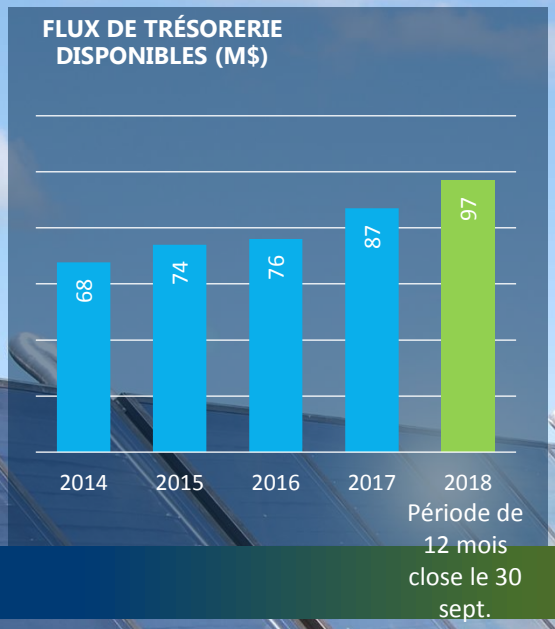


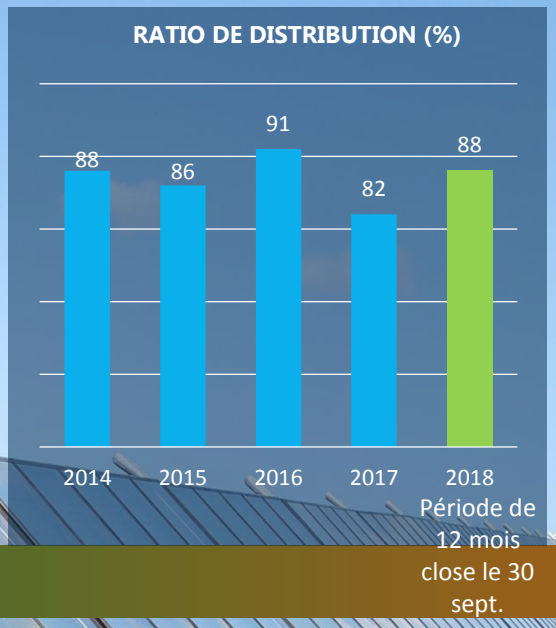


Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et ne peuvent donc pas être comparables à celles présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous référer à la section Mesures non-IFRS.

INNERGEX

1. APERÇU | HISTORIQUE DE LA PERFORMANCE FINANCIÈRE





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

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.

INNERGEX

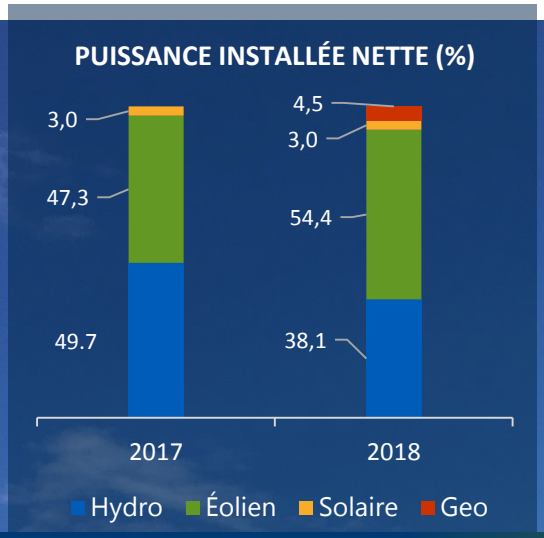
INNERGEX

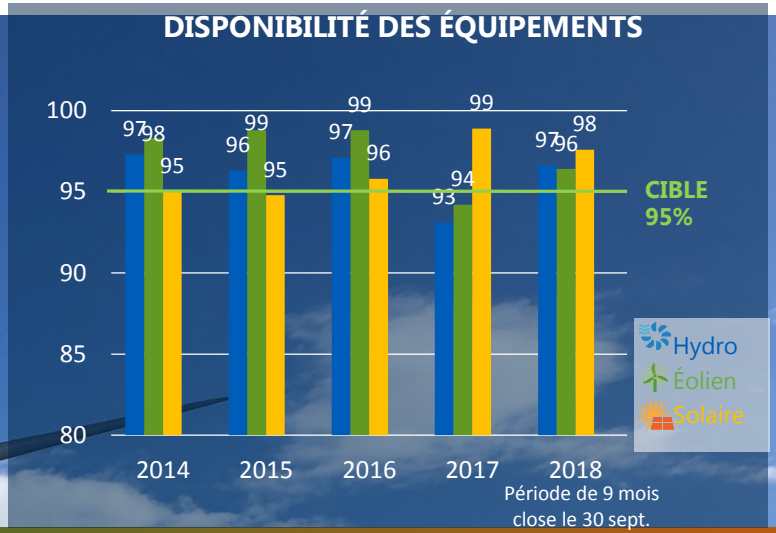
Énergie renouvelable.
Développement durable.

