

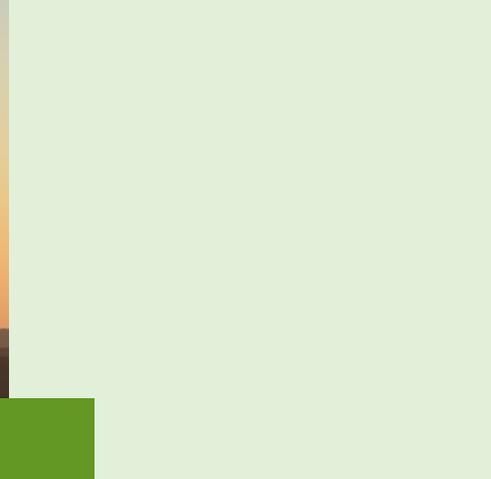


Énergie renouvelable.  
Développement durable.

**DEUXIÈME TRIMESTRE 2019**

Conférence téléphonique et  
webdiffusion

14 août 2019





# 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 »), 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, aux sources et conséquences du financement d'acquisitions de projets, à la réalisation du financement d'un projet au moyen d'un emprunt sans recours (notamment l'échéancier et la somme qui s'y rapportent), aux avantages stratégiques, opérationnels et financiers et à la croissance devant découler de ces acquisitions, à sa stratégie commerciale, à ses perspectives de développement et de croissance futures, 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. L'information prospective 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 rapport de gestion.

**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, et l'estimation des coûts. 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, 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 et de l'obtention des approbations réglementaires.

**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; les fluctuations 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 et solaires 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.

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 rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.



# INFORMATION PROSPECTIVE

Le tableau ci-dessous présente certaines informations prospectives contenues dans le présent document que la Société juge importantes pour mieux renseigner les lecteurs au sujet de ses résultats financiers potentiels, ainsi que 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, et pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. 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.</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, éoliens ainsi que de l'ensoleillement</p> <p>Risque d'approvisionnement en matériel, y compris la défaillance ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p> <p>Catastrophes naturelles et cas de force majeure</p> <p>Risques politiques et réglementaires affectant la production</p> <p>Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement affectant la production</p> <p>Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes</p> <p>Disponibilité et fiabilité des systèmes de transport</p> <p>Litiges</p>
<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. 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.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue »</p> <p>Dépendance envers diverses formes de CAÉ</p> <p>Fluctuations des produits de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité</p> <p>Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité</p> <p>Changements dans la conjoncture économique générale</p> <p>Capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants</p>
<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.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus »</p> <p>Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent</p> <p>Charges d'entretien imprévues</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.

### INTENTION DE RÉPONDRE À DES APPELS D'OFFRES

La Société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des offres aux termes d'appels d'offres, compte tenu de l'état de préparation de certains de ses Projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces appels d'offres.

### ADMISSIBILITÉ AUX CIP ET AUX CRÉDITS D'IMPÔT À L'INVESTISSEMENT (« CII ») ET POINT DE BASCULEMENT ATTENDU DE LA PARTICIPATION AU PARTAGE FISCAL

Pour certains projets en développement aux États-Unis, la Société a effectué des activités sur place et hors site dans le but de les rendre admissibles pour la pleine valeur des CIP ou des CII et ainsi d'obtenir des participations au partage fiscal. Pour évaluer l'admissibilité potentielle d'un projet, la Société tient compte des travaux de construction réalisés et du moment où ils ont été réalisés. Le point de basculement attendu pour les participations au partage fiscal est déterminé en fonction des PMLT et des produits de chaque projet et est assujéti en outre aux risques connexes mentionnés ci-dessus.

## 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  
Inflation plus élevée que prévue  
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  
Catastrophe naturelle  
Relations avec les parties prenantes  
Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers  
Résultats du processus de demande de règlements d'assurance

Risques réglementaires et politiques  
Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires  
Capacité de conclure de nouveaux CAÉ  
Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants  
Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable  
Relations avec les parties prenantes

Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement par capitaux propres  
Risques réglementaires et politiques  
Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets  
Obtention des permis



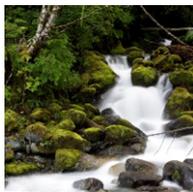
# ORDRE DU JOUR

1. Faits saillants financiers T2 2019
2. Événements financiers importants du T2 2019
3. Faits saillants des activités d'exploitation du T2 2019

4. Priorités du T3 2019
5. Période de questions

Annexe : Mesures non conformes aux IFRS

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





# JEAN-FRANÇOIS NEULT, CPA, CMA, MBA

CHEF DE LA DIRECTION FINANCIÈRE





# 1. T2 2019 | SOMMAIRE DES RÉSULTATS

En millions de dollars canadiens  
Pour les activités poursuivies

CONSOLIDÉS	Période de trois mois close le 30 juin			Période de six mois close le 30 juin		
	2019	2018 Montants retraités <sup>1,2</sup>	Variation	2019	2018 Montants retraités <sup>1,2</sup>	Variation
Production (GWh)	1 742,0	1 509,6	15 %	3 050,5	2 453,1	24 %
Produits	144,7	124,9	16 %	271,1	226,7	20 %
BAIIA ajusté <sup>3</sup>	105,2	91,7	15 %	198,5	165,2	20 %
Marge du BAIIA ajusté <sup>3</sup>	72,7 %	73,4 %		73,2 %	72,9 %	

