



Innergex énergie renouvelable inc. croit en un monde dans lequel de l'énergie renouvelable abondante favorise des communautés plus saines et encourage le partage de la prospérité depuis maintenant plus de 30 ans. À titre de producteur indépendant d'énergie renouvelable qui développe, acquiert, détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des parcs solaires et des installations de stockage d'énergie, Innergex est convaincue que l'énergie renouvelable ouvrira la voie à un monde meilleur. Innergex exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France et au Chili, et est guidée par sa philosophie de développement durable qui vise un équilibre entre les personnes, notre planète et la prospérité. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C et ses débetures convertibles sous les symboles INE.DB.B et INE.DB.C.

## DONNÉES CLÉS

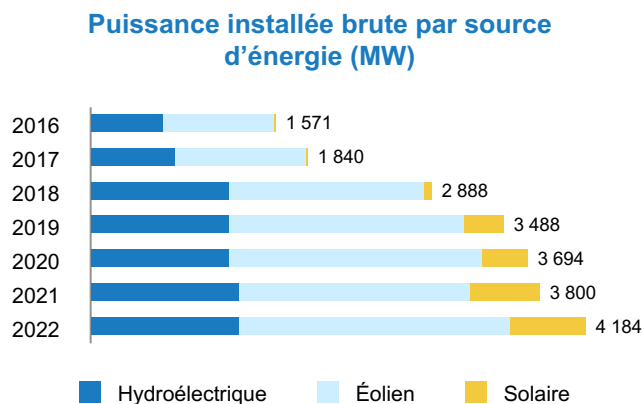
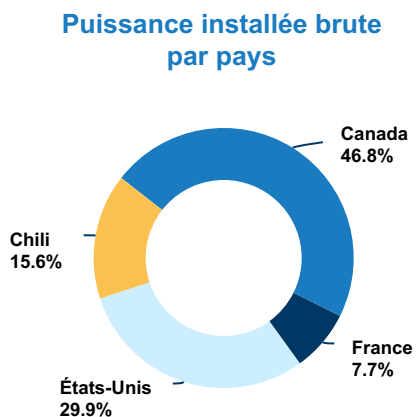
Innergex évalue son rendement à l'aide d'indicateurs de rendement clés. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur ses capacités de production et de génération de liquidités, sa capacité à verser des dividendes et sa capacité à financer sa croissance.

Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues et n'ont pas de signification prescrite selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Indicateurs de rendement clés liés à la production	Indicateurs de rendement clés financiers
Comparaison de la production en mégawatts-heures (« MWh ») et en gigawatts-heures (« GWh ») par rapport à la production moyenne à long terme (« PMLT »)	Produits et produits proportionnels
Production et production proportionnelle	BAlIA ajusté, marge du BAlIA ajusté et BAlIA ajusté proportionnel
	Bénéfice net (perte nette) ajusté(e)
	Flux de trésorerie disponibles
	Ratio de distribution

### Indicateurs de rendement clés sur le plan de l'exploitation

Au 3 août 2022, la Société comptait quatre secteurs géographiques et trois secteurs opérationnels.



## STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

Innergex développe, acquiert, détient et exploite des installations de production d'énergie renouvelable et concentre ses activités dans la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire ainsi que dans les technologies de stockage de l'énergie. L'objectif fondamental de la Société est de créer de la richesse en gérant de façon efficiente ses actifs d'énergie renouvelable de grande qualité et en poursuivant avec succès sa croissance.

Guidée par sa philosophie, qui vise un équilibre entre investir dans les personnes, prendre soin de notre planète et générer de la prospérité en partageant les retombées économiques avec les communautés locales et en créant de la valeur pour ses actionnaires, Innergex s'engage à produire de l'énergie à partir de sources renouvelables durables exclusivement et à fournir une capacité de stockage de l'énergie. Innergex s'engage à développer, à acquérir, à détenir et à exploiter des installations d'énergie renouvelable exclusivement, qui génèrent des flux de trésorerie constants, offrent un rendement sur le capital investi attrayant et ajusté au risque et permettent la distribution d'un dividende durable.

Innergex possède des participations dans 40 centrales hydroélectriques localisées sur 33 bassins versants, 35 parcs éoliens, 8 parcs solaires et 1 installation de stockage d'énergie par batteries. L'expertise et l'innovation développées par notre équipe qualifiée dans différents types d'énergie et divers lieux peuvent être mises à profit et partagées entre les membres de la Société afin de maximiser le rendement de nos actifs de grande qualité.

## INFORMATION AU SUJET DE LA COVID-19

La Société continue de surveiller de près les répercussions de la COVID-19 et assure une gestion active de son intervention en accordant la priorité à la santé et à la sécurité de ses employés, de ses fournisseurs, de ses partenaires commerciaux et de la collectivité en général. Innergex souscrit à des plans d'intervention en matière de pandémie et suit les directives des agences gouvernementales de santé en ce qui concerne la conduite sécuritaire des activités. Dans la mesure du possible, et comme le permettent les directives locales, la Société favorise la vaccination de ses employés contre la COVID-19.

Les activités de production d'électricité se sont poursuivies dans tous les secteurs, car elles ont été considérées comme des services essentiels dans toutes les régions où la Société exerce ses activités. La production d'énergie renouvelable d'Innergex est vendue principalement par l'entremise de contrats d'achat d'électricité, qui comprennent une protection suffisante pour éviter une réduction importante de la demande, à des contreparties solides financièrement et aucun problème de crédit n'est prévu.

Bien que nos activités soient considérées comme des services essentiels, les différentes décisions gouvernementales dans chaque région peuvent avoir une incidence sur la capacité des employés, des clients, des fournisseurs et des autres partenaires commerciaux d'Innergex à mener leurs activités normales, et cette situation pourrait durer encore longtemps. Cette situation pourrait avoir une incidence significative sur nos résultats d'exploitation, notre situation financière, nos liquidités, nos dépenses d'investissement et la valeur marchande de nos titres, plus particulièrement :

- une incidence sur les activités de construction et de développement découlant des perturbations de la chaîne d'approvisionnement;
- une incidence sur les employés et la cybersécurité;
- une incidence sur les liquidités;
- une incidence sur les dépenses d'investissement et les coûts;
- une incidence sur la demande générale d'électricité et sur les prix du marché.

Les effets de la COVID-19 sur les activités pourraient se poursuivre pendant une période prolongée, et la répercussion finale de la pandémie sur la Société dépendra des évolutions futures, qui sont incertaines et qui ne peuvent être prévues, y compris, mais sans s'y limiter, la durée et la gravité de la pandémie, la durée des mesures gouvernementales d'atténuation, l'efficacité des mesures prises pour contenir et traiter la maladie et le temps nécessaire à la reprise des conditions économiques et opérationnelles normales.

Depuis mars 2020, Innergex a mis en place de nombreuses mesures afin de protéger ses employés, ses fournisseurs et ses partenaires d'affaires contre la COVID-19. En plus des procédures d'exploitation normales conçues pour assurer la sécurité des activités, la Société a mis en œuvre des plans de prévention des maladies transmissibles dans chacun de ses sites afin de fournir des directives sur les mesures de santé et de sécurité à adopter dans le contexte de la pandémie de COVID-19. La Société communique régulièrement avec ses employés pour les informer de ses mesures de lutte contre la pandémie. Innergex estime que ses employés et ses fournisseurs peuvent accéder à ses installations en toute sécurité et en conformité avec les directives pertinentes.

## PORTEFEUILLE D'ACTIFS

La Société détient des participations dans trois groupes de projets à différents stades, soit les installations en exploitation, les projets en développement et les projets potentiels.

Au 3 août 2022, la Société possède et exploite 84 installations en exploitation commerciale (les « installations en exploitation »). Mises en service entre 1986 et juillet 2022, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 9,3 années.

Les installations en exploitation vendent principalement l'électricité produite aux termes de contrats d'achat d'électricité à long terme, des contrats de couvertures du prix de l'électricité<sup>1</sup> ou des contrats industriels à court et long terme (chacun, un « CAÉ ») à des sociétés de services publics ou d'autres contreparties solvables ou sur le marché libre. La durée moyenne pondérée restante des CAÉ est de 13,7 années (pondération moyenne fondée sur la production moyenne à long terme brute).

Pour la plupart des installations en exploitation au Canada et en France, les CAÉ comprennent un prix de base et, dans certains cas, une clause de rajustement du prix selon le mois, le jour ou l'heure de livraison. L'électricité produite par la plupart des installations en exploitation aux États-Unis est vendue par l'entremise d'un CAÉ ou sur le marché libre en utilisant surtout des couvertures du prix de l'électricité financières ou matérielles. Au Chili, les installations en exploitation vendent l'électricité produite au moyen de CAÉ à des clients industriels ou sur le marché libre. Veuillez vous reporter à la section « Environnement commercial - Inflation » du présent rapport de gestion pour obtenir une analyse sur l'inflation.

La Société détient également des participations dans des projets en développement, qui sont soit en phase avancée de développement, soit en cours de construction (les « projets en développement »).

1. Un contrat de couverture du prix de l'électricité est réputé être un CAÉ, qu'il soit assujéti à la comptabilité de couverture ou comptabilisé comme un dérivé financier à la juste valeur par le biais du résultat net.

Le tableau ci-après présente nos installations en exploitation et nos projets en développement au 3 août 2022.

	Nombre d'installations <sup>1</sup>		Puissance installée brute <sup>2</sup> (MW)		Puissance installée nette <sup>3</sup> (MW)		Capacité de stockage (MWh)	
	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement
<b>HYDRO-ÉLECTRIQUE</b>								
Canada	33	1	1 019	8	713	4	—	—
États-Unis	3	—	70	—	40	—	—	—
Chili	4	2	170	112	166	85	—	—
Total partiel	40	3	1 259	120	919	89	—	—
<b>ÉOLIEN</b>								
Canada	8	—	908	—	714	—	—	—
France	16	2	324	38	226	32	—	—
États-Unis	8	1	714	330	662	330	—	—
Chili	3	—	332	—	332	—	—	—
Total partiel	35	3	2 278	368	1 934	362	—	—
<b>SOLAIRE</b>								
Canada	1	—	27	—	27	—	—	—
États-Unis	4	5	467	280	466	280	—	320 <sup>5</sup>
Chili	3	—	153	—	138	—	150 <sup>4</sup>	—
Total partiel	8	5	647	280	631	280	150	320
<b>STOCKAGE</b>								
France	1	—	—	—	—	—	9	—
Chili	—	2	—	—	—	—	—	425 <sup>6</sup>
Total partiel	1	2	—	—	—	—	9	425
<b>Total</b>	<b>84</b>	<b>13</b>	<b>4 184</b>	<b>768</b>	<b>3 484</b>	<b>731</b>	<b>159</b>	<b>745</b>

1. Le nombre d'installations en exploitation comprend toutes les installations détenues et exploitées par la Société, y compris les filiales non entièrement détenues, les coentreprises et les entreprises associées.

2. La puissance installée brute représente la puissance totale de toutes les installations en exploitation d'Innergex, y compris les filiales non entièrement détenues et les coentreprises et entreprises associées.

3. La puissance installée nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à Innergex en fonction de sa participation dans chacune des installations.

4. La capacité liée au stockage d'eau chaude de la centrale thermosolaire Pampa Elvira.

5. Capacité de stockage par batteries liée aux projets solaires Hale Kuawehi (30 MW/120 MWh (4 heures)), Paeahu (15 MW/60 MWh (4 heures)), Kahana (20 MW/80 MWh (4 heures)) et Barbers Point (15 MW/60 MWh (4 heures)).

6. Capacité de stockage par batteries du projet Salvador de 50 MW/250 MWh (5 heures) et capacité de stockage par batteries du projet San Andrés de 35 MW/175 MWh (5 heures).

Pour obtenir plus d'information sur les projets potentiels de la Société, se reporter à la rubrique « Projets potentiels » du rapport de gestion.

# RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 3 août 2022, date à laquelle il a été approuvé par le conseil d'administration de la Société.

Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités et les notes annexes pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022.

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2022, ainsi que les données comparables de 2021, ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Tous les montants en dollars dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, à l'exception des montants par action et sauf indication contraire. Certains montants inclus dans ce rapport de gestion ont été arrondis pour en faciliter la lecture. Les montants arrondis peuvent avoir une incidence sur certains calculs.

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent rapport de gestion contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (« information prospective »). Se reporter à la rubrique « Information prospective » pour plus d'information.

Des renseignements supplémentaires concernant Innergex, notamment sa Notice annuelle, sont accessibles par l'entremise du Système électronique de données, d'analyse et de recherche (« SEDAR ») des Autorités canadiennes en valeurs mobilières à l'adresse [sedar.com](http://sedar.com) ou sur le site Web de la Société à l'adresse [innergex.com](http://innergex.com). L'information publiée sur le site Web de la Société ou qui peut être accessible par ce site Web ne fait pas partie du présent rapport de gestion et n'est pas intégrée aux présentes par renvoi.

## TABLE DES MATIÈRES

1- Faits saillants .....	7	Perte nette ajustée (bénéfice net ajusté) .....	27
Deuxième trimestre 2022 - Initiatives de croissance .....	7	Participations ne donnant pas le contrôle .....	29
Cibles de croissance de 2022 .....	8	4- Capital et liquidités .....	30
Deuxième trimestre 2022 - Information choisie .....	9	Structure du capital .....	30
Deuxième trimestre 2022 - Performance d'exploitation .....	10	Participation au partage fiscal .....	31
Deuxième trimestre 2022 - Capital et ressources .....	11	Situation financière .....	33
Événements postérieurs .....	11	Flux de trésorerie .....	37
2- Aperçu des activités .....	12	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution .....	39
Environnement commercial .....	12	Information sur le capital-actions .....	41
Installation en exploitation .....	13	Dividendes .....	42
Activités de mise en service .....	15	5- Mesures non conformes aux IFRS .....	43
Activités de construction .....	15	6- Renseignements complémentaires consolidés .....	49
Activités de développement .....	16	Secteurs géographiques .....	49
Projets potentiels .....	18	Information financière trimestrielle historique .....	50
3- Performance financière et résultats d'exploitation .....	19	Événements de février 2021 au Texas .....	51
Secteur de la production hydroélectrique .....	20	7- Méthodes comptables et contrôles de communication de l'information .....	56
Secteur de la production éolienne .....	22	Principales méthodes comptables .....	56
Secteur de la production solaire .....	24	Contrôles et procédures de communication de l'information .....	56
Marge consolidée .....	25	Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société .....	57
Bénéfice net (perte nette) .....	26	8- Information prospective .....	58

## 1- FAITS SAILLANTS | Deuxième trimestre 2022 – Initiatives de croissance

Le 29 avril 2022, afin de profiter du contexte favorable des prix de l'énergie en France, Innergex a conclu trois contrats d'achat d'électricité pour ses parcs éoliens Antoigné, Porcien et Vallottes (les « nouveaux CAÉ »), qui sont en vigueur depuis le 1er août 2022, en même temps que la résiliation des contrats d'achat d'électricité en cours. De plus, les nouveaux CAÉ prorogent la période contractuelle des parcs jusqu'au 31 décembre 2025.