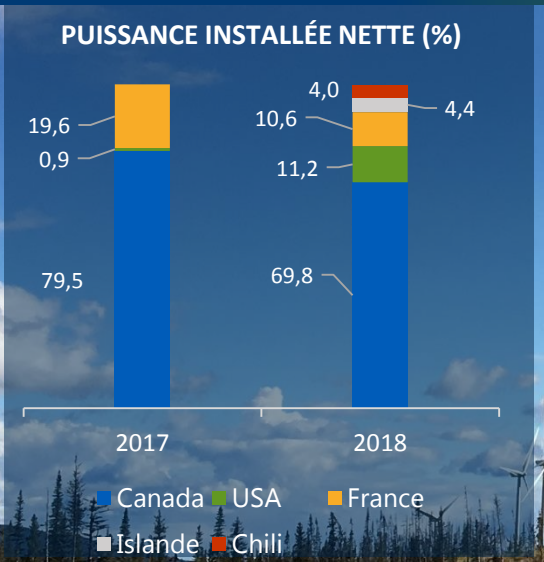
2. Notre profil

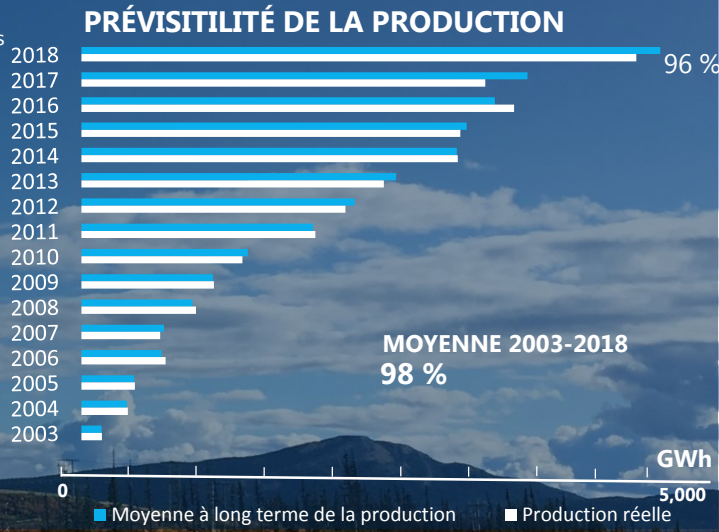
- Production et diversification
- Perspectives financières prévisibles
- Structure de capital
- Rendement de l'actionnaire

2. NOTRE PROFIL | PRODUCTION ET DIVERSIFICATION







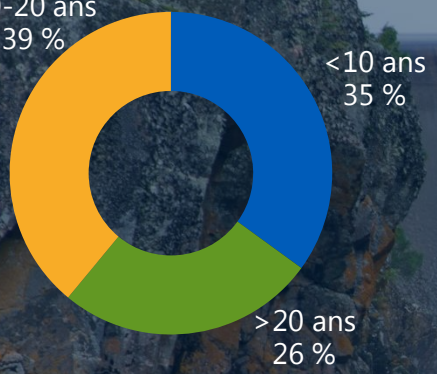


UN OPÉRATEUR EFFICACE

INNERGEX

2. NOTRE PROFIL | PERSPECTIVES FINANCIÈRES PRÉVISIBLES

Échéance des CAÉ[1]



Échéance moyenne pondérée : 15,9 ans

Jeunes actifs ayant un âge moyen pondéré d'environ **9,3 ans**

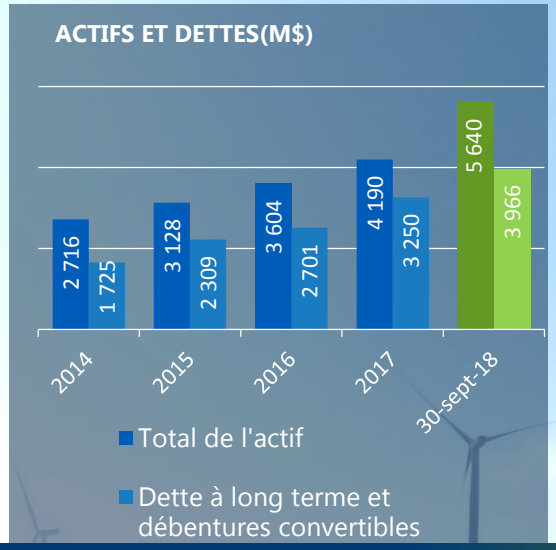
Actifs en construction qui contribueront annuellement aux revenus de **38,8 M$** et au BAIIA ajusté de **29,9 M$** à partir de 2020

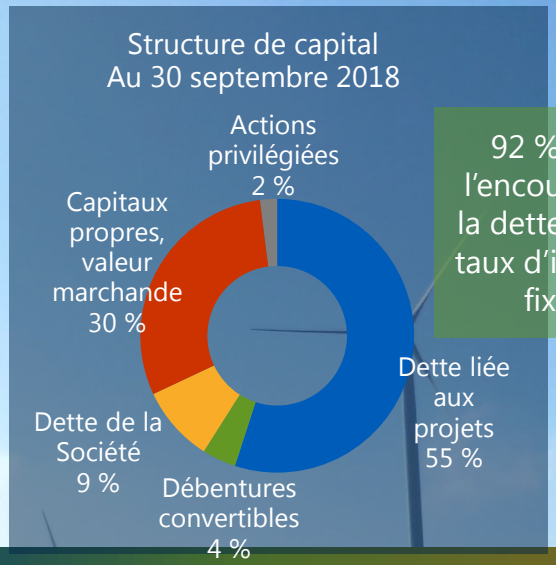
UNE COMBINAISON DE CONTRATS À LONG TERME AVEC UNE FAIBLE EXPOSITION AU MARCHÉ AU COMPTANT

1. Durée moyenne pondérée restante des CAÉ, excluant les projets en construction et en développement, avant prise en compte des options de renouvellement