## PROPORTIONNELS

Production proportionnelle (GWh) <sup>3</sup>	2 137,0	1 903,8	12 %	3 726,8	2 950,9	26 %
Produits proportionnels <sup>3</sup>	169,8	143,9	18 %	311,0	251,5	24 %
BAIIA ajusté proportionnel <sup>3</sup>	120,8	105,0	15 %	220,5	181,8	21 %

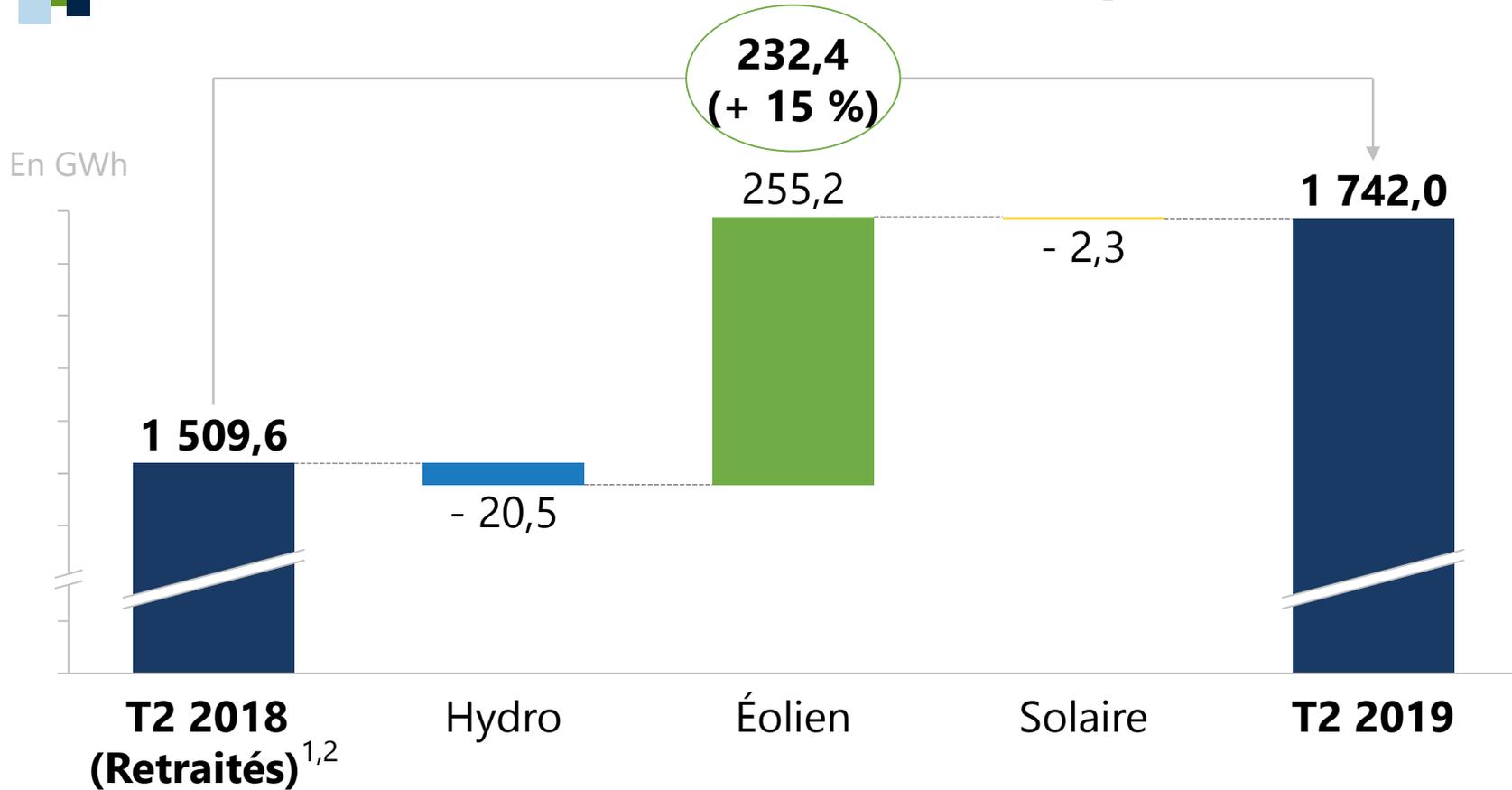
1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables » du rapport de gestion.

2. Pour plus d'informations se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du rapport de gestion.

3. 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.



# 1. T2 2019 | PRODUCTION



## HYDRO

— Production inférieure en C.-B.