Le 10 mai 2022, la Société a modifié sa facilité de crédit à terme renouvelable existante, prolongeant l'échéance de 2023 à 2027 et portant la limite d'emprunt à 950,0 M\$.

Le 10 mai 2022, Innergex a annoncé qu'elle avait commandé à Mitsubishi Power deux systèmes de stockage d'énergie par batteries à grande échelle au Chili. Ces systèmes seront associés à l'énergie solaire et permettront de gérer les périodes de pointe en stockant l'énergie solaire excédentaire pendant le jour et en la distribuant pendant la nuit. Le parc solaire photovoltaïque Salvador de 68 MW d'Innergex ajoutera 50 MW/250 MWh (5 heures) de stockage d'énergie. Quant au parc solaire photovoltaïque San Andrés de 50,6 MW, il ajoutera 35 MW/175 MWh (5 heures) de stockage d'énergie.

Le **projet de stockage par batterie Salvador**, d'une capacité de 50 MW/250 MWh (5 heures), est passé à la phase de construction, et sa mise en service commerciale est prévue en 2023.

Le 18 mai 2022, Innergex a reçu de la TSX l'autorisation de procéder à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités relativement à ses actions ordinaires, à ses actions privilégiées de série A et à ses actions privilégiées de série C.

Le 9 juin 2022, Innergex a mené à bien son acquisition précédemment annoncée de la totalité des actions ordinaires d'Aela, un portefeuille de trois parcs éoliens en exploitation récemment construits d'une puissance de 332 MW situés au Chili, pour une contrepartie en trésorerie de 324,3 M\$ US (408,2 M\$) et la reprise de la dette sans recours existante.

Les **projets potentiels** offriront plusieurs possibilités dans les années à venir, 12 projets d'une puissance installée totale de 908 MW étant actuellement à un stade avancé.

## 1- FAITS SAILLANTS | Cibles de croissance de 2022

La Société établit des cibles au moyen de certaines hypothèses afin de donner aux lecteurs une indication de ses activités commerciales et de sa performance d'exploitation. Pour 2022, les cibles étaient fondées sur la mise en service du projet de stockage par batteries Tonnerre au cours du premier trimestre de 2022 et de la centrale hydroélectrique Innavik au cours du quatrième trimestre de 2022. La mise en service commerciale du projet de stockage par batteries Tonnerre a eu lieu au troisième trimestre de 2022, et la Société prévoit maintenant que la centrale hydroélectrique Innavik sera en service en 2023. Les cibles ne tenaient pas compte des acquisitions éventuelles qui pourraient être réalisées en 2022.

Étant donné que ces hypothèses ont été formulées par la Société au début de l'exercice, les cibles ont été révisées en août 2022 pour tenir compte de l'acquisition du parc solaire San Andrés le 28 janvier 2022 et de l'acquisition des parcs éoliens d'Aela le 9 juin 2022. Les cibles ont également été révisées pour tenir compte des débits d'eau, des régimes éoliens et de l'ensoleillement inférieurs à la moyenne à certaines installations au cours des six premiers mois de 2022. La Société n'a pas révisé d'autres hypothèses par rapport aux cibles de croissance initiales de 2022 présentées dans le rapport annuel 2021, à l'exception du taux de change euro-dollar canadien présumé plus faible.

Le tableau suivant présente un sommaire des cibles révisées pour 2022 :

	Février 2022	Août 2022
	Cible	Cible révisée
Production (GWh) <sup>1</sup>	≈ +18 %	≈ +22 %
Produits	≈ +16 %	≈ +25 %
Charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels	≈ +18 %	≈ +27 %
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	≈ +15 %	≈ +25 %
BAlIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	≈ +14 %	≈ +21 %
Flux de trésorerie disponibles par action <sup>1</sup>	≈ 0,73	≈ 0,75
Nombre d'installations en exploitation	82	84
Puissance installée nette (MW)	3 156	3 484

1. Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production est un indicateur de rendement clé utilisé par la Société qui ne peut pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Ces hypothèses sont fondées sur les informations dont dispose la Société, et la liste d'hypothèses n'est pas exhaustive. Ces hypothèses, bien que jugées raisonnables par la Société le 3 août 2022, peuvent s'avérer inexactes. Des risques et incertitudes importants pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels diffèrent considérablement des attentes de la Société présentées dans la présente section. Ces risques et incertitudes sont décrits sous la rubrique « Risques et incertitudes » du rapport annuel 2021.



# 1 - FAITS SAILLANTS | Deuxième trimestre 2022 – Information choisie

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin			
	2022	2021	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>3</sup>	2021 Normalisé
<b>RÉSULTATS D'EXPLOITATION</b>						
Production (MWh)	2 855 891	2 396 027	5 160 494	4 181 975	—	4 181 975
Produits	219 746	170 605	408 469	360 256	(54 967)	305 289
Charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels	66 874	47 920	125 071	94 452	—	94 452
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	152 872	122 685	283 398	265 804	(54 967)	210 837
Marge du BAlIA ajusté <sup>1</sup>	69,6 %	71,9 %	69,4 %	73,8 %	(4,7)%	69,1 %
(Perte nette) bénéfice net	(24 590)	50 199	(59 520)	(167 673)	64 219	(103 454)
Perte nette ajustée <sup>1</sup>	(1 546)	18 658	(3 882)	(8 882)	—	(8 882)
<b>PROPORTIONNEL</b>						
Production proportionnelle (MWh) <sup>1</sup>	2 991 550	2 588 928	5 349 579	4 638 549	—	4 638 549
Produits proportionnels <sup>1</sup>	251 457	198 400	467 571	460 135	(95 273)	364 862
BAlIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	181 079	145 962	335 989	354 853	(95 273)	259 580
Marge du BAlIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	72,0 %	73,6 %	71,9 %	77,1 %	(6,0)%	71,1 %
<b>ACTIONS ORDINAIRES</b>						
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	36 739	31 433	73 472	62 877	—	62 877
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	689	689	1 379	1 379	—	1 379
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	718	718	1 437	1 437	—	1 437
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	203 558	174 172	200 123	174 141	—	174 141
			Périodes de douze mois closes les 30 juin			
					Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>3</sup>	2021 Normalisé
			2022	2021		
<b>FLUX DE TRÉSORERIE ET RATIO DE DISTRIBUTION</b>						
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>2</sup>			308 384	252 213	(16 801)	235 412
Flux de trésorerie disponibles <sup>1,2</sup>			148 988	76 702	15 789	92 491
Ratio de distribution <sup>1,2</sup>			96 %	164 %	(28)%	136 %
Ratio de distribution ajusté <sup>1,2</sup>			82 %	111 %	— %	111 %
<b>SITUATION FINANCIÈRE</b>						
			Aux	30 juin 2022	31 décembre 2021	
Total de l'actif				8 445 273	7 396 068	
Total du passif				6 876 517	6 035 388	
Capitaux propres attribuables aux propriétaires				1 324 417	1 093 112	
Participations ne donnant pas le contrôle				244 339	267 568	

1. Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

2. Pour obtenir plus d'information sur le calcul et une explication, se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution ».

3. Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

## 1 - FAITS SAILLANTS | Deuxième trimestre 2022 – Performance d'exploitation

Les **produits** ont augmenté de 29 % pour s'établir à 219,7 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2022 en comparaison de la période correspondante de l'exercice précédent. Le secteur de la production **hydroélectrique** a enregistré une hausse des produits principalement attribuable à l'acquisition de Curtis Palmer le 25 octobre 2021 et à l'acquisition, le 9 juillet 2021, de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima, dont les résultats sont maintenant inclus dans les produits consolidés d'Innergex. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la diminution de la production des centrales de la Colombie-Britannique en raison du temps plus frais qui a retardé la période de fonte (la « crue des eaux »). L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **éolienne** est attribuable surtout à la mise en service du parc éolien Griffin Trail le 26 juillet 2021, à l'acquisition d'Aela Generación S.A. et d'Aela Energía SpA (ensemble, « Aela ») le 9 juin 2022 et à l'accroissement de la production des parcs éoliens du Québec. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse des produits attribuable au recul de la production des parcs éoliens en France et par la diminution du taux de change. La hausse des produits tirés du secteur de la production **solaire** est essentiellement attribuable aux prix de vente plus élevés au parc solaire Phoebe, à l'acquisition de San Andrés conclue le 28 janvier 2022, à la mise en service du parc solaire Amazon Ohio – Hillcrest (« Hillcrest ») le 11 mai 2021 et à l'apport du parc solaire Pampa Elvira à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021. Cette augmentation a été compensée en partie par la baisse des prix de vente au parc solaire Salvador. Les produits proportionnels<sup>1</sup> ont augmenté pour s'établir à 251,5 M\$, en hausse de 27 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, les **charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels** ont augmenté de 40 % par rapport à la période correspondante de l'an dernier pour se chiffrer à 66,9 M\$. Le secteur de la production **hydroélectrique** a enregistré une hausse des charges en raison de l'augmentation des coûts d'entretien de certaines centrales de la Colombie-Britannique ainsi que de l'acquisition de Curtis Palmer et des centrales au Chili en 2021. Dans le secteur de la production **éolienne**, ces charges se sont accrues du fait de la mise en service du parc éolien Griffin Trail le 26 juillet 2021 et de l'acquisition d'Aela le 9 juin 2022. L'augmentation des charges du secteur de la production **solaire** s'explique par les charges d'exploitation plus élevées découlant de la mise en service du parc solaire Hillcrest en 2021 et de l'acquisition de San Andrés au Chili en 2022.

En raison des facteurs susmentionnés, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> s'est établi à 152,9 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, en hausse de 25 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Le BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> a atteint 181,1 M\$, en hausse de 24 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Innergex a comptabilisé une perte nette de 24,6 M\$ (perte de base et diluée de 0,13 \$ par action) pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, comparativement à un bénéfice net de 50,2 M\$ (bénéfice par action, de base et dilué, de 0,23 \$) pour la période correspondante de 2021, ce qui s'explique essentiellement par la diminution de 45,2 M\$ du recouvrement d'impôt attribuable surtout à la reprise des passifs d'impôt différé en 2021 relativement aux installations en coentreprise Flat Top et Shannon en raison du classement des actifs et des passifs de ces projets comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente, par une augmentation de 19,9 M\$ des amortissements et par une augmentation de 18,4 M\$ des charges financières, attribuables principalement aux acquisitions d'Energía Llaima, d'Aela et de Curtis Palmer et à la mise en service de Griffin Trail et de Hillcrest en 2021. L'augmentation de la perte nette est également attribuable à une variation défavorable de l'évaluation à la valeur de marché des instruments financiers et aux règlements effectués dans le cadre des couvertures du prix de l'électricité, en raison de la hausse des prix du marché. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par l'augmentation de 9,7 M\$ du montant net des autres produits, attribuable principalement aux crédits d'impôt sur la production et aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service au troisième trimestre de 2021.

<sup>1</sup> Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

## 1- FAITS SAILLANTS | Deuxième trimestre 2022 – Capital et ressources

L'augmentation du total des actifs est en grande partie attribuable aux actifs acquis à la suite des acquisitions de San Andrés et d'Aela et au démarrage des activités de construction de Hale Kuawehi. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par les amortissements et une augmentation des courbes de taux d'intérêt, qui ont contribué à la baisse de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations incluse dans les immobilisations corporelles.

L'augmentation du total des passifs découle essentiellement de la hausse des prêts et emprunts à long terme attribuable aux prêts et emprunts à long terme repris dans le cadre de l'acquisition d'Aela et des prélèvements nets sur la facilité de crédit à terme renouvelable qui ont été utilisés pour l'acquisition d'Aela et les activités de construction et de développement. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par la baisse de la juste valeur des instruments financiers dérivés.

L'augmentation des capitaux propres attribuables aux propriétaires est principalement attribuable aux actions émises dans le cadre de l'appel public à l'épargne en février 2022 et du placement privé concurrent d'Hydro-Québec, de même qu'au total du résultat global, ce qui a été contrebalancé en partie par les dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées et les distributions aux participations ne donnant pas le contrôle.

La hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation pour la période de trois mois close le 30 juin 2022 s'explique essentiellement par l'apport des acquisitions et par la mise en service de Hillcrest et de Griffin Trail. Pour la période de douze mois close le 30 juin 2022, les flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup> ont subi l'incidence des éléments susmentionnés et des événements de février 2021 au Texas, étant donné que le montant net de 33,9 M\$ à payer par le parc solaire Phoebe relativement aux événements de février 2021 au Texas est demeuré impayé jusqu'au 19 juillet 2021.

## 1- FAITS SAILLANTS | Événements postérieurs

Dans le cadre du refinancement par Innergex de la dette sans recours de ses installations chiliennes, les swaps de taux d'intérêt, qui avaient été précédemment conclus pour atténuer le risque de fluctuation des taux d'intérêt pendant le processus de négociation, ont été réglés le 25 juillet 2022 en faveur d'Innergex, pour une somme de 41,2 M\$ US (53,1 M\$).

Le 25 juillet 2022, afin de profiter du contexte favorable des prix de l'énergie en France, Innergex a avisé la contrepartie du contrat d'achat d'électricité du projet éolien Longueval de son intention de résilier le contrat. Le projet vendra son électricité en fonction du prix du marché. La résiliation entrera en vigueur le 1er novembre 2022.