INNERGEX

2. NOTRE PROFIL | STRUCTURE FINANCIÈRE





92 % 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

Cote de crédit de la catégorie investissement

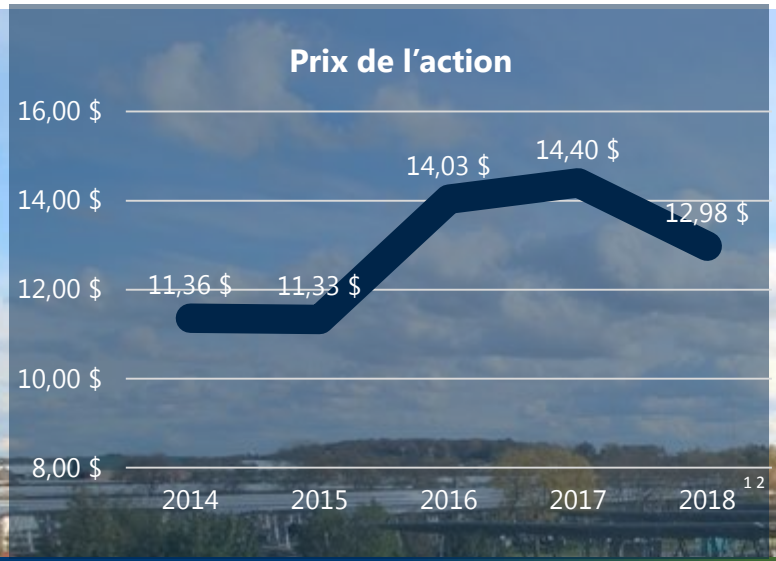
BBB-

(S&P)

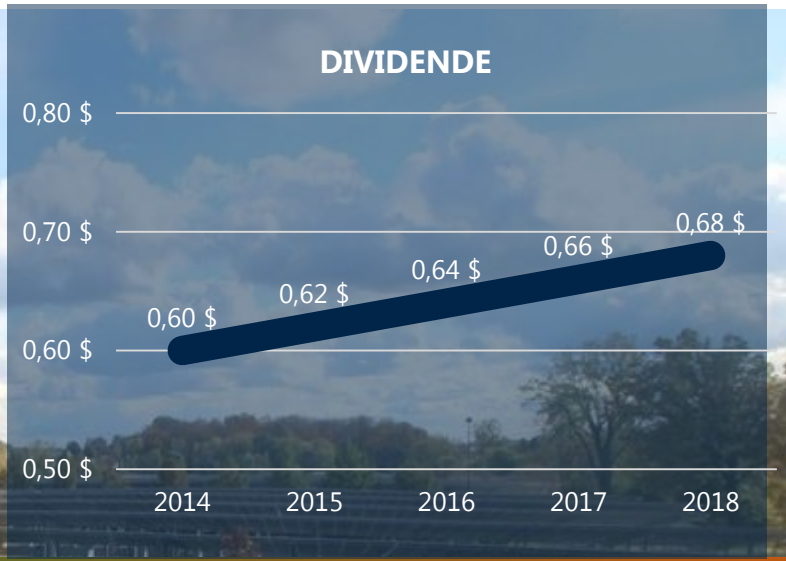
UNE STRUCTURE FINANCIÈRE ÉQUILIBRÉE

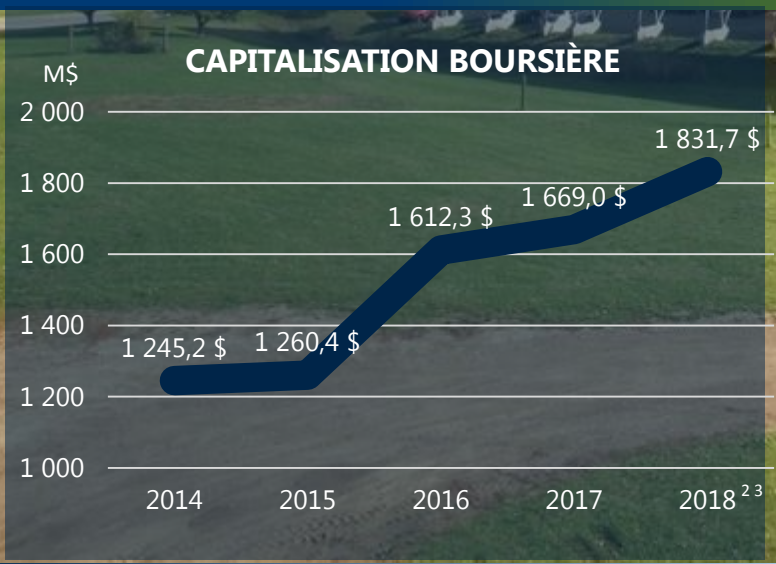
INNERGEX

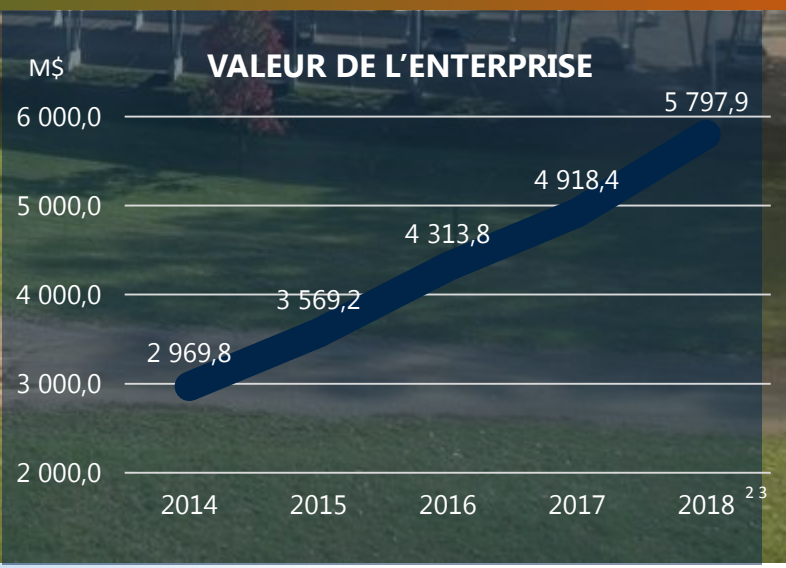
2. NOTRE PROFIL | RENDEMENT POUR L'ACTIONNAIRE



Dividende / Rendement
0,68 $
5,24 %







[1] 24 327 225 actions émises le 2018.
[2] Au 30 septembre 2018.
[3] Incluant les actions privilégiées.