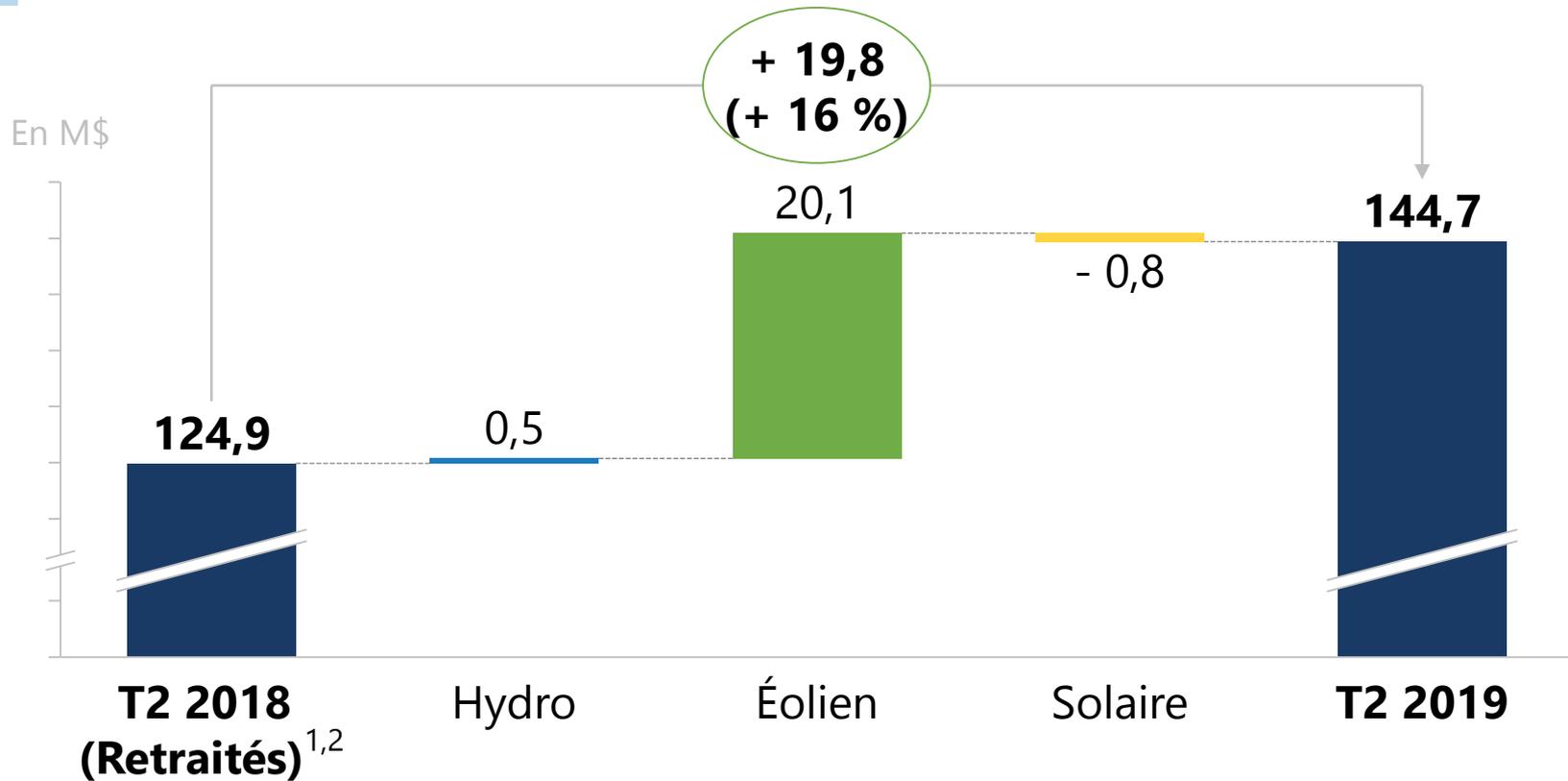
## ÉOLIEN

+ Acquisition de la participation restante dans Cartier  
— Production inférieure en France

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables » du rapport de gestion.
2. Pour plus d'informations se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du rapport de gestion.