Le 22 juillet 2022, la Société a terminé la mise en service complète du système de stockage d'énergie par batterie de 9 MW/9 MWh (1 heure) Tonnerre en France. Tonnerre a obtenu un contrat offrant un complément de rémunération d'une durée de 7 ans qui prévoit un contrat à prix fixe pour le certificat de capacité. L'installation générera des revenus supplémentaires qui varieront en fonction des prix de l'énergie en vigueur. En tant que premier projet de batterie autonome d'Innergex, la mise en service de Tonnerre constitue une réalisation considérable pour Innergex en termes de connaissances technologiques acquises pour les futures occasions de développement. Le marché des systèmes de stockage de l'énergie par batterie va continuer à se renforcer afin d'accroître la fiabilité des réseaux à mesure que de nouveaux projets d'énergie renouvelable sont développés.

---

<sup>1</sup> Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Environnement commercial

### Caractère saisonnier des activités

La Société vise à maintenir un portefeuille d'actifs diversifié tant sur le plan géographique que sur celui des sources d'énergie, afin d'atténuer les variations saisonnières et de production. La quantité d'électricité produite par les installations en exploitation de la Société est habituellement tributaire des débits d'eau, des régimes de vent et de l'ensoleillement. Des ressources moindres que prévu pour n'importe quel trimestre donné pourraient avoir une incidence sur les produits de la Société et sur sa rentabilité.

Heureusement, compte tenu de la nature complémentaire de la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustre le tableau suivant :

En GWh et %	PMLT consolidée et saisonnalité trimestrielle <sup>1</sup>								Total	
	T1		T2		T3		T4			
HYDRO-ÉLECTRIQUE	539	14 %	1 257	33 %	1 219	32 %	825	21 %	3 840	32 %
ÉOLIEN	1 787	28 %	1 564	24 %	1 352	21 %	1 762	27 %	6 465	55 %
SOLAIRE	330	21 %	443	29 %	449	29 %	316	21 %	1 538	13 %
Total	2 656	22 %	3 264	28 %	3 020	26 %	2 903	25 %	11 843	100 %

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 3 août 2022. La PMLT est présentée conformément aux règles comptables de constatation des produits aux termes des IFRS et exclut la production des installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La comparaison de la production par rapport à la PMLT représente un indicateur de rendement clé pour la Société. Se reporter à la rubrique « Données clés » pour plus d'information.

### Inflation

Dans le sillage de la pandémie, les secteurs géographiques dans lesquels Innergex exerce ses activités ont été touchés par une pression inflationniste accrue découlant de l'augmentation des dépenses des clients et des perturbations de la chaîne d'approvisionnement mondiale. Les installations en exploitation de la Société ont fait preuve de résilience face à l'inflation, car la plupart de ses CAÉ à long terme comportent des clauses d'indexation partielle ou complète qui prévoient un ajustement annuel des effets de l'inflation. Il en est de même pour les projets en développement et de construction d'Innergex, à l'exception de certains projets pour lesquels des discussions sur la révision des CAÉ sont en cours (voir les sections « Activités de construction » et « Activités de développement » du présent rapport de gestion pour plus d'information). Ainsi, les pressions exercées par l'inflation sur les charges d'exploitation, frais généraux et frais d'administration et les coûts de construction de la Société sont absorbées par des produits plus élevés.

## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Installations en exploitation

Secteur énergétique	Emplacement	Période de trois mois close le 30 juin 2022		Période de trois mois close le 30 juin 2021		Période de trois mois Variation de la production en %	Période de six mois close le 30 juin 2022		Période de six mois close le 30 juin 2021		Période de six mois Variation de la production en %
		Production (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	Production en % de la PMLT		Production (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	Production en % de la PMLT	
<b>HYDRO-ÉLECTRIQUE</b>	Québec	211 514	99 %	212 646	99 %	(1)%	341 181	101 %	354 787	105 %	(4)%
	Ontario	21 617	104 %	10 234	49 %	111 %	45 298	100 %	33 162	74 %	37 %
	Colombie-Britannique	684 025	84 %	826 565	102 %	(17)%	855 200	83 %	970 177	95 %	(12)%
	États-Unis <sup>3</sup>	105 440	95 %	17 726	105 %	495 %	205 371	97 %	22 105	89 %	829 %
	Chili <sup>4</sup>	105 470	109 %	—	— %	— %	155 939	90 %	—	— %	— %
	<b>Total partiel</b>	<b>1 128 066</b>	<b>90 %</b>	<b>1 067 171</b>	<b>100 %</b>	<b>6 %</b>	<b>1 602 989</b>	<b>89 %</b>	<b>1 380 231</b>	<b>96 %</b>	<b>16 %</b>
<b>ÉOLIEN</b>	Québec	516 371	102 %	462 054	91 %	12 %	1 220 618	102 %	1 100 232	92 %	11 %
	France	129 957	82 %	153 682	97 %	(15)%	337 815	86 %	360 892	93 %	(6)%
	États-Unis	649 218	96 %	412 465	92 %	57 %	1 300 176	98 %	863 265	97 %	51 %
	Chili <sup>6</sup>	57 906	97 %	—	— %	— %	57 906	97 %	—	— %	— %
		<b>Total partiel</b>	<b>1 353 452</b>	<b>97 %</b>	<b>1 028 201</b>	<b>92 %</b>	<b>32 %</b>	<b>2 916 515</b>	<b>98 %</b>	<b>2 324 389</b>	<b>94 %</b>
<b>SOLAIRE</b>	Ontario	12 860	108 %	14 295	120 %	(10)%	18 891	101 %	20 217	107 %	(7)%
	États-Unis	307 237	85 %	253 523	80 %	21 %	490 638	84 %	375 819	80 %	31 %
	Chili <sup>4, 5</sup>	54 276	81 %	32 837	96 %	65 %	131 461	86 %	81 319	94 %	62 %
	<b>Total partiel</b>	<b>374 373</b>	<b>85 %</b>	<b>300 655</b>	<b>83 %</b>	<b>25 %</b>	<b>640 990</b>	<b>84 %</b>	<b>477 355</b>	<b>83 %</b>	<b>34 %</b>
<b>PRODUCTION TOTALE<sup>1</sup></b>		<b>2 855 891</b>	<b>92 %</b>	<b>2 396 027</b>	<b>94 %</b>	<b>19 %</b>	<b>5 160 494</b>	<b>93 %</b>	<b>4 181 975</b>	<b>93 %</b>	<b>23 %</b>
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex		135 659	86 %	192 901	94 %	(30)%	189 085	92 %	456 574	93 %	(59)%
<b>PRODUCTION PROPORTIONNELLE<sup>1, 2</sup></b>		<b>2 991 550</b>	<b>92 %</b>	<b>2 588 928</b>	<b>94 %</b>	<b>16 %</b>	<b>5 349 579</b>	<b>93 %</b>	<b>4 638 549</b>	<b>93 %</b>	<b>15 %</b>

1. Certaines installations sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société et, afin d'assurer la cohérence, leur production d'électricité a été exclue de la production et incluse dans la production proportionnelle.
2. Les résultats des installations en coentreprise Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021 ont été exclus en raison du classement des actifs et des passifs de ces projets comme étant des groupes destinés à être cédés classés comme détenus en vue de la vente, jusqu'à leur vente le 28 décembre 2021 et le 4 mars 2022, respectivement.
3. L'acquisition de Curtis Palmer a été conclue le 25 octobre 2021.
4. L'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima a été conclue le 9 juillet 2021 et l'acquisition de Licán, le 3 août 2021.
5. L'acquisition de San Andrés a été conclue le 28 janvier 2022.
6. L'acquisition d'Aela a été conclue le 9 juin 2022.

La **production** pour la période de trois mois close le 30 juin 2022 s'est établie à 92 % de la PMLT. Ce résultat s'explique principalement par la diminution de la production des centrales de la Colombie-Britannique en raison du temps plus frais qui a retardé la crue des eaux, par l'incidence défavorable de la réduction intermittente exigée par le réseau de distribution au Texas au parc solaire Phoebe de même que par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne en France et par des problèmes mécaniques au parc éolien Foard City au Texas. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par des régimes éoliens supérieurs à la moyenne au parc éolien Griffin Trail au Texas, aux parcs éoliens du Québec et aux parcs éoliens Mountain Air en Idaho. Si l'on ne tient pas compte de la réduction économique de Phoebe, la production du secteur de la production solaire des États-Unis aurait atteint 97 % de la PMLT. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 86 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une production proportionnelle représentant 92 % de la PMLT.

La **production** pour la période de six mois close le 30 juin 2022 s'est établie à 93 % de la PMLT. Ce résultat s'explique principalement par la diminution de la production des centrales de la Colombie-Britannique en raison du temps plus frais qui a retardé la crue des eaux, par l'incidence défavorable de la réduction intermittente exigée par le réseau de distribution au Texas au parc solaire Phoebe de même que par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne en France et par des problèmes mécaniques au parc éolien Foard City au Texas. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par des régimes éoliens supérieurs à la moyenne au parc éolien Griffin Trail au Texas, aux parcs éoliens du Québec et aux parcs éoliens Mountain Air en Idaho. Si l'on ne tient pas compte de la réduction économique de Phoebe, la production du secteur de la production solaire des États-Unis aurait atteint 98 % de la PMLT. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 86 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une production proportionnelle représentant 93 % de la PMLT.

## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de mise en service

Le 22 juillet 2022, Innergex a réalisé la mise en service complète du système de stockage d'énergie par batterie Tonnerre de 9 MW/9 MWh (1 heure) en France. Tonnerre a obtenu un contrat offrant un complément de rémunération d'une durée de 7 ans, qui prévoit un contrat à prix fixe pour le certificat de capacité. L'installation générera des revenus supplémentaires qui varieront en fonction des prix de l'énergie en vigueur.

## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de construction

Le tableau ci-après présente les projets qui sont en cours de construction à la date du présent rapport de gestion.

Nom (emplacement)	Type	Participation (%)	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée <sup>1</sup> (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Date prévue de mise en service
Hale Kuawehi (Hawaii, É.-U.)	Solaire	100	30,0 <sup>2</sup>	87,4 <sup>3</sup>	25	— <sup>4</sup>
Innavik (QC, Canada)	Hydroélectrique	50	7,5	54,7	40	2023
Projet de stockage d'énergie par batteries Salvador (Chili)	Stockage	100	Note 5	—	—	2023

1. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du présent rapport de gestion.

2. Projet solaire disposant d'une capacité de stockage par batteries de 30 MW/120 MWh (4 heures).

3. Le CAÉ représente un paiement de capacité forfaitaire fixe au titre de la disponibilité de l'énergie répartissable.

4. Le calendrier du projet est en cours de révision.

5. Capacité de stockage par batteries de 50 MW/250 MWh (5 heures).

Le statut des projets suivants a été mis à jour :

### Hale Kuawehi :

- Les principales activités de construction sont toujours interrompues jusqu'à ce que le prix des modules et la conception du fournisseur de batteries soient déterminés avec plus de certitude.
- L'entrepreneur finalise les travaux de génie civil, y compris le nivellement du site, les clôtures et les routes d'accès au site.
- Des discussions sur la révision du CAÉ ont actuellement lieu.
- Le calendrier du projet est en cours de révision.

### Innavik :

- Les travaux de bétonnage de la structure de dérivation devraient être terminés au troisième trimestre de 2022.
- La superstructure et l'enveloppe de la centrale sont maintenant achevées, et l'installation des turbines et des générateurs devrait commencer au troisième trimestre de 2022.
- L'installation des palplanches du barrage a commencé au deuxième trimestre de 2022, et le barrage devrait être achevé au quatrième trimestre de 2022.
- Les travaux de bétonnage du déversoir devraient être terminés au quatrième trimestre de 2022.
- Les structures de la ligne de transport sont déjà installées et l'installation du matériel et des câbles devrait être achevée au quatrième trimestre de 2022.
- La conversion des résidences de l'Office municipal d'habitation Kativik (« OMHK ») a commencé et progresse comme prévu. La conversion des autres résidences ne commencera qu'en 2023.
- Des discussions concernant la mise en service commerciale sont en cours avec l'entrepreneur en IAC.
- La mise en service commerciale du projet est reportée au premier trimestre de 2023.

### Projet de stockage d'énergie par batteries Salvador :

- La mobilisation sur le site et sa préparation ont commencé le 9 juin 2022.
- L'approvisionnement en appareillages électriques est en cours.
- La mise en service est prévue au deuxième trimestre de 2023.

## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de développement

Innergex détient un portefeuille de projets en développement d'une puissance installée brute d'environ 730,2 MW. Le tableau ci-après présente leur statut à la date du présent rapport de gestion.

Nom (emplacement)	Type	Puissance installée brute (MW)	Durée du CAÉ (années)	Date prévue de mise en service
Projet de stockage par batteries San Andrés (Chili)	Stockage	— <sup>1</sup>	—	2023
Frontera (Chili)	Hydroélectrique	109,0	— <sup>2</sup>	— <sup>5</sup>
Rucacura (Chili)	Hydroélectrique	3,0	— <sup>2</sup>	2025
Lazenay (France)	Éolien	9,0	— <sup>2</sup>	2023
Auxy Bois Régnier (France)	Éolien	29,4	20	2024
Boswell Springs (Wyoming, É.-U.)	Éolien	329,8	30 <sup>3</sup>	2024
Paeahu (Hawaii, É.-U.)	Solaire	15,0 <sup>4</sup>	25	— <sup>5</sup>
Kahana (Hawaii, É.-U.)	Solaire	20,0 <sup>4</sup>	25	— <sup>5</sup>
Barbers Point (Hawaii, É.-U.)	Solaire	15,0 <sup>4</sup>	25	— <sup>5</sup>
Palomino (Ohio, É.-U.)	Solaire	200,0	15	2025

1. Capacité de stockage par batteries de 35 MW/175 MWh (5 heures).

2. L'électricité sera vendue sur le marché libre ou par l'entremise de CAÉ qui n'ont pas encore été conclus.

3. Le projet a été sélectionné parmi la courte liste finale de l'appel d'offres toutes énergies 2020 de PacifiCorp. Par conséquent, le projet négocie actuellement les modalités d'un CAÉ de 30 ans à prise obligatoire prévoyant la vente directement au point d'interconnexion avec PacifiCorp.

4. Projets solaires disposant d'une capacité de stockage par batteries de 15 MW/60 MWh (4 heures) pour Paeahu, de 20 MW/80 MWh (4 heures) pour Kahana et de 15 MW/60 MWh (4 heures) pour Barbers Point.