INNERGEX

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

3. Faits saillants financiers T3 2018

3. FAITS SAILLANTS FINANCIERS T3

En millions de dollars canadiens, sauf pour la production (GWh) et sauf indication	Période de 3 mois close le 30 septembre		Période de 9 mois close le 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Production	1 556,9	1 243,1	4 516,6	3 288,2
Production en % de la PMLT	91 %	90 %	96 %	91 %
Produits	140,8	108,2	408,2	292,3
BAIIA ajusté[1]	91,6	81,8	270,1	218,7
Marge du BAIIA ajusté[1]	65,1 %	75,6 %	66,2 %	74,8 %
BAIIA ajusté proportionnel[1]	117,6	83,1	313,7	225,1
Bénéfice net	9,4	4,3	11,6	15,7
Bénéfice net ajusté[1]	19,5	4,8	13,8	11,9

1. Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel et le bénéfice net ajusté ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et ne peuvent donc pas être comparables à celles présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous référer à la section Mesures non-IFRS.

INNERGEX

INNERGEX

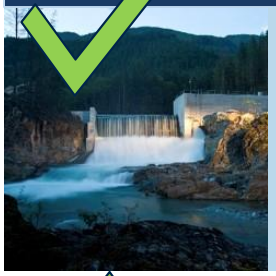
Énergie renouvelable.
Développement durable.

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

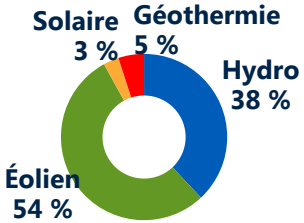
Consolider sa position de leader au Canada

- 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



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

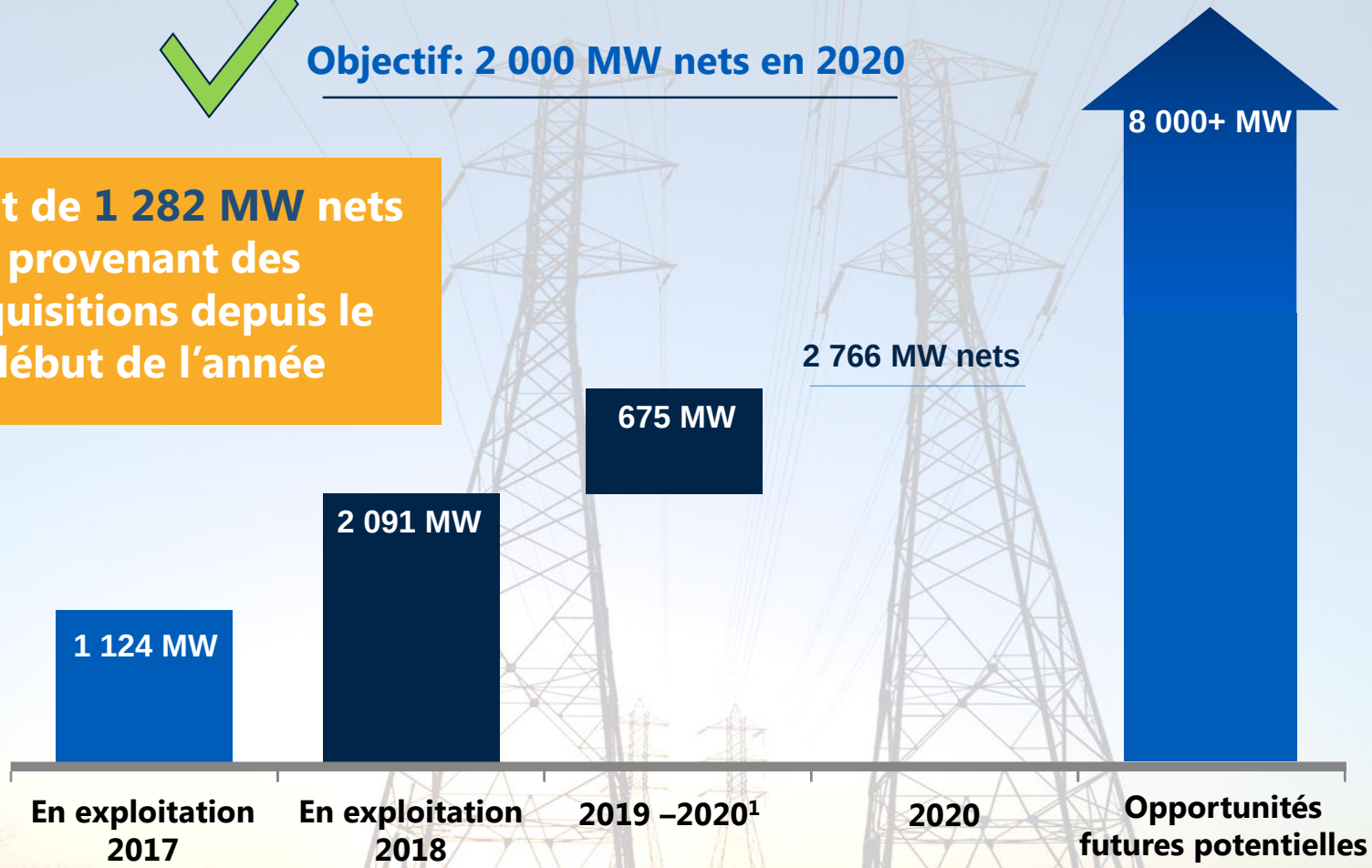
*Basé sur la puissance installée nette en date du 13 novembre 2018.