# 1. T2 2019 | PRODUITS



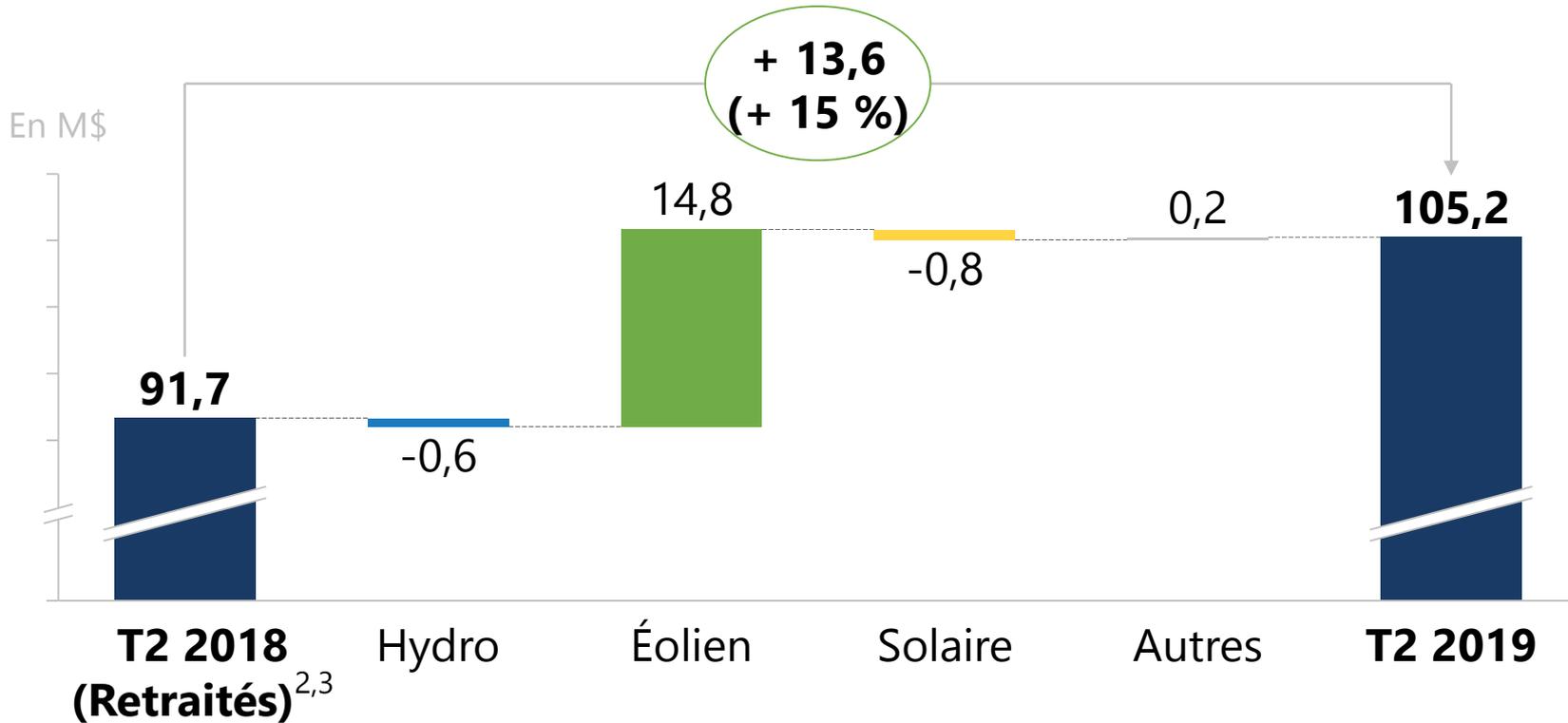
## ÉOLIEN

- + Acquisition de la participation restante dans Cartier
- + Augmentation des produits des parcs français

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables » du rapport de gestion.  
2. Pour plus d'informations se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du rapport de gestion.