5. Le calendrier du projet est en cours de révision.



En 2019, la Société a acquis des panneaux solaires d'une capacité de 125 MW afin que des projets solaires futurs d'une capacité d'environ 650 MW puissent être admissibles au programme de crédits d'impôt à l'investissement (« CII »), crédits qui pourraient être utilisés dans le cadre de certains projets de développement actuels et futurs.

Le statut des projets suivants a été mis à jour :

**Frontera :**

- Le contrat de construction et les demandes de permis progressent lentement, des décisions à l'égard des éléments financiers étant attendues.
- Le calendrier du projet est en cours de révision.

**Rucacura :**

- En attente de devis pour les composantes électromécaniques et les travaux de génie civil.
- La mise en service commerciale est prévue en 2025.

**Lazenay :**

- La proposition technique et financière pour un raccordement au réseau public de distribution d'électricité au deuxième trimestre de 2024 a été signée, et l'acompte a été versé.

**Boswell Springs :**

- L'entrepreneur en IAC a été choisi.
- Les demandes de permis sont terminées.
- Le projet est admissible à recevoir la totalité des crédits d'impôt sur la production (se reporter à la rubrique « Participation au partage fiscal » du présent rapport de gestion).

**Paeahu :**

- Le projet a été retardé par une décision défavorable de la Circuit Court concernant le permis d'utilisation spéciale du comté en raison de l'opposition locale. Le projet a engagé une nouvelle procédure auprès de la commission d'aménagement du comté de Maui concernant le permis requis en avril 2022. L'étape de la médiation a eu lieu en mai 2022. Malheureusement, les parties n'ont pas été en mesure de parvenir à une résolution par médiation. Le projet fera l'objet d'une procédure de contestation plus tard en 2022, la date d'audience étant actuellement prévue à la fin septembre.
- Le CAÉ a été approuvé par la Public Utilities Commission (« PUC ») d'Hawaii le 5 octobre 2020. Le 2 mars 2022, la Cour suprême d'Hawaii a rendu une décision favorable à l'égard du projet, confirmant l'approbation du CAÉ par la PUC. Le preneur du CAÉ a confirmé que la date d'entrée en vigueur du CAÉ est le 1er juillet 2022. Dans le cadre du projet, il est prévu qu'il faudra recourir à la prolongation maximale de 148 jours autorisée par le CAÉ pour parvenir à la date prévue de mise en service.
- Le 6 juin 2022, le président américain a publié un décret visant l'exemption pendant 24 mois de nouveaux tarifs potentiels imposés par l'enquête anti-contournement. En fonction du calendrier révisé, le projet pourrait encore être à risque.

**Kahana :**

- Les lignes de transmission aériennes ont été approuvées par la PUC d'Hawaii le 27 juin 2022.
- Le 6 juin 2022, le président américain a publié un décret visant l'exemption pendant 24 mois de nouveaux tarifs potentiels imposés par l'enquête anti-contournement. En fonction du calendrier révisé, le projet pourrait encore être à risque.

**Barbers Point :**

- Le 6 juin 2022, le président américain a publié un décret visant l'exemption pendant 24 mois de nouveaux tarifs potentiels imposés par l'enquête anti-contournement. En fonction du calendrier révisé, le projet pourrait encore être à risque.

**Palomino :**

- Conclusion d'un sommaire des modalités afin d'assurer l'approvisionnement en panneaux pour le projet.
- Le 14 juin 2022, le rapport d'enquête du personnel de l'Ohio Power Siting Board a recommandé la délivrance du certificat de compatibilité environnementale et de besoin du public (Certificate of Environmental Compatibility and Public Need) aux fins du projet.

## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Projets potentiels

Innergex détient des participations dans de nombreux projets potentiels qui sont à différents stades de développement. Pour certains projets, des droits de propriété foncière ont été obtenus, une demande exploratoire d'obtention de permis a été déposée ou une proposition a été soumise ou pourrait être soumise aux termes d'un appel d'offres (collectivement, les « projets potentiels »). La liste de projets potentiels est revue trimestriellement afin d'y ajouter des projets ou d'en retrancher, selon la possibilité d'avancement qu'ils présentent. Les projets potentiels sont classés en différents stades en fonction des éléments ci-dessous. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des projets potentiels sera réalisé.

Afin de déterminer le stade de chaque projet potentiel, leur progression est évaluée en fonction de leur statut de développement qui conduit à l'obtention d'un ordre de démarrage final pour la construction, combinée à un facteur de probabilité de réussite que le projet atteigne la mise en service commerciale. Les projets potentiels sont répartis en trois stades différents, à savoir le stade préliminaire, le stade intermédiaire et le stade avancé.

Stade préliminaire	Les projets potentiels de cette catégorie présentent un statut de développement <b>FAIBLE</b> combiné à un facteur de probabilité de réussite <b>FAIBLE</b> ; ou un statut de développement <b>MOYEN</b> combiné à un facteur de probabilité de réussite <b>FAIBLE</b> .
Stade intermédiaire	Les projets potentiels de cette catégorie présentent un statut de développement <b>MOYEN</b> combiné à un facteur de probabilité de réussite <b>MOYEN</b> ; ou un statut de développement <b>ÉLEVÉ</b> combiné à un facteur de probabilité de réussite <b>MOYEN</b> .
Stade avancé	Les projets potentiels de cette catégorie présentent un statut de développement <b>ÉLEVÉ</b> combiné à un facteur de probabilité de réussite <b>ÉLEVÉ</b> ; ou un statut de développement <b>MOYEN</b> combiné à un facteur de probabilité de réussite <b>ÉLEVÉ</b> .

	Stade préliminaire		Stade intermédiaire		Stade avancé		Puissance totale <sup>1</sup> (en MW)	Nombre total de projets
	Puissance <sup>1</sup> (en MW)	Nombre de projets	Puissance <sup>1</sup> (en MW)	Nombre de projets	Puissance <sup>1</sup> (en MW)	Nombre de projets		
<b>CANADA</b>								
Hydroélectrique	500	15	—	—	—	—	500	15
Solaire	280	5	—	—	—	—	280	5
Éolien	1 963	12	2 400	6	—	—	4 363	18
Total partiel	2 743	32	2 400	6	—	—	5 143	38
<b>ÉTATS-UNIS</b>								
Solaire	698	8	150	1	520	2	1 368	11
Éolien	—	—	400	1	—	—	400	1
Hydrogène vert <sup>2</sup>	5	1	—	—	—	—	5	1
Total partiel	703	9	550	2	520	2	1 773	13
<b>FRANCE</b>								
Solaire	—	—	—	—	85	1	85	1
Éolien	49	3	72	4	149	8	270	15
Total partiel	49	3	72	4	234	9	355	16
<b>CHILI</b>								
Hydroélectrique	29	2	—	—	154	1	183	3
Solaire	32	1	—	—	—	—	32	1
Éolien	9	1	—	—	—	—	9	1
Total partiel	70	4	—	—	154	1	224	5
<b>Total</b>	<b>3 565</b>	<b>48</b>	<b>3 022</b>	<b>12</b>	<b>908</b>	<b>12</b>	<b>7 495</b>	<b>72</b>
Variations par rapport au premier trimestre de 2022	+47	—	+369	+2	+400	+1	+816	+3

1. Seule la puissance installée brute des projets potentiels est fournie étant donné que la puissance nette n'est pas encore définie à cette étape-ci.

2. Dans ce tableau, l'électrolyseur a été affecté aux États-Unis jusqu'à ce que de nouveaux progrès soient réalisés. La production est estimée à 800 000 kg par année, ce qui correspond à environ 5 MW selon les hypothèses actuelles.

Depuis le premier trimestre de 2022, deux nouveaux projets ont été ajoutés au stade intermédiaire au Canada. Aux États-Unis, un projet est passé du stade intermédiaire au stade préliminaire et un projet est passé du stade intermédiaire au stade avancé. En France, un projet est passé du stade préliminaire au stade intermédiaire et un nouveau projet a été ajouté au stade intermédiaire.

### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 30 juin				Périodes de six mois closes les 30 juin					
	2022	2021	Variation		2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>3</sup>	2021 Normalisé <sup>3</sup>	Variation	
Produits	219 746	170 605	49 141	29 %	408 469	360 256	(54 967)	305 289	103 180	34 %
Charges d'exploitation	50 546	30 163	20 383	68 %	90 584	61 156	—	61 156	29 428	48 %
Frais généraux et administratifs	10 540	11 023	(483)	(4) %	24 679	20 773	—	20 773	3 906	19 %
Charges liées aux projets potentiels	5 788	6 734	(946)	(14) %	9 808	12 523	—	12 523	(2 715)	(22) %
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	152 872	122 685	30 187	25 %	283 398	265 804	(54 967)	210 837	72 561	34 %
Marge du BAIIA ajusté <sup>1</sup>	69,6 %	71,9 %			69,4 %	73,8 %	(4,7) %	69,1 %		
Charges financières	77 159	58 719	18 440	31 %	143 560	118 319	—	118 319	25 241	21 %
Autres produits, montant net	(18 983)	(9 325)	(9 658)	104 %	(39 112)	(21 229)	—	(21 229)	(17 883)	84 %
Amortissements	79 113	59 169	19 944	34 %	159 344	118 054	—	118 054	41 290	35 %
Dépréciation d'actifs non courants	—	6 314	(6 314)	(100) %	—	6 314	—	(6 314)	6 314	(100) %
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées <sup>2</sup> :										
Quote-part de la perte (du bénéfice), avant les charges de dépréciation	(1 222)	(2 993)	1 771	(59) %	986	92 382	(64 197)	28 185	(27 199)	(97) %
Quote-part des charges de dépréciation	—	—	—	— %	—	112 609	—	112 609	(112 609)	(100) %
Variation de la juste valeur des instruments financiers	40 041	4 458	35 583	798 %	80 556	92 167	(72 060)	20 107	60 449	301 %
Charge (recouvrement) d'impôt	1 354	(43 856)	45 210	(103) %	(2 416)	(85 139)	17 071	(68 068)	65 652	(96) %
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>	<b>(24 590)</b>	<b>50 199</b>	<b>(74 789)</b>	<b>(149) %</b>	<b>(59 520)</b>	<b>(167 673)</b>	<b>64 219</b>	<b>(103 454)</b>	<b>43 934</b>	<b>(42) %</b>
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :										
Propriétaires de la société mère	(25 185)	41 102	(66 287)	(161) %	(59 587)	(173 059)	64 219	(108 840)	49 253	(45) %
Participations ne donnant pas le contrôle	595	9 097	(8 502)	(93) %	67	5 386	—	5 386	(5 319)	(99) %
	(24 590)	50 199	(74 789)	(149) %	(59 520)	(167 673)	64 219	(103 454)	43 934	(42) %
(Perte nette) bénéfice net par action attribuable aux propriétaires, de base et dilué(e) (\$)	(0,13)	0,23			(0,31)	(1,01)	0,37	(0,64)		

1. Le BAIIA ajusté et la marge du BAIIA ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

2. Certaines installations sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société.

3. Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, la performance financière et les résultats d'exploitation sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Secteur de la production hydroélectrique

Secteur de la production hydroélectrique	Périodes de trois mois closes les 30 juin			Périodes de six mois closes les 30 juin		
	2022	2021	Variation	2022	2021	Variation
Production (MWh)	1 128 066	1 067 171	6 %	1 602 989	1 380 231	16 %
PMLT (MWh)	1 256 499	1 064 950	18 %	1 794 967	1 434 632	25 %
Produits (en M\$)	100 119	75 926	32 %	166 030	102 496	62 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	23 742	12 899	84 %	43 023	24 979	72 %
BAlIA ajusté (en M\$) <sup>1</sup>	76 377	63 027	21 %	123 007	77 517	59 %
Marge du BAlIA ajusté <sup>1</sup>	76,3 %	83,0 %		74,1 %	75,6 %	
<b>PROPORTIONNEL<sup>1</sup></b>						
Production proportionnelle (MWh)	1 243 834	1 234 012	1 %	1 733 403	1 585 164	9 %
Produits proportionnels (en M\$)	110 506	91 156	21 %	179 647	122 065	47 %
BAlIA ajusté proportionnel (en M\$)	84 192	74 660	13 %	131 962	90 657	46 %
Marge du BAlIA ajusté proportionnel	76,2 %	81,9 %		73,5 %	74,3 %	

1. Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, l'augmentation de 32 % des produits du secteur de la production hydroélectrique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent s'explique principalement par l'acquisition de Curtis Palmer le 25 octobre 2021 et par l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021, dont les résultats sont maintenant inclus dans les produits consolidés d'Innergex. L'augmentation est partiellement compensée par la diminution de la production des centrales de la Colombie-Britannique en raison du temps plus frais qui a retardé la crue des eaux. L'augmentation de 84 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique par l'augmentation des coûts d'entretien de certaines centrales de la Colombie-Britannique, par la hausse des charges découlant de l'acquisition de Curtis Palmer et par les centrales du Chili, à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima. Par conséquent, le BAlIA ajusté<sup>1</sup> a augmenté de 21 % pour s'établir à 76,4 M\$. La baisse de la marge du BAlIA ajusté<sup>1</sup>, qui est passé de 83,0 % à 76,3 %, s'explique surtout par l'apport plus faible des centrales en Colombie-Britannique découlant de la diminution des produits et de la hausse des charges d'exploitation, contrebalancée en partie par l'acquisition de Curtis Palmer, dont les marges sont plus élevées.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, l'augmentation des produits proportionnels<sup>1</sup> du secteur de la production hydroélectrique a été partiellement compensée par les produits des coentreprises et des entreprises associées, qui ont diminué par rapport à ceux de la même période l'an dernier, du fait de l'apport moins élevé des centrales au Chili, leurs résultats étant désormais inclus dans les résultats consolidés de la Société par suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima, et de la diminution des produits attribuable au recul de la production des centrales de la Colombie-Britannique. L'incidence proportionnelle des coentreprises et des entreprises associées sur les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs a diminué principalement dans les centrales au Chili pour la raison évoquée précédemment. Par conséquent, le BAlIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> a augmenté de 13 % pour s'établir à 84,2 M\$.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2022, l'augmentation de 62 % des produits du secteur de la production hydroélectrique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent s'explique principalement par l'acquisition de Curtis Palmer le 25 octobre 2021 et par l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021, dont les résultats sont maintenant inclus dans les produits consolidés d'Innergex. Cette augmentation s'explique également par le paiement de BC Hydro au titre de la réduction. L'augmentation est partiellement compensée par la diminution des produits attribuable au recul de la production des centrales de la Colombie-Britannique en raison du temps plus frais qui a retardé la crue des eaux. L'augmentation de 72% des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique par l'augmentation des coûts d'entretien de certaines centrales de la Colombie-Britannique à la suite des inondations qui ont eu lieu à la fin de 2021, par la hausse des charges découlant de l'acquisition de Curtis Palmer et par les centrales du Chili, à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima. Par conséquent, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> a augmenté de 59 % pour s'établir à 123,0 M\$. La baisse de la marge du BAIIA ajusté<sup>1</sup>, qui est passé de 75,6 % à 74,1%, s'explique surtout par la baisse de l'apport des centrales en Colombie-Britannique découlant de la diminution des produits et de la hausse des charges d'exploitation, contrebalancée en partie par l'acquisition de Curtis Palmer, dont les marges sont plus élevées.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2022, l'augmentation des produits proportionnels<sup>1</sup> du secteur de la production hydroélectrique a été partiellement compensée par les produits des coentreprises et des entreprises associées, qui ont diminué par rapport à ceux de la même période l'an dernier, du fait de l'apport moins élevé des centrales au Chili, leurs résultats étant désormais inclus dans les résultats consolidés de la Société par suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima. L'incidence proportionnelle des coentreprises et des entreprises associées sur les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs a diminué principalement dans les centrales au Chili pour la raison évoquée précédemment. Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> a augmenté de 46 % pour s'établir à 132,0 M\$.

### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Secteur de la production éolienne

	Périodes de trois mois closes les 30 juin			Périodes de six mois closes les 30 juin				
	2022	2021	Variation	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>2</sup>	2021 Normalisé <sup>2</sup>	Variation
<b>Secteur de la production éolienne</b>								
Production (MWh)	1 353 452	1 028 201	32 %	2 916 515	2 324 389	—	2 324 389	25 %
PMLT (MWh)	1 401 788	1 115 257	26 %	2 980 770	2 479 946	—	2 479 946	20 %
Produits (en M\$)	85 638	72 815	18 %	191 535	188 828	(16 801)	172 027	11 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	22 220	15 179	46 %	38 641	31 569	—	31 569	22 %
BAIIA ajusté (en M\$) <sup>1</sup>	63 418	57 636	10 %	152 894	157 259	(16 801)	140 458	9 %
Marge du BAIIA ajusté <sup>1</sup>	74,1 %	79,2 %		79,8 %	83,3 %	(4,3) %	81,6 %	
<b>PROPORTIONNEL<sup>1</sup></b>								
Production proportionnelle (MWh)	1 373 343	1 051 617	31 %	2 975 186	2 570 490	—	2 570 490	16 %
Produits proportionnels (en M\$)	106 962	84 999	26 %	237 020	268 253	(57 107)	211 146	12 %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	83 810	69 024	21 %	196 530	232 614	(57 107)	175 507	12 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	78,4 %	81,2 %		82,9 %	86,7 %	(6,2) %	83,1 %	

1. Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
2. Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, la performance financière et les résultats d'exploitation sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, les produits du secteur de la production éolienne ont augmenté de 18 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la mise en service du parc éolien Griffin Trail le 26 juillet 2021, l'accroissement de la production des parcs éoliens du Québec et l'acquisition des parcs éoliens d'Aela conclue le 9 juin 2022. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse des produits attribuable au recul de la production des parcs éoliens en France et par la diminution du taux de change. L'augmentation de 46 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique par les charges d'exploitation plus élevées à la suite de la mise en service du parc éolien Griffin Trail et par l'acquisition des parcs éoliens d'Aela. Par conséquent, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> de 63,4 M\$ a augmenté de 10 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. La marge du BAIIA ajusté<sup>1</sup> a diminué, passant de 79,2 % à 74,1 %, ce qui s'explique surtout par la mise en service du parc éolien Griffin Trail, dont les marges sont variables.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, l'augmentation des produits proportionnels<sup>1</sup> s'explique par les installations consolidées et la hausse des crédits d'impôt sur la production (« CIP ») générés par les parcs éoliens, surtout par le parc éolien Griffin Trail après sa mise en service le 26 juillet 2021. Les coentreprises et les entreprises associées n'ont pas eu d'incidence importante sur les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs par rapport à la période correspondante de l'an dernier. Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> a augmenté de 21 % pour s'établir à 83,8 M\$.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2022, les produits du secteur de la production éolienne ont augmenté de 11 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas. L'augmentation s'explique principalement par la mise en service du parc éolien Griffin Trail le 26 juillet 2021, l'accroissement de la production des parcs éoliens du Québec et l'acquisition des parcs éoliens d'Aela conclue le 9 juin 2022. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse des produits attribuable au recul de la production des parcs éoliens en France de même que par la diminution des taux de change ainsi que par des problèmes mécaniques et une baisse des prix de vente au parc éolien Foard City. L'augmentation de 22 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique par la mise en service du parc éolien Griffin Trail et l'acquisition des parcs éoliens d'Aela. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par les charges variables moins élevées découlant de la baisse des produits du parc éolien Foard City et par la baisse des charges en France du fait de la diminution du taux de change. Par conséquent, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> de 152,9 M\$ a augmenté de 9 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle le BAIIA ajusté<sup>1</sup> a été normalisé pour exclure les événements de février 2021 au Texas. La marge du BAIIA ajusté<sup>1</sup> a diminué, passant de 81,6 % à 79,8 % sur une base normalisée, ce qui s'explique par la baisse des produits des parcs éoliens en France et par la mise en service de Griffin Trail, dont les marges sont variables, ce qui a été partiellement contrebalancé par la marge plus élevée dégagée au Québec.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2022, l'augmentation des produits proportionnels<sup>1</sup> du secteur de la production éolienne par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas, s'explique par les installations consolidées et la hausse des CIP générés par les parcs éoliens, surtout par le parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service le 26 juillet 2021. L'augmentation a été partiellement compensée par l'exclusion des résultats des installations Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021, à la suite des événements de février 2021 au Texas, jusqu'à leur cession effective le 28 décembre 2021 et le 4 mars 2022, respectivement. L'incidence proportionnelle des coentreprises et des entreprises associées sur les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs a diminué pour les mêmes raisons évoquées plus haut. Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> a augmenté de 12 % pour s'établir à 196,5 M\$, sur une base normalisée.

### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Secteur de la production solaire

	Périodes de trois mois closes les 30 juin			Périodes de six mois closes les 30 juin				
	2022	2021	Variation	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>2</sup>	2021 Normalisé <sup>2</sup>	Variation
<b>Secteur de la production solaire</b>								
Production (MWh)	374 373	300 655	25 %	640 990	477 355	—	477 355	34 %
PMLT (MWh)	442 101	362 854	22 %	758 816	575 373	—	575 373	32 %
Produits (en M\$)	33 989	21 864	55 %	50 904	68 932	(38 166)	30 766	65 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	5 501	2 421	127 %	11 106	5 414	—	2 421	359 %
BAIIA ajusté (en M\$) <sup>1</sup>	28 488	19 443	47 %	39 798	63 518	(38 166)	25 352	57 %
Marge du BAIIA ajusté <sup>1</sup>	83,8 %	88,9 %		78,2 %	92,1 %	(11,2) %	82,4 %	
<b>PROPORTIONNEL<sup>1</sup></b>								
Production proportionnelle (MWh)	374 373	303 299	23 %	640 990	482 895	—	482 895	33 %
Produits proportionnels (en M\$)	33 989	22 245	53 %	50 904	69 817	(38 166)	31 651	61 %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	28 488	19 699	45 %	39 798	64 072	(38 166)	25 906	54 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	83,8 %	88,6 %		78,2 %	91,8 %	(11,5) %	81,8 %	

1. Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

2. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, la performance financière et les résultats d'exploitation sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, les produits du secteur de la production solaire ont augmenté de 55 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la hausse des prix de vente au parc solaire Phoebe, l'acquisition de San Andrés le 28 janvier 2022, la mise en service du parc solaire Hillcrest et l'apport du parc solaire Pampa Elvira à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021. Cette augmentation a été compensée en partie par la baisse des prix de vente au parc solaire Salvador. L'augmentation de 127 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs est attribuable à la hausse des charges d'exploitation découlant de la mise en service du parc solaire Hillcrest en 2021 et de l'acquisition des parcs solaires San Andrés et Pampa Elvira. Par conséquent, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> a augmenté de 47 % pour s'établir à 28,5 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. La diminution de la marge du BAIIA ajusté<sup>1</sup>, de 88,9 % à 83,8 %, s'explique surtout par la mise en service du parc solaire Hillcrest, dont les marges sont plus faibles, compensée en partie par la hausse des produits générés par le parc solaire Phoebe.



Pour la période de six mois close le 30 juin 2022, les produits du secteur de la production solaire ont augmenté de 65 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas. L'augmentation s'explique principalement par la hausse des prix de vente au parc solaire Phoebe, la mise en service du parc solaire Hillcrest en 2021, l'acquisition de San Andrés conclue le 28 janvier 2022 et l'apport du parc solaire Pampa Elvira à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021. L'augmentation de 359 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs est attribuable à la hausse des charges d'exploitation découlant de la mise en service du parc solaire Hillcrest et de l'acquisition des parcs solaires San Andrés et Pampa Elvira. Par conséquent, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> a augmenté de 57 % pour s'établir à 39,8 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle le BAIIA ajusté a été normalisé pour exclure les événements de février 2021 au Texas. La diminution de la marge du BAIIA ajusté<sup>1</sup>, de 82,4 % à 78,2 % sur une base normalisée, s'explique surtout par la mise en service du parc Hillcrest, dont les marges sont plus faibles, compensée en partie par l'acquisition de San Andrés, dont les marges sont plus élevées, et par la hausse des produits générés par le parc solaire Phoebe.

### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Marge consolidée

Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur la performance d'exploitation d'Innergex. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, sur une base consolidée, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> a augmenté de 25 %, passant de 122,7 M\$ à 152,9 M\$, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. La hausse découle de l'augmentation du BAIIA ajusté sectoriel cumulatif<sup>1</sup>, comme il est expliqué dans les sections précédentes. La marge du BAIIA ajusté<sup>1,2</sup> a diminué, passant de 71,9 % à 69,6 %. La diminution est principalement attribuable à la baisse des produits des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, à la diminution des produits des parcs éoliens en France et à certaines installations récemment mises en service et acquises, dont les marges sont plus faibles.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, la marge du BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> a diminué, passant de 73,6 % à 72,0 %. La diminution s'explique par la baisse de la marge du BAIIA ajusté<sup>1,2</sup>, partiellement compensée par la hausse des CIP générés par le parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service le 26 juillet 2021.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2022, sur une base consolidée, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> a augmenté de 34 %, passant de 210,8 M\$ à 283,4 M\$, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle le BAIIA ajusté a été normalisé pour exclure les événements de février 2021 au Texas. La hausse découle essentiellement de l'augmentation du BAIIA ajusté sectoriel cumulatif<sup>1</sup>, comme il est expliqué dans les sections précédentes. La marge du BAIIA ajusté<sup>2</sup> sur une base normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, a augmenté, passant de 69,1 % à 69,4 %. L'augmentation est principalement attribuable au paiement de BC Hydro au titre de la réduction et à l'acquisition de Curtis Palmer, dont les marges sont plus élevées. L'augmentation est contrebalancée en partie par la diminution des produits des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique et par certaines installations récemment mises en service et acquises, dont les marges sont plus faibles.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2022, la marge du BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> sur une base normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, a augmenté, passant de 71,1 % à 71,9 %. Cette augmentation s'explique par la hausse des CIP générés par le parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service le 26 juillet 2021, partiellement compensée par la baisse de la marge du BAIIA ajusté<sup>1,2</sup>.

---

<sup>1</sup> Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

<sup>2</sup> La marge du BAIIA ajusté est une mesure du BAIIA ajusté en pourcentage des produits.

### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Bénéfice net (perte nette)

Perte nette de 24,6 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,13 \$ par action) pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, comparativement à un bénéfice net de 50,2 M\$ (bénéfice de base et dilué de 0,23 \$ par action) pour la période correspondante de 2021.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, l'augmentation de 74,8 M\$ de la perte nette s'explique principalement par :

- une diminution de 45,2 M\$ du recouvrement d'impôt, en raison essentiellement de la reprise des passifs d'impôt différé en 2021 relativement aux installations en coentreprise Flat Top et Shannon, du fait du classement des actifs et des passifs de ces projets comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente;
- une variation défavorable de 25,6 M\$ de la juste valeur latente des instruments financiers se rapportant surtout à l'augmentation des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe de même qu'à une variation défavorable des courbes des taux de change à terme, ce qui a été compensé en partie par une variation favorable des courbes de taux d'intérêt comparativement à la période correspondante de 2021;
- une augmentation de 19,9 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Energía Llaima, d'Aela et de Curtis Palmer et à la mise en service de Griffin Trail et de Hillcrest en 2021;
- une augmentation de 18,4 M\$ des charges financières se rapportant surtout au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest, aux acquisitions d'Energía Llaima et d'Aela et à une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro;
- une variation favorable de 10,0 M\$ de la partie réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à la hausse des prix du marché en 2022, ce qui a une incidence sur la couverture du prix de l'électricité de Phoebe;

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une augmentation de 9,7 M\$ du montant net des autres produits, principalement attribuable aux crédits d'impôt sur la production et aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service au troisième trimestre de 2021.