INNERGEX

4. STATUT DU PLAN STRATÉGIQUE 2015-2020 | CAPACITÉ INSTALLÉE

Objectif: 2 000 MW nets en 2020

Ajout de 1 282 MW nets provenant des acquisitions depuis le début de l'année



UN PLAN STRATÉGIQUE DÉPASSÉ AVEC DEUX ANS D'AVANCE

1. Inclut Brúarvirkjun, Phoebe et Foard City dont la construction devrait être complétée en ou d'ici 2020.
Note: Toutes les données en MW sont en nettes.

INNERGEX

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

5. Projets en construction et en développement

5. PROJETS EN CONSTRUCTION ET EN DÉVELOPPEMENT

NOM	TYPE	CAPACITÉ	LOCATION	STADE	PROCHAINE ÉTAPE
Phoebe	Solaire	315 MW_{CC} /250 MW_{AC}	Texas, USA	En construction	Travaux de génie civil en cours et installation de rails
Brúarvirkjun	Hydro	10 MW	Islande	En construction	Compléter les fondations de la centrale et la prise d'eau
Foard City	Éolien	353 MW	Texas, É-U	Stade avancé	Finalisation de permis, mobilisation de site
Frontera	Hydro	109 MW	Chili	Stade intermédiaire	Obtention de financement
El Canelo	Hydro	16 MW	Chili	Stade intermédiaire	Obtention de permis
Hillcrest	Solaire	260 MW_{CC}	Ohio, É-U	Stade préliminaire	Obtention d'un contrat de vente
Paeahu	Solaire	20 MW_{CC}/15 MW_{CA}	Hawaii, É-U	Stade préliminaire	Signature d'un CAÉ avec MECO
Hale Kuawehi	Solaire	41 MW_{CC}/30 MW_{CA}	Hawaii, É-U	Stade préliminaire	Signature d'un CAÉ avec HECO

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

6. Acquisitions récentes

ACQUISITION DE CARTIER

Acquisition de la participation de TransCanada dans les 5 parcs éoliens Cartier et dans les entités opérantes complétée le 24 octobre 2018

- Transaction totale d'environ 620 M$
  (après ajustement des distributions reçues par TransCanada depuis le 1er juillet 2018)
- Financement
  - Facilité de crédit à terme d'un an de 400 M$ à être remboursée à l'aide du produit d'un financement à long terme sans recours au niveau des projets en fonction de la durée de vie utile des actifs.
  - Facilité de crédit à terme d'un an de 228 M$ à être remboursée au moyen de la cession stratégique d'actifs sélectionnés, laquelle serait optimale pour le rendement à long terme et les perspectives de la Société.

62 % de participation acquise	
Produits prévus	82,9 M$
BAIIA 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

INNERGEX

INVESTISSEMENT DANS ENERGÍA LLAIMA

Investissement dans Energía Llaima 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 Llaima
  - 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
Guayacan	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

INNERGEX

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	11	100 %	En exploitation
Brúarvirkjun	Islande	Hydro	10	54 %	En construction
Kokomo	IN, É-U	Solaire	6	90 %	En exploitation