# 1. T2 2019 | BAIIA AJUSTÉ<sup>1</sup>



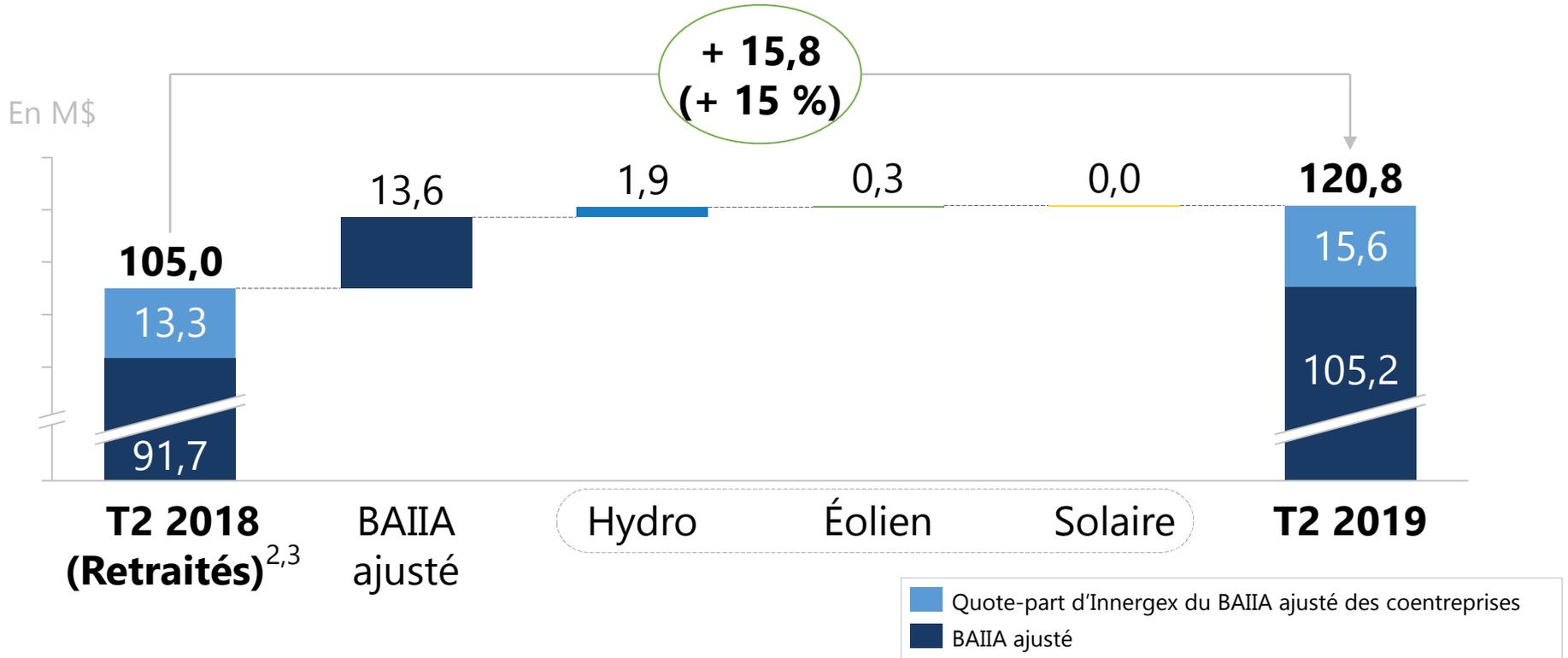
## ÉOLIEN

- ✦ Acquisition de la participation restante dans Cartier
- ✦ Amélioration de la performance au parc MU
- ✦ Légère amélioration des parcs éoliens français

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à celle présentée par d'autres émetteurs. Il y a lieu de se reporter à la section « Mesures non-IFRS » de cette présentation pour plus d'information.
2. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables » du rapport de gestion.
3. Pour plus d'informations se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du rapport de gestion.



# 1. T2 2019 | BAIIA AJUSTÉ PROPORTIONNEL<sup>1</sup>



**HYDRO** + Energía Llaima

**ÉOLIEN** + Shannon et Flat Top  
- Baisse de la production à Dokie et Viger-Denonville

1. Le BAIIA ajusté proportionnel n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à celle présentée par d'autres émetteurs. Il y a lieu de se reporter à la section « Mesures non-IFRS » de cette présentation pour plus d'information.
2. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables » du rapport de gestion.
3. Pour plus d'informations se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du rapport de gestion.



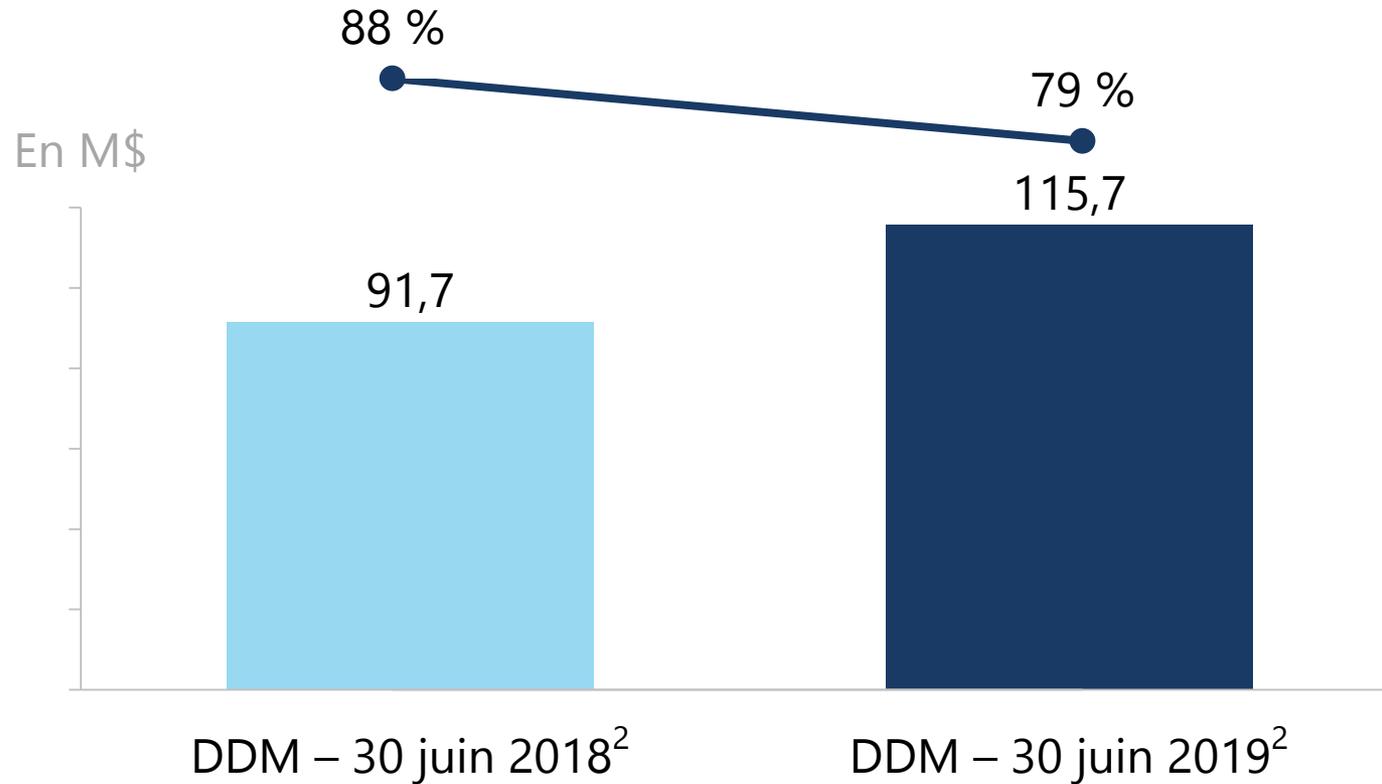
# 1. T2 2019 | FAITS SAILLANTS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