Perte nette de 59,5 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,31 \$ par action) pour la période de six mois close le 30 juin 2022, comparativement à une perte nette de 167,7 M\$ (perte de base et diluée de 1,01 \$ par action) pour la période correspondante de 2021.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, la diminution de 108,2 M\$ de la perte nette s'explique principalement par :

- une diminution de 204,0 M\$ de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, attribuable surtout :
  - à la comptabilisation de charges de dépréciation totalisant 112,6 M\$ par l'entremise de la quote-part de la perte de la Société des installations en coentreprise Flat Top et Shannon de la Société en 2021;
  - aux événements de février 2021 au Texas, qui ont entraîné une incidence défavorable nette de 64,2 M\$ sur les installations en coentreprise Flat Top et Shannon en 2021 (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour plus d'information);
  - à la comptabilisation d'une perte de 26,9 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché par l'entremise de la quote-part de la perte des installations en coentreprise Flat Top et Shannon en 2021, comparativement à néant en 2022;
- une variation favorable de 61,4 M\$ de la partie réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à l'incidence défavorable nette des événements de février 2021 au Texas en 2021, partiellement compensée par la hausse des prix du marché en 2022, ce qui a une incidence sur la couverture du prix de l'électricité de Phoebe;
- une augmentation de 17,9 M\$ du montant net des autres produits principalement attribuable aux crédits d'impôt sur la production et aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service au troisième trimestre de 2021;

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une diminution de 82,7 M\$ du recouvrement d'impôt, en raison essentiellement de l'incidence des événements de février 2021 au Texas, des charges de dépréciation de Flat Top et de Shannon comptabilisées en 2021 et de la reprise des passifs d'impôt différé en 2021 relativement aux installations en coentreprise Flat Top et Shannon en raison du classement des actifs et des passifs de ces projets comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente;
- une variation défavorable de 49,8 M\$ de la juste valeur latente des instruments financiers, découlant surtout de l'augmentation des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe et de la variation défavorable de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe par suite de son échéance en 2021, facteurs compensés en partie par une variation favorable des courbes de taux d'intérêt comparativement à la période correspondante de 2021;
- une augmentation de 41,3 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Energía Llaima et de Curtis Palmer et à la mise en service de Griffin Trail et de Hillcrest en 2021;
- une augmentation de 25,2 M\$ des charges financières se rapportant surtout au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest mis en service en 2021, aux acquisitions d'Energía Llaima et d'Aela et à une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro.

### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION | (Perte nette ajustée) bénéfice net ajusté

La (perte nette ajustée) le bénéfice net ajusté<sup>1</sup> est une mesure qui a pour but d'éliminer l'incidence sur le bénéfice de certains instruments financiers dérivés et événements non récurrents, qui ne sont pas représentatifs de la performance d'exploitation de la Société. La (perte nette ajustée) le bénéfice net ajusté<sup>1</sup> n'est pas une mesure reconnue selon les IFRS et n'a pas de signification prescrite par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

Les références à la « (perte nette ajustée) au bénéfice net ajusté<sup>1</sup> » visent le bénéfice net (la perte nette) de la Société, auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers, partie réalisée de la couverture de base de Phoebe, perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt, profit réalisé sur les contrats de change à terme, pertes de valeur, éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie de la Société comme les événements de février 2021 au Texas, charge (recouvrement) d'impôt liée à ces éléments, et quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées liée aux éléments ci-dessus, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte.

Le tableau suivant présente un sommaire de la (perte nette ajustée) du bénéfice net ajusté<sup>1</sup> (se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour obtenir un rapprochement avec le compte consolidé de résultat) :

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de six mois closes les	
	2022	2021	2022	2021
Produits	219 746	170 605	408 469	305 289
Charges :				
Charges d'exploitation	50 546	30 163	90 584	61 156
Frais généraux et administratifs	10 540	11 023	24 679	20 773
Charges liées aux projets potentiels	5 788	6 734	9 808	12 523
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	152 872	122 685	283 398	210 837
Charges financières	77 159	58 719	143 560	118 319
Autres produits, montant net	(18 983)	(8 892)	(38 625)	(20 481)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	79 113	59 169	159 344	118 054
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(753)	(3 465)	2 353	1 919
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	12 329	3 745	12 059	91
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	5 553	(5 249)	8 589	1 817
<b>(Perte nette ajustée) bénéfice net ajusté<sup>1</sup></b>	<b>(1 546)</b>	<b>18 658</b>	<b>(3 882)</b>	<b>(8 882)</b>

1. La perte nette ajustée et le BAlIA ajusté ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Perte nette ajustée<sup>1</sup> de 1,5 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, comparativement à un bénéfice net ajusté<sup>1</sup> de 18,7 M\$ pour la période correspondante de 2021.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, l'augmentation de 20,2 M\$ de la perte nette ajustée<sup>1</sup> s'explique principalement par :

- une augmentation de 19,9 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Energía Llaima, d'Aela et de Curtis Palmer et à la mise en service du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest en 2021;
- une augmentation de 18,4 M\$ des charges financières se rapportant surtout au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest, aux acquisitions d'Energía Llaima et d'Aela et à une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro;
- une augmentation de 10,8 M\$ de la charge d'impôt, laquelle s'explique essentiellement par les montants attribuables aux investisseurs participant au partage fiscal;
- une variation défavorable de 8,6 M\$ de la juste valeur latente des instruments financiers, surtout liée à la hausse des prix du marché en 2022 qui a une incidence sur la couverture du prix de l'électricité de Phoebe.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une augmentation de 10,1 M\$ du montant net des autres produits, principalement attribuable aux crédits d'impôt sur la production et aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service au troisième trimestre de 2021.

Perte nette ajustée<sup>1</sup> de 3,9 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2022, comparativement à une perte nette ajustée<sup>1</sup> de 8,9 M\$ pour la période correspondante de 2021.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, la diminution de 5,0 M\$ de la perte nette ajustée<sup>1</sup> s'explique principalement par :

- une augmentation de 18,1 M\$ du montant net des autres produits, principalement attribuable aux crédits d'impôt sur la production et aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service au troisième trimestre de 2021.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une augmentation de 41,3 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Energía Llaima, d'Aela et de Curtis Palmer et à la mise en service du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest en 2021;
- une augmentation de 25,2 M\$ des charges financières se rapportant surtout au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest et aux acquisitions d'Energía Llaima et d'Aela;
- une variation défavorable de 12,0 M\$ de la juste valeur latente des instruments financiers, surtout liée à la hausse des prix du marché en 2022 qui a une incidence sur la couverture du prix de l'électricité de Phoebe;
- une augmentation de 6,8 M\$ de l'impôt sur le résultat, laquelle s'explique essentiellement par les montants attribuables aux investisseurs participant au partage fiscal.

### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Participations ne donnant pas le contrôle

Attribution d'un bénéfice de 0,6 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 9,1 M\$ pour la période correspondante de 2021.

La diminution de 8,5 M\$ du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 30 juin 2022 s'explique essentiellement par :

- une répartition plus élevée des pertes aux participations ne donnant pas le contrôle de Harrison Hydro, du fait surtout d'une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent;
- une variation défavorable de la juste valeur latente des instruments financiers dérivés d'Innergex Europe, ainsi qu'une diminution des produits attribuable à une baisse de la production des installations en France.

Ces facteurs ont été partiellement compensés par :

- le bénéfice attribué aux participations ne donnant pas le contrôle d'Innergex HQI USA à la suite de l'acquisition de Curtis Palmer au quatrième trimestre de 2021.

Attribution d'un bénéfice de 0,1 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de six mois close le 30 juin 2022, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 5,4 M\$ pour la période correspondante de 2021.

La diminution de 5,3 M\$ du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de six mois close le 30 juin 2022 s'explique essentiellement par :

- une répartition plus élevée des pertes aux participations ne donnant pas le contrôle de Harrison Hydro, du fait surtout d'une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent;
- une variation défavorable de la juste valeur latente des instruments financiers dérivés d'Innergex Europe, ainsi qu'une diminution des produits attribuable à une baisse de la production des installations en France.

Ces facteurs ont été partiellement compensés par :

- le bénéfice attribué aux participations ne donnant pas le contrôle d'Innergex HQI USA à la suite de l'acquisition de Curtis Palmer au quatrième trimestre de 2021;
- une hausse contractuelle du pourcentage des attributions aux participations ne donnant pas le contrôle de Mesgi'g Ugju's'n.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Structure du capital

La structure du capital de la Société se compose des éléments suivants, comme il est indiqué ci-après.

	Au 30 juin 2022	Au 31 décembre 2021
<b>Capitaux propres<sup>1</sup></b>		
Actions ordinaires <sup>2</sup>	3 530 993	3 580 388
Actions privilégiées <sup>3</sup>	100 680	109 080
Participations ne donnant pas le contrôle	244 339	267 568
	<b>3 876 012</b>	<b>3 957 036</b>
<b>Prêts et emprunts à long terme<sup>1</sup></b>		
Facilité de crédit renouvelable de la Société	748 211	398 758
Autres dettes de la Société	305 000	295 000
Dettes au niveau des projets	3 953 680	3 562 380
Financement par participation au partage fiscal	441 136	455 967
Débetures convertibles	281 449	280 258
Frais de financement différés	(67 471)	(67 928)
	<b>5 662 005</b>	<b>4 924 435</b>
	<b>9 538 017</b>	<b>8 881 471</b>

1. Les actions ordinaires et privilégiées sont présentées à leur juste valeur au 30 juin 2022 et au 31 décembre 2021, tandis que les participations ne donnant pas le contrôle et les prêts et emprunts à long terme sont présentés à leur valeur comptable.

2. Correspond au nombre d'actions ordinaires en circulation au 30 juin 2022 et au 31 décembre 2021, multiplié par le cours de l'action en vigueur à la clôture du marché, soit 17,30 \$ (18,60 \$ en 2021).

3. Correspond au nombre d'actions privilégiées en circulation au 30 juin 2022 et au 31 décembre 2021, multiplié par le cours des actions privilégiées de série A et de série C en vigueur à la clôture du marché, soit 15,80 \$ et 23,48 \$, respectivement (17,20 \$ et 25,30 \$, respectivement, en 2021).

La stratégie de gestion du capital d'Innergex consiste i) à développer ou à acquérir des installations de production d'énergie renouvelable de haute qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et stables, dans le but d'obtenir des rendements élevés sur le capital investi et ii) à distribuer des dividendes stables.

Innergex détermine le montant du capital requis, et sa répartition entre la dette et les capitaux propres, aux fins de l'acquisition et du développement de nouvelles installations de production d'électricité en fonction des caractéristiques propres en matière de stabilité et de croissance de chacune des installations. Cette détermination vise à assurer la distribution d'un dividende stable tout en maintenant un niveau d'endettement acceptable. En général, les capitaux propres sont la principale source de financement pour le développement des projets, tandis que les prêts et emprunts à long terme servent à financer les projets de construction. La Société prévoit financer de 70 % à 85 % de ses coûts de construction principalement au moyen du financement par emprunt à long terme sans recours ou du financement par participation au partage fiscal pour les projets admissibles aux États-Unis.

La juste valeur des actions ordinaires a principalement subi l'incidence de la variation favorable nette du cours des actions et des actions émises dans le cadre de l'appel public à l'épargne de février 2022 et du placement privé concurrent d'Hydro-Québec (se reporter à la rubrique « Information sur le capital-actions » du présent rapport de gestion pour plus d'information). La structure des actions privilégiées est demeurée stable par rapport au 31 décembre 2021. La juste valeur a donc subi l'incidence de la variation défavorable nette des cours des actions privilégiées. La diminution des participations ne donnant pas le contrôle s'explique principalement par une distribution attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle pendant le trimestre.

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme est surtout attribuable à un prélèvement sur la facilité de crédit renouvelable et à l'acquisition d'une dette liée à un projet, tous deux découlant de l'acquisition d'Aela.

Le taux d'intérêt global effectif des prêts et emprunts à long terme de la Société était de 4,75 % au 30 juin 2022 (4,62 % au 31 décembre 2021).

## Conventions de crédit – conditions financières et non financières significatives

Au 30 juin 2022, la Société et ses filiales ont respecté l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ conclus par diverses filiales de la Société pourraient limiter la capacité de ces filiales de virer des fonds à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Participation au partage fiscal

La Société détient des participations dans certaines installations qui sont admissibles à des incitatifs fiscaux offerts aux installations d'énergie renouvelable aux États-Unis. Compte tenu de son portefeuille actuel d'installations d'énergie renouvelable, la Société ne peut pas pleinement monétiser ces incitatifs fiscaux. Afin de tirer pleinement profit de ces incitatifs, la Société s'associe à des investisseurs participant au partage fiscal (« IPF ») qui investissent dans ces installations en échange d'une quote-part des crédits d'impôt. Les IPF se répartissent une partie du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP ou CII produits et une partie de la trésorerie générée par les installations jusqu'à l'obtention d'un rendement après impôt sur l'investissement convenu à l'avance (le « point de basculement »). Après le point de basculement, une plus faible part de la trésorerie et du bénéfice imposable (de la perte fiscale) générés par l'installation sera retenue par les IPF.

Certaines structures de financement des IPF comprennent un accord de financement partiel avec apport de paiements à l'utilisation aux termes duquel, lorsque la production annuelle réelle en MWh dépasse un certain niveau, les IPF sont tenus de verser un apport en trésorerie (l'« apport de paiements à l'utilisation ») à la Société. L'accord avec apport de paiements à l'utilisation donne lieu à une baisse du placement initial des IPF et leur confère une certaine protection contre le potentiel de sous-performance de l'actif.

Innergex comptabilise les cotisations des IPF comme des prêts et emprunts à long terme, à un montant représentant le produit reçu de l'IPF en échange d'actions de la filiale, déduction faite des éléments suivants :

Éléments ayant une incidence sur le coût amorti du financement de partage fiscal	Description
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	Attribution des CIP à l'IPF, qui découlent de l'énergie produite pendant la période et sont comptabilisés dans le montant net des autres produits à mesure qu'ils sont acquis, et en réduction de la participation au partage fiscal.
Crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)	Attribution des CII à l'IPF, attribuables aux activités de construction et comptabilisés en réduction du coût des actifs auxquels ils se rapportent et de la participation au partage fiscal.
Bénéfice imposable (perte fiscale), y compris les attributs fiscaux comme l'amortissement fiscal accéléré	Attribution du bénéfice imposable et des autres attributs fiscaux à l'IPF comptabilisés dans le montant net des autres produits à mesure qu'ils sont acquis, et en réduction de la participation au partage fiscal.
Charges d'intérêts	Charges d'intérêts, calculées au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif, comptabilisées dans les charges financières à mesure qu'elles sont engagées et comptabilisées comme une hausse du financement au partage fiscal.
Apport de paiements à l'utilisation	Cotisations en trésorerie supplémentaires versées par l'IPF lorsque la production annuelle est supérieure au seuil stipulé par contrat, comptabilisées comme une augmentation du financement de partage fiscal.
Distributions en trésorerie	Attribution en trésorerie à l'IPF, comptabilisée en réduction de la participation au partage fiscal.