INNERGEX

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

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

INNERGEX

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 %

INNERGEX

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

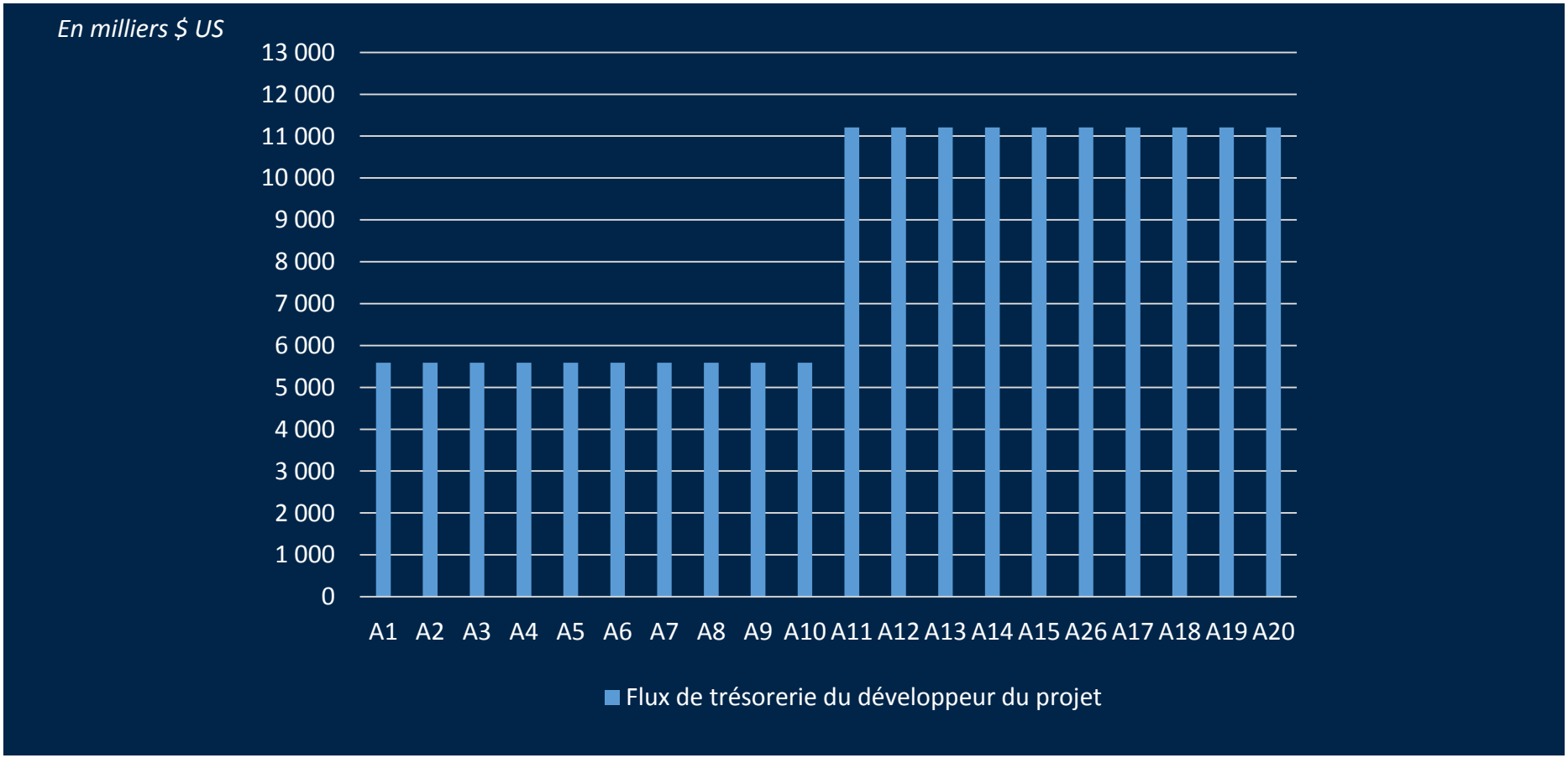
En milliers $US sauf indications	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11 Date du flip
Produits	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	7 884	13 797
Coûts annuels d'exploitation et d'entretien	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
BAIIA ajusté (Flux de trésorerie)	5 884	5 884	5 884	5 884	5 884	5 884	5 884	5 884	5 884	5 884	11 797
Dépréciation fiscale	(26,000)	(41,600)	(24,960)	(14,976)	(22,100)	-	-	-	-	-	-
Impôt sur le revenu (perte)	(20,116)	(35,716)	(19,076)	(9,092)	(16,216)	5 884	5 884	5 884	5 884	5 884	11 797
Entrée (sortie) d'impôt fiscal (21 %)	4 224	7 500	4 006	1 909	3 405	(1 236)	(1 236)	(1 236)	(1 236)	(1 236)	(2 477)
Prix CIP ($)	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.

INNERGEX

ÉQUITÉ FISCALE
IMPACT SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

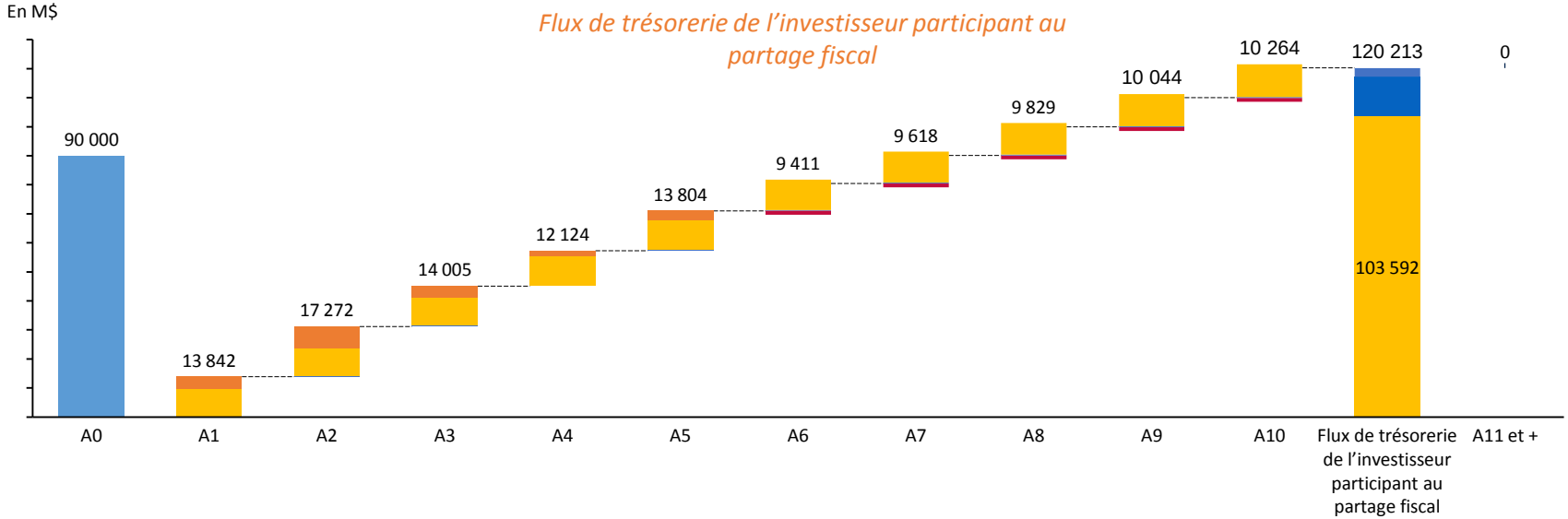
Flux de trésorerie annuels du **commanditaire du projet** sous financement par équité fiscale