<b>Au</b>	<b>30 JUIN 2019</b>	<b>31 DÉCEMBRE 2018<sup>1</sup></b>
En millions de dollars canadiens		
Total de l'actif	6 325,4	6 481,3
Total du passif	5 635,2	5 521,7
Participations ne donnant pas le contrôle	85,9	329,8
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	604,2	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 » du rapport de gestion pour plus d'information.



# 1. T2 2019 | FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION<sup>1</sup> (DERNIERS DOUZE MOIS)



1. Le Flux de trésorerie et le ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables à celles présentées par d'autres émetteurs. Il y a lieu de se reporter à la section « Mesures non-IFRS » de cette présentation pour plus d'information.
2. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables » du rapport de gestion.



## 2. ÉVÉNEMENTS FINANCIERS IMPORTANTS DU T2 2019

### CESSION DE HS ORKA 23 MAI 2019

En millions de dollars canadiens

Prix d'achat (297,4 M\$US)	400,9
Ajustement pour fonds de roulement (2,5 M\$US)	3,3
Coûts de transaction	6,5
Produits nets	394,4
Remboursement de la facilité de crédit d'un an	228,0
Excédent de trésorerie	166,4

### FOARD CITY 8 MAI 2019

Clôture du financement de la construction  
Engagement lié à la participation au partage fiscal  
Facilité de prêt à terme sur 7 ans

### PHOEBE 4 JUIN 2019

Clôture du financement initial du partage fiscal



**MICHEL LETELLIER, MBA**  
PRÉSIDENT ET CHEF DE LA DIRECTION





# 3. FAITS SAILLANTS DES ACTIVITÉS D'EXPLOITATION DU T2 2019

## DÉVELOPPEMENT

- Émission de lettres de crédit pour garantir 150 MW de panneaux solaires afin de qualifier environ 750 MW de futurs projets solaires aux États-Unis.
- Signature d'un CAÉ de 40 ans avec Hydro-Québec Distribution pour le projet hydroélectrique Innavik de 7,5 MW au Nunavik, dans le Grand Nord du Québec.
- Progrès réalisé quant au processus de financement pour le projet hydroélectrique Frontera de 109 MW au Chili.

## CONSTRUCTION

- Deux des sept blocs du projet solaire Phoebe ont été mis sous tension au T2 et trois autres depuis le début du T3. Tous les modules requis pour la construction ont été livrés sur le site.
- Accord conclu avec la FAA pour un aménagement de 350,3 MW du projet éolien Foard City (les 139 éoliennes ont reçu les avis nécessaires confirmant qu'elles ne constituent pas un danger potentiel). La construction avance bien, toutes les éoliennes ont été livrées et érigées. La mise en service est prévue en T4 2019.

## CESSION D'ACTIFS

- La vente de Magma Energy Sweden A.B. qui détient HS Orka a été complétée.





# 4. PRIORITÉS DU T3 2019

## CONSTRUCTION

- Compléter la construction du projet Phoebe pour une mise en service au T3 2019
- Compléter la construction du projet Foard City pour une mise en service au T4 2019

## DÉVELOPPEMENT

- Projets solaires aux É.-U.
- Hillcrest : Plusieurs discussions avancées en cours visant à vendre l'électricité produite au moyen d'un CAÉ
- Paeahu : Le calendrier procédural de la Public Utilities Commission pour l'approbation du CAÉ est en suspens
- Innavik : Mobilisation du site prévue pour septembre 2019
- Continuer l'avancement des projets en développement :
  - Projets solaires + stockage par batteries à Hawaii
  - Projets éoliens en France
  - Projets hydroélectriques Frontera et El Canelo au Chili et autres projets d'énergie renouvelable
  - Occasions au Canada