## Programme de crédits d'impôt sur la production (« CIP »)

Les lois fiscales actuelles des États-Unis permettent aux projets éoliens de recevoir des crédits d'impôt, qui sont obtenus pour chaque MWh de production au cours des dix premières années d'exploitation du projet. Au 30 juin 2022, les crédits s'élevaient à 26 \$ US/MWh généré et sont soumis à un ajustement annuel de l'IPC. Les projets dont la construction<sup>1</sup> a débuté avant 2017 sont admissibles à la totalité des crédits, qui diminuent annuellement par tranches de 20 %, pour atteindre 60 % des crédits pour les projets dont la construction<sup>1</sup> a débuté entre le 1er janvier et le 31 décembre 2021. Il n'existe pas de CIP pour les projets dont la construction<sup>1</sup> commence à compter du 1er janvier 2022. Certains des projets éoliens à venir d'Innergex sont admissibles aux CIP en vertu de dispositions refuges<sup>1</sup>. Foard City et Griffin Trail étaient admissibles à l'intégralité des crédits.

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF <sup>5</sup>	Placement des IPF (M\$)	Génération annuelle attendue des CIP <sup>3</sup> (M\$)	Apport de paiements à l'utilisation annuel attendu <sup>4</sup> (M\$)	Attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP aux IPF (avant le point de basculement)	Attribution des distributions en trésorerie aux IPF (avant le point de basculement)
Foard City <sup>1,2</sup>	2019	2029	372,7	43,7	4,6	99,00 %	5,00 %
Griffin Trail <sup>1,2</sup>	2021	2031	210,6	27,8	4,9	99,00 %	5,00 %

1. Avant le point de basculement, les distributions en trésorerie à l'IPF sont déterminées en fonction d'un test trimestriel qui mesure la trésorerie générée et cumulée depuis la mise en service commerciale. Une baisse de la production pourrait entraîner une attribution en trésorerie plus élevée à l'IPF ou un changement de point de basculement. Les chiffres fournis se rapportent à 2022.
2. Les IPF dans les projets aux États-Unis exigent généralement certaines garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les IPF dans Foard City et Griffin Trail, Alterra, une filiale d'Innergex, a accordé une garantie pour indemniser les IPF en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.
3. Selon la PMLT brute estimée et le crédit actuel de 26 \$ US/MWh généré pour la période allant de la date de mise en service au point de basculement, converti en dollars canadiens à un taux de 1,2886. La génération des CIP variera en fonction de la production réelle. Les CIP sont soumis à l'inflation annuelle de l'IPC.
4. L'estimation de l'apport de paiements à l'utilisation annuel moyen est fondée sur les CIP générés sur la PMLT brute estimée pour chaque exercice allant de la date de mise en service au point de basculement, converti en dollars canadiens à un taux de 1,2886. L'apport de paiements à l'utilisation sera obtenu en fonction de la production réelle dépassant un certain seuil annuel, sous réserve d'un maximum cumulatif contractuel.
5. Représente le point de basculement prévu des IPF tel qu'estimé à la date du financement final des IPF. Le point de basculement réel peut différer en fonction des résultats d'exploitation respectifs des installations.

## Programme de crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)

Les lois fiscales actuelles des États-Unis permettent aux parcs éoliens et solaires de recevoir un crédit d'impôt fédéral unique, calculé en fonction des coûts en capital des installations. Les projets dont la construction<sup>1</sup> a commencé avant 2021 sont admissibles à des CII de 30 %. Les crédits diminueront ensuite à 26 % pour les projets dont la construction<sup>1</sup> a commencé en 2021 et en 2022, puis à 22 % en 2023 et à 10 % par la suite.

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF <sup>7</sup>	Placement des IPF (M\$)	Attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII entre les IPF (avant le point de basculement)	Attribution privilégiée des distributions en trésorerie entre les IPF (avant le point de basculement)
Phoebe <sup>1,2,3,7</sup>	2019	2026	244,3	67,00 %	10,62 % en sus de la distribution prioritaire
Hillcrest <sup>1,4,5,6,7</sup>	2021	2028	142,2	99,00 %	4,23 % en sus de la distribution prioritaire

1. Les IPF dans les projets aux États-Unis exigent généralement certaines garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Phoebe, Alterra, une filiale d'Innergex, a accordé une garantie pour indemniser les IPF en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.
2. Les montants des distributions en trésorerie de Phoebe aux IPF sont fixes et définis dans l'entente de partenariat des IPF. Tous les montants en trésorerie distribuables supérieurs à ces distributions fixes et définies sont distribués aux taux de 10,62 % à l'IPF, jusqu'à la date du point de basculement.
3. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII à Phoebe est de 67,00 % jusqu'au 31 décembre 2024, puis reviendra à 99,00 % par la suite, jusqu'au point de basculement des IPF.
4. Hillcrest Solar Partners a reçu 22,4 M\$ US (29,8 M\$) de la part de l'IPF en échange de sa participation de membre de catégorie A, ce qui représente 20 % du placement total de l'IPF. Le reste du financement de 90,4 M\$ US (116,5 M\$) a été reçu lors de la mise en service du projet en novembre 2021.
5. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII d'Hillcrest à l'IPF est de 99,00 %. À compter du 1er janvier 2027, l'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) à l'IPF sera de 5,00 %.
6. Les montants des distributions en trésorerie d'Hillcrest à l'IPF sont fixes et définis dans l'entente de partenariat des IPF. Tous les montants en trésorerie distribuables supérieurs à ces distributions fixes et définies sont distribués au taux de 4,23 % à l'IPF, jusqu'à la date du point de basculement.
7. Représente le point de basculement prévu des IPF tel qu'estimé à la date du financement final des IPF. Le point de basculement réel peut différer en fonction des résultats d'exploitation respectifs des installations.

<sup>1</sup> Plus précisément, la réglementation stipule que pour que la construction soit réputée avoir commencé, un projet doit avoir soit investi 5 % du coût total, soit commencé des « travaux physiques de nature significative » et prouver que les travaux liés au projet se poursuivent afin d'être admissible aux crédits.



## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Situation financière

Aux	30 juin 2022	31 décembre 2021
<b>ACTIFS</b>		
<b>Actifs courants</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	224 921	166 266
Liquidités soumises à restrictions	50 969	61 659
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	1 220	1 200
Autres actifs courants	224 336	159 552
<b>Total des actifs courants</b>	<b>501 446</b>	<b>388 677</b>
<b>Actifs non courants</b>		
Immobilisations corporelles	6 122 552	5 513 392
Immobilisations incorporelles	1 197 713	1 043 994
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	132 304	133 398
Goodwill	59 017	60 858
Autres actifs non courants	432 241	255 749
<b>Total des actifs non courants</b>	<b>7 943 827</b>	<b>7 007 391</b>
<b>Total des actifs</b>	<b>8 445 273</b>	<b>7 396 068</b>
<b>PASSIFS</b>		
<b>Passifs courants</b>		
	648 210	733 527
<b>Passifs non courants</b>		
Prêts et emprunts à long terme	5 298 526	4 411 239
Autres passifs non courants	929 781	890 622
<b>Total des passifs non courants</b>	<b>6 228 307</b>	<b>5 301 861</b>
<b>Total des passifs</b>	<b>6 876 517</b>	<b>6 035 388</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 324 417	1 093 112
Participations ne donnant pas le contrôle	244 339	267 568
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>1 568 756</b>	<b>1 360 680</b>
	<b>8 445 273</b>	<b>7 396 068</b>

## Éléments du fonds de roulement

Au 30 juin 2022, le fonds de roulement<sup>1</sup> était négatif de 146,8 M\$, comparativement à un fonds de roulement négatif de 344,9 M\$ en 2021, ce qui s'explique surtout par ce qui suit :

- Les actifs courants s'élevaient à 501,4 M\$ au 30 juin 2022, en hausse de 112,8 M\$ comparativement au 31 décembre 2021, en raison essentiellement d'une augmentation de 58,7 M\$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie (se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion pour obtenir plus d'information), des débiteurs et des charges payées d'avance et autres. L'augmentation des débiteurs est surtout attribuable à l'acquisition d'Aela et à la hausse des produits découlant de l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques au printemps. La hausse des charges payées d'avance et autres s'explique principalement par le calendrier et les installations acquises au Chili.
- Les passifs courants s'élevaient à 648,2 M\$ au 30 juin 2022, en baisse de 85,3 M\$ comparativement au 31 décembre 2021, en raison essentiellement d'une baisse de 148,9 M\$ de la partie courante des prêts et emprunts à long terme, qui a principalement trait à la correction des cas de défaut aux termes des emprunts liés aux projets Phoebe, Duquenco, Beaumont et Vallottes, contrebalancée en partie par le classement du prêt à terme subordonné non garanti de 150,0 M\$ dans la partie courante, compte tenu de son échéance à venir le 6 février 2023.
- Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence défavorable sur le solde du fonds de roulement (se reporter à la rubrique « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information).

La Société estime que son fonds de roulement actuel<sup>1</sup> est suffisant pour combler ses besoins. Au 30 juin 2022, sur les 950,0 M\$ à sa disposition sur la facilité de crédit renouvelable, la Société avait prélevé 748,2 M\$ à titre d'avances de fonds, et un montant de 52,8 M\$ avait été affecté à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 149,0 M\$. En outre, une partie de la facilité de crédit à terme renouvelable a été utilisée pour l'acquisition d'Aela, en attendant le refinancement de la dette sans recours des projets d'Innergex au Chili.

## Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 7 943,8 M\$ au 30 juin 2022, en hausse de 936,4 M\$ comparativement au 31 décembre 2021. L'augmentation est principalement attribuable à un ajout total de 907,6 M\$ aux immobilisations corporelles et incorporelles dans le cadre des acquisitions d'Aela et de San Andrés. De plus, les activités de construction et de développement ont également contribué à une hausse des immobilisations corporelles et des frais de développement de projets totalisant 51,8 M\$, déduction faite des CII recouvrables déduits des coûts de construction de Hale Kuawehi. Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence favorable sur les actifs non courants (se reporter à la rubrique « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information). L'augmentation s'explique également par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, partiellement compensée par l'appréciation du dollar canadien par rapport à l'euro.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par des amortissements de 159,3 M\$ et par une augmentation des courbes de taux d'intérêt, qui a contribué à la baisse de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations incluse dans les immobilisations corporelles.

## Passifs non courants

Les passifs non courants s'élevaient à 6 228,3 M\$ au 30 juin 2022, en hausse de 926,4 M\$ comparativement au 31 décembre 2021. L'augmentation est essentiellement attribuable à une hausse de 887,3 M\$ de la partie non courante des prêts et emprunts à long terme, laquelle découle des prêts et emprunts à long terme pris en charge dans le cadre de l'acquisition d'Aela et des prélèvements nets sur la facilité de crédit à terme renouvelable ayant servi à l'acquisition d'Aela et aux activités de construction et de développement.

Le classement d'emprunts liés aux projets dans la partie non courante à la suite de la correction des cas de défaut des conventions de crédit de Phoebe, de Duquenco, de Beaumont et de Vallottes a également contribué à l'augmentation de la partie non courante des prêts et emprunts à long terme (se reporter à la rubrique « Structure du capital » du présent rapport de gestion pour plus d'information).

---

<sup>1</sup> Le fonds de roulement représente l'excédent ou l'insuffisance des actifs courants sur les passifs courants.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par le classement du prêt à terme subordonné non garanti dans la partie courante, compte tenu de son échéance à venir le 6 février 2023. Les remboursements prévus de capital ont également contribué à la diminution de la partie non courante des prêts et emprunts à long terme. La diminution s'explique également par une variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés (se reporter à la rubrique « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information).

## Capitaux propres

Au 30 juin 2022, les capitaux propres ont augmenté de 208,1 M\$ par rapport à ceux du 31 décembre 2021, principalement en raison des actions émises dans le cadre de l'appel public à l'épargne en février 2022 et du placement privé concurrent d'Hydro-Québec (se reporter à la rubrique « Information sur le capital-actions » du présent rapport de gestion pour plus d'information), et du total du résultat global de 120,8 M\$, facteurs contrebalancés en partie par les dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées de 76,3 M\$ et les distributions de 33,1 M\$ aux participations ne donnant pas le contrôle.

## Instruments financiers dérivés et gestion des risques

La Société utilise des instruments financiers dérivés (« dérivés ») pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts, pour gérer son exposition aux fluctuations du taux de change pour le rapatriement futur des flux de trésorerie de ses activités en France, et pour réduire son exposition au risque de fléchissement du prix de l'électricité.

La juste valeur globale des instruments financiers dérivés correspondait à un actif net de 102,3 M\$ au 30 juin 2022, contre un passif net de 59,4 M\$ au 31 décembre 2021. La variation favorable de la juste valeur latente est principalement attribuable aux dérivés de couverture du taux d'intérêt, qui ont été avantageés par une augmentation des courbes de taux d'intérêt, et aux contrats de change à terme, qui ont été avantageés par une diminution généralisée de la courbe des taux à terme entre l'euro et le dollar canadien. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la variation défavorable de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, en raison de l'augmentation des courbes de prix du marché.

## Éventualités

### **Avis de réduction de BC Hydro**

En mai 2020, Innergex a reçu des avis de BC Hydro en lien avec six centrales hydroélectriques de la Société en Colombie-Britannique indiquant que BC Hydro n'accepterait ni n'achèterait d'énergie dans le cadre des contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») applicables au-delà d'un niveau de réduction spécifié pour la période allant du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020. Les niveaux de réduction spécifiés étaient de 0,0 MWh pour les installations de Jimmie Creek (comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence), d'Upper Lillooet River, de Northwest Stave River et de Boulder Creek, de 2,0 MWh pour l'installation de Tretheway Creek et de 4,0 MWh pour l'installation de Big Silver Creek.

BC Hydro a cité la pandémie de COVID-19 actuelle et les mesures gouvernementales connexes prises en réponse à celle-ci comme constituant un événement de « force majeure » au titre des CAÉ, et entraînant une situation dans laquelle BC Hydro n'était soi-disant pas en mesure d'accepter ou d'acheter de l'énergie au titre des CAÉ. Les avis à Innergex faisaient suite aux déclarations publiques de BC Hydro concernant les mesures qu'elle prenait pour faire face à la réduction de la demande d'électricité durant la pandémie de COVID-19 et aux défis connexes à l'exploitation sécuritaire de son système hydroélectrique.