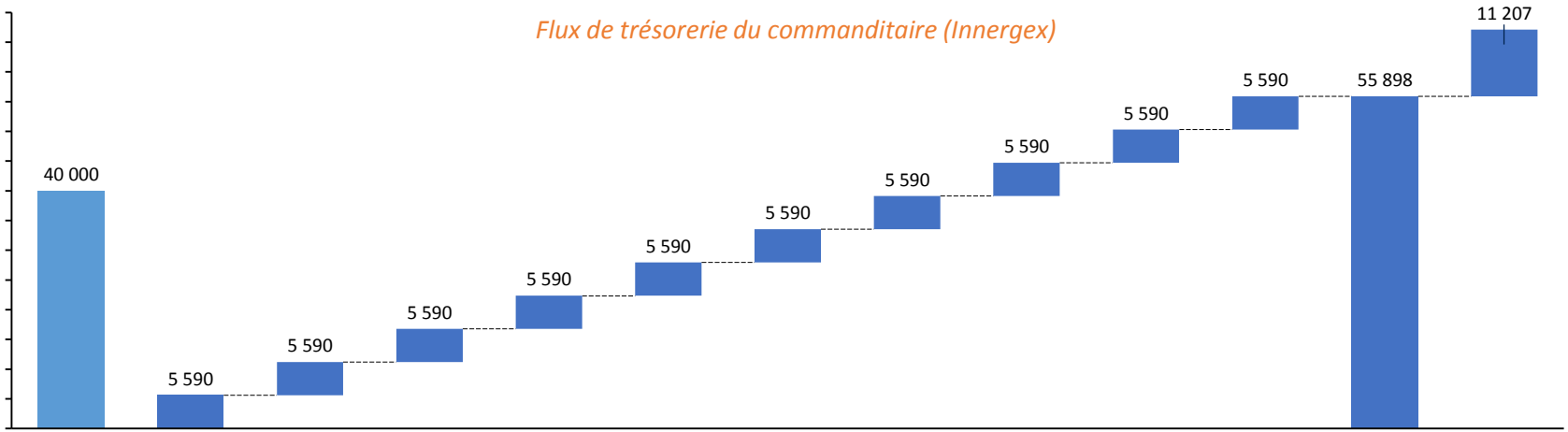
Hypothèses : Parc éolien de 100 MW certifié CIP – Financement par équité fiscale de 90 millions $US



INNERGEX

PROFIL DE FLUX DE TRÉSORERIE
ÉQUITÉ FISCALE VS COMMANDITAIRE





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

INNERGEX

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

Annexe 2 : Mesures non-IFRS

MESURES NON-IFRS

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

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

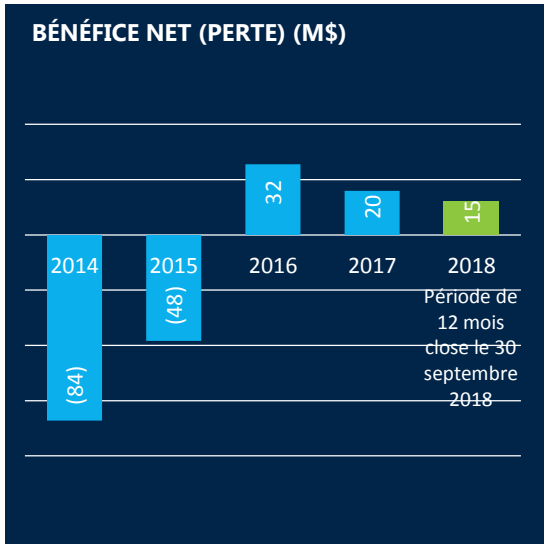
Les références à la « marge du BAIIA ajusté » dans le présent document visent le BAIIA ajusté divisé par les produits. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société.

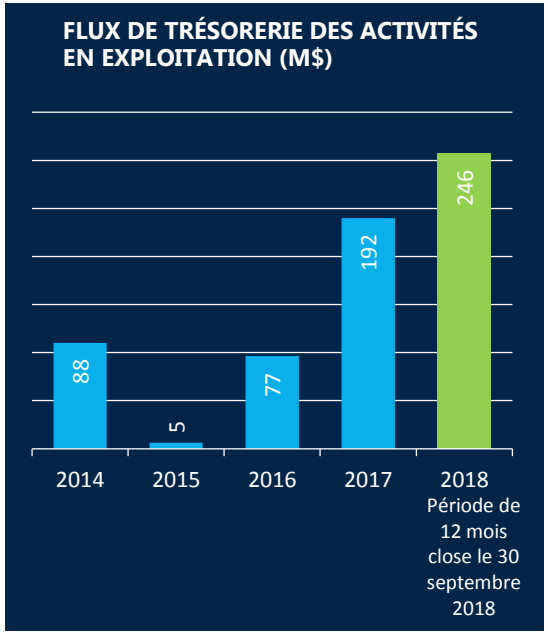
Les références au « BAIIA ajusté proportionnel » dans le présent document visent le BAIIA ajusté, plus la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation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

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

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.





INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

Annexe 3 : Énoncés prospectifs

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent document contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »), notamment des énoncés relatifs à la production d'énergie de la Société, à ses projets potentiels, aux développements, à la construction et au financement fructueux (y compris le financement par des investisseurs participant au partage fiscal) des projets en cours de construction et des projets potentiels à un stade avancé, les sources de financement et les conséquences du financement des acquisitions, incluant les parcs éoliens Cartier (y compris la réalisation et le calendrier de la cession éventuelle d'actifs choisis), l'exécution du financement sans recours au niveau du projet (y compris son calendrier et son montant), ainsi que des avantages stratégiques, opérationnels et financiers et de l'accroissement qui devraient résulter de ces acquisitions, afin que la Société puisse mener à bien sa stratégie de remboursement du financement à court terme comme décrit ici, aux estimations des ressources d'énergie géothermique récupérables, à sa stratégie commerciale, à ses perspectives de développement et de croissance futurs, à son intégration d'entreprises, à sa gouvernance, à ses perspectives commerciales, à ses objectifs, à ses plans et à ses priorités stratégiques, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croit », « prévoit », « a l'intention de », « devrait », « planifie », « potentiel », « projeter », « anticipe », « estime », « prévisions » ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Cette information prospective exprime les prévisions et attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent document.