## ACQUISITIONS

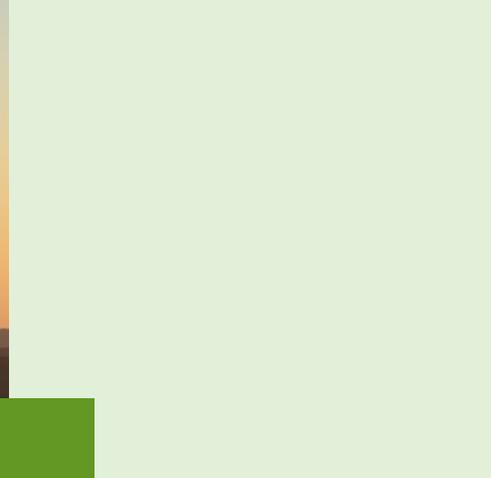
- Continuer à évaluer les occasions potentielles d'acquisitions stratégiques pour pénétrer de nouveaux marchés ou consolider notre position dans les régions où nous sommes déjà actifs





Énergie renouvelable.  
Développement durable.

## 5. Période de questions



# 6. MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent document a été préparé en conformité avec les IFRS. Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent document 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, les flux de trésorerie disponibles ajustés, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté 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 ».

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
	Montants retraités <sup>1,2</sup>		Montants retraités <sup>1,2</sup>	
<b>Produits</b>	144 693	124 914	271 112	226 702
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :				
Toba Montrose (40 %)³	7 438	7 899	7 973	8 126
Shannon (50 %)³,⁵	2 422	1 771	4 545	3 278
Flat Top (51 %)⁴,⁵	3 126	2 570	5 723	2 753
Dokie (25,5 %)³	1 432	1 795	3 753	3 089
Jimmie Creek (50,99 %)³	2 156	2 240	2 298	2 295
Umbata Falls (49 %)	1 582	1 426	2 283	2 250
Viger-Denonville (50 %)	1 167	1 322	3 158	3 005
Duqueco (50 %)⁶	4 827	—	8 129	—
Guayacán (50 %)⁶	408	—	1 011	—
Pampa Elvira (50 %)⁶	540	—	1 032	—
	25 098	19 023	39 905	24 796
<b>Produits proportionnels</b>	169 791	143 937	311 017	251 498

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

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

3. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 juin 2019 et du 6 février 2018 au 30 juin 2018.

4. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 juin 2019 et du 23 mars 2018 au 30 juin 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 %).



# 6. 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 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
		<b>Montants retraités<sup>1,2</sup></b>		<b>Montants retraités<sup>1,2</sup></b>
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies	(10 453)	11 105	(14 873)	1 410
Charge (recouvrement) d'impôt	1 493	100	(2 585)	(1 887)
Charges financières	58 259	48 972	111 230	92 875
Amortissements	46 749	36 459	93 215	72 700
BAIIA	96 048	96 636	186 987	165 098
Autres charges, montant net	552	1 118	1 278	5 006
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	142	1 983	7 032	916
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	8 506	(8 077)	3 194	(5 794)
BAIIA ajusté	105 248	91 660	198 491	165 226
Marge du BAIIA ajusté	72,7 %	73,4 %	73,2 %	72,9 %

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

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

# 6. 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.

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2019	2018	2019	2018
		<b>Montants retraités<sup>1,2</sup></b>		<b>Montants retraités<sup>1,2</sup></b>
BAIIA ajusté	105 248	91 660	198 491	165 226
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :				
Toba Montrose (40 %) <sup>3</sup>	6 004	6 359	5 016	5 878
Shannon (50 %) <sup>3,5</sup>	1 149	569	2 108	1 328
Flat Top (51 %) <sup>4,5</sup>	1 194	925	1 925	903
Dokie (25,5 %) <sup>3</sup>	911	1 275	2 704	2 242
Jimmie Creek (50,99 %) <sup>3</sup>	1 746	1 828	1 370	1 656
Umbata Falls (49 %)	1 436	1 318	1 862	2 022
Viger-Denonville (50 %)	898	1 081	2 551	2 500
Duqueco (50%) <sup>6</sup>	2 082	—	3 661	—
Guayacán (50 %) <sup>6</sup>	149	—	553	—
Pampa Elvira (50 %) <sup>6</sup>	24	—	275	—
	15 593	13 355	22 025	16 529
<b>BAIIA ajusté proportionnel</b>	<b>120 841</b>	<b>105 015</b>	<b>220 516</b>	<b>181 755</b>

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

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

3. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 juin 2019 et du 6 février 2018 au 30 juin 2018.

4. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 juin 2019 et du 23 mars 2018 au 30 juin 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 %).



# 6. 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 » 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 telles 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 » pour le rapprochement des flux de trésorerie disponibles.

Les références aux « flux de trésorerie disponibles ajustés » visent les flux de trésorerie disponibles, exclusion faite des charges liées aux projets potentiels et d'éléments non récurrents.

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.

Les références au « ratio de distribution ajusté » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles ajustés, compte tenu de l'incidence du RRD.



# 6. MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

	Périodes de douze mois closes les 30 juin	
	2019	2018
	Montants retraités <sup>2</sup>	Montants retraités <sup>2</sup>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	222 999	240 022
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>		
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	17 294	(42 811)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(9 224)	(7 394)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(104 385)	(83 140)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>1</sup>	(22 335)	(19 216)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 942)	(5 942)
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	2 121	10 963
Perte réalisée (profit réalisé) sur instruments financiers dérivés	6 919	(827)
Recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels, déduction faite de l'attribution aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>3</sup>	8 242	—
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>115 689</b>	<b>91 655</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	91 917	80 877
Ratio de distribution	79 %	88 %
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>		
Charges liées aux projets potentiels	17 937	16 475
<b>Flux de trésorerie disponibles ajustés</b>	<b>133 626</b>	<b>108 130</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires - ajustés selon le RRD	86 650	72 877
Ratio de distribution ajusté	65 %	67 %

1. La portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle est déduite, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que ces distributions peuvent ne pas avoir lieu dans la période au cours de laquelle elles sont générées.

2. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables » du rapport de gestion.

3. La vente de HS Orka a permis le recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels de 5,7 M\$ et de 9,6 M\$, respectivement, qui avaient été engagées depuis l'acquisition de ce projet en février 2018. Un montant de 7,1 M\$ a été déduit de la somme du recouvrement étant donné qu'il se rapporte à des participations ne donnant pas le contrôle.

# 6. 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.

	Périodes de trois mois closes les 30 juin					
	2019			2018		
	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh) Montants retraités <sup>1,2</sup>	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
(En MWh)						
<b>Production</b>	1 741 953	1 743 516	100 %	1 509 599	1 516 645	100 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Toba Montrose (40 %)³	87 168	92 018	95 %	98 986	92 047	108 %
Shannon (50 %)³,⁵	89 172	101 901	88 %	104 525	101 901	103 %
Flat Top (51 %)⁴,⁵	115 450	119 335	97 %	116 271	119 390	97 %
Dokie (25,5 %)³	14 311	16 158	89 %	18 296	16 158	113 %
Jimmie Creek (50,99 %)³	25 456	22 973	111 %	29 122	22 973	127 %
Umbata Falls (49 %)	20 905	18 533	113 %	18 190	18 533	98 %
Viger-Denonville (50 %)	7 718	7 725	100 %	8 789	7 725	114 %
Duqueco (50 %)⁶	27 498	34 763	79 %	—	—	—
Guayacán (50 %)⁶	4 138	5 140	81 %	—	—	—
Pampa Elvira (50 %)⁶	3 214	3 368	95 %	—	—	—
	395 030	421 914	94 %	394 179	378 727	104 %
<b>Production proportionnelle</b>	2 136 983	2 165 430	99 %	1 903 778	1 895 372	100 %

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

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

3. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 juin 2019 et du 6 février 2018 au 30 juin 2018.

4. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 juin 2019 et du 23 mars 2018 au 30 juin 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 %).



# 6. MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Périodes de six mois closes les 30 juin						
2019			2018			
Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh) Montants retraités <sup>1,2</sup>	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	
3 050 458	3 069 993	99 %	2 453 050	2 507 447	98 %	
<b>Production</b>						
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Toba Montrose (40 %)³	91 638	100 082	92 %	100 492	96 165	104 %
Shannon (50 %)³, 5	180 781	194 204	93 %	165 397	160 620	103 %
Flat Top (51 %)⁴, 5	231 126	235 990	98 %	126 286	130 929	96 %
Dokie (25,5 %)³	30 887	37 216	83 %	28 418	27 318	104 %
Jimmie Creek (50,99 %)³	26 221	23 678	111 %	29 434	23 368	126 %
Umbata Falls (49 %)	30 149	26 828	112 %	27 832	26 828	104 %
Viger-Denonville (50 %)	20 897	17 875	117 %	19 981	17 875	112 %
Duqueco (50 %)⁶	47 298	51 365	92 %	—	—	—
Guayacán (50 %)⁶	10 786	11 752	92 %	—	—	—
Pampa Elvira (50 %)⁶	6 569	7 049	93 %	—	—	—
	676 352	706 039	96 %	497 840	483 103	103 %
<b>Production proportionnelle</b>	<b>3 726 810</b>	<b>3 776 032</b>	<b>99 %</b>	<b>2 950 890</b>	<b>2 990 550</b>	<b>99 %</b>

(En MWh)

## Production

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

Toba Montrose (40 %)³

Shannon (50 %)³, 5

Flat Top (51 %)⁴, 5

Dokie (25,5 %)³

Jimmie Creek (50,99 %)³

Umbata Falls (49 %)

Viger-Denonville (50 %)

Duqueco (50 %)⁶

Guayacán (50 %)⁶

Pampa Elvira (50 %)⁶

## Production proportionnelle

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

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

3. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 juin 2019 et du 6 février 2018 au 30 juin 2018.

4. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 30 juin 2019 et du 23 mars 2018 au 30 juin 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 %).