L'information prospective dans ce document est basée sur certaines hypothèses principales formulées par la Société. Le tableau ci-dessous présente les informations prospectives contenues dans ce document, les principales hypothèses dont découlent ces informations et les principaux risques et les principales incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ces informations.

L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels de la société diffèrent considérablement des résultats et du rendement exprimés, présentés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués sous la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; sa capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les variations des régimes hydrologiques, éoliens, des ressources géothermiques et solaires; les retards et dépassements de coûts dans la conception et construction de projets; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants.

Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses raisonnables dans les circonstances, les lecteurs sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe aucune garantie qu'elle s'avère correcte. L'information prospective est présentée à la date du présent rapport de gestion et la Société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser l'information prospective pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieurs à la date du présent document ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
PRODUCTION PRÉVUE Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (PMLT). Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires, et pour 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 (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacán, Jimmie Creek, Kokomo, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Spartan, Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).	Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes, solaires et géothermiques et de la production d'électricité connexe Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires et des ressources géothermiques Épuisement naturel des ressources géothermiques Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues Catastrophe naturelle

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
COÛTS DE PROJETS ESTIMÉS, OBTENTION DES PERMIS, DÉBUT DES TRAVAUX DE CONSTRUCTION, TRAVAUX À RÉALISER ET DÉBUT DE LA MISE EN SERVICE DES PROJETS EN DÉVELOPPEMENT OU DES PROJETS POTENTIELS La Société fait une estimation des coûts pour chaque projet en développement, fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) dont les services ont été retenus pour le projet. La Société fournit des indications sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses Projets en développement et des indications sur ses Projets potentiels, compte tenu de sa grande expérience en tant que promoteur.	Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets Obtention des permis Approvisionnement en matériel Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement Relations avec les parties prenantes Risques réglementaires et politiques Taux d'inflation plus élevé que prévu Catastrophe naturelle Résultat du processus de demande de règlement d'assurance
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. Ces contrats définissent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison, sauf dans le cas de la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Les produits des installations de HS Orka fluctuent également en fonction du prix de l'aluminium, puisque certains des CAÉ sont liés à ce prix. Dans la plupart des cas, les contrats d'achat d'électricité prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation. Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacán, Jimmie Creek, Kokomo, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Spartan, Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).	Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité Taux d'inflation moins élevé que prévu Variations du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ
BAIIA AJUSTÉ PRÉVU For Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en soustrayant des produits estimés les charges d'exploitation annuelles prévues, qui sont constituées principalement des salaires des opérateurs, des primes d'assurance, des charges liées à l'exploitation et à l'entretien, des impôts fonciers, des redevances et des coûts de l'électricité (s'il y a lieu); à l'exception des charges d'entretien et des coûts de l'électricité, ces charges sont prévisibles et relativement fixes et varient essentiellement en fonction de l'inflation. Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté annuel en additionnant le résultat opérationnel prévu de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacán, Jimmie Creek, Kokomo, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Spartan, Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence). Elle soustrait de ces résultats les frais généraux et d'administration prévus qui sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau ainsi que les charges prévues liées aux projets potentiels, lesquelles sont établies à partir du nombre de projets potentiels que la Société décide de développer et des ressources dont elle a besoin à cette fin.	Baisse des produits en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent Charges d'entretien imprévues
FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES PRÉVUS ET INTENTION DE PAYER UN DIVIDENDE TRIMESTRIEL La Société estime les Flux de trésorerie disponibles prévus comme étant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation prévus, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien prévues déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P. pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur contrat d'achat d'électricité, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement. La Société évalue le dividende annuel qu'il entend distribuer en fonction des résultats d'exploitation de la Société, des flux de trésorerie, des conditions financières, des clauses restrictives de la dette, des perspectives de croissance à long terme, de la solvabilité, des tests imposés en vertu du droit des sociétés pour la déclaration de dividendes et autres facteurs pertinents.	Un BAIIA ajusté inférieur aux attentes en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus, ainsi que de charges liées aux projets potentiels plus élevées que prévu Des coûts de projets supérieurs aux attentes en raison principalement de l'exécution par les contreparties et de retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets Risques réglementaires et politiques Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures Charges d'entretien imprévues Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
CLÔTURE PRÉVUE DU FINANCEMENT SANS RECOURS DE PROJETS La capacité de la Société à obtenir du financement sans recours de projets, dans les délais et au montant prévus, en appui à l'acquisition des parcs éoliens Cartier. La valeur des actifs acquis est suffisante pour permettre un tel financement.	Disponibilité du capital Risques d'ordre réglementaire et politique Conditions du marché et autres risques inhérents au financement de projets Évaluation de la valeur des actifs acquis et leur rendement Rendement des contreparties
CESSION ÉVENTUELLE DE CERTAINS ACTIFS La capacité de la Société à recenser les occasions d'achat, à évaluer et à réaliser la valeur de ces actifs dans le cadre d'une cession, et sa planification. Le fait que la Société cède certains actifs sert sa stratégie à long terme et rehausse sa valeur.	Évaluation précise de la valeur des actifs cédés et de ce qu'Innergex recevra en retour Le fait que la stratégie à long terme de la Société rehausse sa valeur. Réalisation d'une cession d'actifs dans un délai qui permette à la Société d'utiliser cette cession en appui à l'acquisition des parcs éoliens Cartier. Conditions du marché et autres risques inhérents à la clôture de telles transactions Risques d'ordre réglementaire et politique Rendement des contreparties

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

Merci!

Pour information

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