Innergex a contesté que la pandémie et les mesures gouvernementales connexes empêchaient de quelque façon que ce soit BC Hydro de respecter ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettaient d'invoquer les dispositions de « force majeure » des CAÉ pour suspendre ces obligations. Innergex reconnaît que BC Hydro conserve des droits de « fermeture » en vertu des CAÉ, qui lui permettent d'exiger d'Innergex qu'elle contraigne ou arrête ses installations dans certaines circonstances, notamment pour éviter un risque pour la sécurité ou la stabilité. Lorsque BC Hydro exerce ce droit, elle est tenue, en vertu des CAÉ, d'indemniser Innergex pour l'énergie qui aurait été produite dans les installations en l'absence de la réduction. Innergex s'est conformée à la demande de réduction de BC Hydro, mais l'a fait sous toute réserve, cherchant à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus. Pour la période allant du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction s'élevaient à 12,5 M\$ (14,2 M\$ sur la base des produits proportionnels<sup>2</sup>). Le litige a été réglé au cours du premier trimestre 2022 à la satisfaction d'Innergex.

<sup>2</sup> Les produits proportionnels ne sont pas une mesure reconnue par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

### **Droits d'utilisation de l'eau d'Harrison Hydro L.P.**

Le 23 mars 2017, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau (Comptroller of the Water Rights) a émis des états des redevances ajustés à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les exercices 2011 et 2012, d'un montant total de 3,2 M\$ relativement aux droits d'utilisation de l'eau devant être facturés en vertu de la loi intitulée Water Act. Le montant réclamé a été versé sous toute réserve et Harrison Hydro L.P. et ses filiales ont déposé un avis d'appel de cette décision à l'Environmental Appeal Board.

Le 26 juillet 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une décision autorisant l'appel et a ordonné au contrôleur des droits d'utilisation de l'eau de rembourser à chaque société en commandite la quote-part du montant ajusté des droits d'utilisation de l'eau payé en trop de 3,2 M\$ à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les années 2011 et 2012. Le 22 novembre 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une autre décision confirmant que la somme portera intérêt à compter du 28 juin 2017 jusqu'à la date de son remboursement. Le 20 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique une requête en révision judiciaire de l'ordonnance de l'Environmental Appeal Board de restituer à Harrison Hydro L.P. et ses filiales le montant en droits d'utilisation de l'eau avec intérêts. Les sociétés en commandite ont déposé leur réponse à la requête le 14 avril 2020. L'audience a eu lieu à Victoria au cours de la dernière semaine de septembre 2020. Une décision a été rendue le 9 février 2021 par la Cour suprême de la Colombie-Britannique, qui a conclu que la décision de l'Environmental Appeal Board était raisonnable et a donc rejeté la requête du contrôleur des droits d'utilisation de l'eau. Le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a ensuite fait appel de la décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique, appel qui a été rejeté à l'unanimité par la Cour d'appel de la Colombie-Britannique le 7 janvier 2022. La Société a comptabilisé le montant de 3,2 M\$ dans les comptes consolidés de résultat au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Un montant total de 3,4 M\$, y compris les intérêts, a été reçu par la Société au premier trimestre de 2022.

### **Arrangements hors bilan**

Au 30 juin 2022, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 226,6 M\$, y compris un montant de 52,8 M\$ au titre de ses facilités de crédit disponibles, afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. Ces lettres de crédit ont été émises en guise de garantie de paiement pour divers projets en cours de construction et en guise de garantie d'exécution ou de garantie financière aux termes de CAÉ et d'autres obligations contractuelles. À cette date, Innergex avait également émis des garanties de société pour un montant total de 107,4 M\$ en vue principalement de garantir les activités de certains projets potentiels. Les garanties de société ont également servi à soutenir les instruments de couverture à long terme de ses activités en France et la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.

Les investisseurs participant au partage fiscal dans les projets aux États-Unis exigent généralement des garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Kokomo, Spartan, Foard City, Phoebe, Hillcrest, Griffin Trail et Mountain Air, Alterra Power Corp., une filiale d'Innergex, a accordé des garanties sur le financement de ces investissements pour indemniser les investisseurs en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives ou de tout autre événement. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des éléments qui relèvent essentiellement de son contrôle et dont la survenue est très peu probable. En ce qui a trait au parc solaire Phoebe, Alterra a fourni une garantie en faveur du projet, qui ne devient exigible que dans le cas peu probable où les investisseurs participant au partage fiscal décident de se prévaloir des indemnités prévues par la garantie.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Flux de trésorerie

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin			
	2022	2021	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours)	2021 Normalisé <sup>1</sup>
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>						
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	67 628	49 639	152 486	109 609	(16 801)	92 808
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>						
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	345 836	(3 684)	349 754	41 501	—	41 501
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>						
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(394 417)	(72 666)	(444 687)	(154 550)	—	(154 550)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	4 337	(1 034)	1 102	(4 380)	—	(4 380)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	23 384	(27 745)	58 655	(7 820)	(16 801)	(24 621)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	201 537	181 390	166 266	161 465	—	161 465
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période</b>	<b>224 921</b>	<b>153 645</b>	<b>224 921</b>	<b>153 645</b>	<b>(16 801)</b>	<b>136 844</b>

1. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

### Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 67,6 M\$, contre 49,6 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation s'explique principalement par l'apport des acquisitions d'Energía Llaima, de Licán, de Curtis Palmer, de San Andrés et d'Aela ainsi que par la mise en service de Hillcrest et de Griffin Trail. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par une distribution reçue d'Energía Llaima au deuxième trimestre de 2021.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2022, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 152,5 M\$, contre 109,6 \$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation est principalement attribuable à l'apport des acquisitions d'Energía Llaima, de Licán, de Curtis Palmer, de San Andrés et d'Aela, à la mise en service de Hillcrest et de Griffin Trail ainsi qu'au paiement de BC Hydro au titre de la réduction. Ces éléments ont été neutralisés en partie par la distribution reçue d'Energía Llaima au deuxième trimestre de 2021 et par les événements de février 2021 au Texas, qui ont contribué à hauteur de 16,8 M\$ à l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période comparative, étant donné que le montant net de 33,9 M\$ à payer par le parc solaire Phoebe relativement aux événements de février 2021 au Texas est demeuré impayé jusqu'au 19 juillet 2021.

### Entrées de trésorerie liées aux activités de financement

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 345,8 M\$, par rapport à des sorties de 3,7 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse nette de 413,7 M\$ des prêts et emprunts à long terme en 2022, laquelle s'explique par l'acquisition d'Aela et les ajouts aux immobilisations corporelles. Ces chiffres se comparent aux prélèvements nets de 41,5 M\$ en 2021, qui avaient surtout trait à la construction du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest. L'augmentation des entrées de trésorerie liées aux activités de financement a été partiellement contrebalancée par les distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle de Curtis Palmer vers la fin de 2021.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2022, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 349,8 M\$, en regard de 41,5 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse nette de 266,2 M\$ des prêts et emprunts à long terme en 2022, laquelle s'explique essentiellement par les acquisitions de San Andrés et d'Aela et les ajouts aux immobilisations corporelles. Ces chiffres se comparent à une augmentation nette de 125,6 M\$ en 2021, qui avait surtout trait à la construction du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest. L'augmentation s'explique également par l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de l'appel public à l'épargne et du placement privé d'Hydro-Québec en février 2022, pour un montant total de 202,2 M\$, utilisé pour l'acquisition d'Aela. L'augmentation des entrées de trésorerie liées aux activités de financement a été partiellement contrebalancée par les distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle de Curtis Palmer vers la fin de 2021.

### Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2022, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 394,4 M\$, par rapport à 72,7 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation s'explique principalement par la contrepartie versée pour l'acquisition d'Aela, compensée en partie par les ajouts aux immobilisations corporelles réalisés pour le parc éolien Griffin Trail et le parc solaire Hillcrest en 2021.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2022, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 444,7 M\$, contre 154,6 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation s'explique principalement par la contrepartie versée pour les acquisitions de San Andrés et d'Aela, compensée en partie par les ajouts aux immobilisations corporelles réalisés pour le parc éolien Griffin Trail et le parc solaire Hillcrest en 2021.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution

Calcul des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution <sup>1</sup>	Périodes de douze mois closes les 30 juin			
	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>4</sup>	2021 Normalisé <sup>4</sup>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>5</sup>	308 384	252 213	(16 801)	235 412
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>				
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	45 659	596	33 894	34 490
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(9 095)	(4 921)	—	(4 921)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(161 411)	(155 540)	—	(155 540)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>2</sup>	(35 900)	(18 506)	—	(18 506)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 632)	(5 787)	—	(5 787)
<i>Ajouter (déduire) les éléments spécifiques suivants<sup>3</sup> :</i>				
Perte réalisée sur les contreparties conditionnelles (Profit réalisé) perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	—	3 568	—	3 568
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées (Profit réalisé) perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	(377)	2 885	—	2 885
	9 660	1 696	—	1 696
	(2 300)	498	(1 304)	(806)
<b>Flux de trésorerie disponibles<sup>4</sup></b>	<b>148 988</b>	<b>76 702</b>	<b>15 789</b>	<b>92 491</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	142 824	125 711	—	125 711
<b>Ratio de distribution<sup>4</sup></b>	<b>96 %</b>	<b>164 %</b>	<b>(28)%</b>	<b>136 %</b>
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>				
Charges liées aux projets potentiels	24 652			20 830
<b>Flux de trésorerie disponibles ajustés</b>	<b>173 640</b>			<b>113 321</b>
<b>Ratio de distribution ajusté</b>	<b>82 %</b>			<b>111 %</b>

- 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 conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».
- 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.
- Ces éléments sont exclus des calculs des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution, car ils sont jugés non représentatifs de la capacité de la Société à générer des liquidités à long terme, et comprennent des éléments tels que les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe, compte tenu de leur occurrence limitée (échéance atteinte le 31 décembre 2021), les profits et les pertes réalisés sur les contreparties conditionnelles relatives à des acquisitions d'entreprises antérieures, les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées, les pertes ou profits réalisés sur le refinancement de certains emprunts ou sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur certains emprunts ou le taux de change sur les achats d'équipement, et les paiements d'impôt liés aux stratégies fiscales visant à améliorer la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.
- Pour la période de douze mois close le 30 juin 2021, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.
- Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période de douze mois close le 30 juin 2022 comprennent le paiement ponctuel de BC Hydro au titre de la réduction reçu au cours du premier trimestre 2022.



## Flux de trésorerie disponibles

Pour la période de douze mois close le 30 juin 2022, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup> de 149,0 M\$, comparativement à 76,7 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent (flux de trésorerie disponibles normalisés<sup>1, 2</sup> de 92,5 M\$, compte non tenu de l'incidence des événements de février 2021 au Texas – se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour obtenir plus d'information).

Les flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup> ont augmenté de 56,5 M\$ par rapport aux flux de trésorerie disponibles normalisés<sup>1, 2</sup> au cours de la période comparative, en raison principalement :

- de l'apport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation des acquisitions d'Energía Llaima, de Licán, de Curtis Palmer, de San Andrés et d'Aela ainsi que de la mise en service de Hillcrest et de Griffin Trail;
- de l'augmentation des produits attribuable au paiement de BC Hydro au titre de la réduction.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- la hausse des remboursements de capital sur la dette découlant de l'acquisition d'Energía Llaima au troisième trimestre de 2021 et du commencement du remboursement de capital sur la dette au titre de l'emprunt lié au projet Upper Lillooet/Boulder Creek;
- l'augmentation des flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle, du fait surtout de l'acquisition de Curtis Palmer;
- une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation du parc solaire Phoebe, en raison surtout d'un écart défavorable entre les ventes au point d'injection de Phoebe et les achats au réseau ERCOT South.

## Ratio de distribution

Pour la période de douze mois close le 30 juin 2022, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 96 % des flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup>, comparativement à 164 % pour la même période de l'an dernier. Compte non tenu de l'incidence des événements de février 2021 au Texas (veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour plus d'information), les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société pour la période correspondante de l'exercice précédent ont représenté 136 % des flux de trésorerie disponibles normalisés<sup>1, 2</sup>.

---

<sup>1</sup> Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas une mesure conforme aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

<sup>2</sup> Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.



## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Information sur le capital-actions

### Titres de participation de la Société

	Aux		
	2 août 2022	30 juin 2022	31 décembre 2021
Nombre d'actions ordinaires	204 116 917	204 103 658	192 493 999
Nombre de débetures convertibles à 4,75 %	148 023	148 023	148 023
Nombre de débetures convertibles à 4,65 %	142 056	142 056	142 056
Nombre d'actions privilégiées de série A	3 400 000	3 400 000	3 400 000
Nombre d'actions privilégiées de série C	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Nombre d'options sur actions en circulation	316 922	316 922	265 570

À la clôture des marchés le 2 août 2022 et depuis le 30 juin 2022, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est principalement attribuable à l'émission de 13 259 actions ordinaires en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 30 juin 2022, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 décembre 2021 était attribuable à ce qui suit :

- l'émission de 9 718 650 actions ordinaires dans le cadre de l'appel public à l'épargne conclu le 22 février 2022. Parallèlement à la clôture de l'appel public à l'épargne, la Société a émis 2 100 000 actions ordinaires pour faire en sorte qu'Hydro-Québec maintienne sa participation;
- l'émission de 44 690 actions ordinaires en vertu du RRD.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- les 253 681 actions ordinaires achetées et annulées par la Société en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui est arrivée à échéance le 23 mai 2022, pour une contrepartie en trésorerie totale de 4,6 M\$.

### **Nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités**

La Société a reçu de la Bourse de Toronto (« TSX ») l'autorisation d'effectuer une offre publique de rachat dans le cours normal des activités relativement à ses actions ordinaires et privilégiées (la « nouvelle offre »). Conformément à la nouvelle offre, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 4 082 073 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 2 % des 204 103 658 actions ordinaires de la Société émises et en circulation au 11 mai 2022. La Société pouvait racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 68 000 de ses actions privilégiées de série A, ce qui représente environ 2 % des 3 400 000 actions privilégiées de série A de la Société émises et en circulation au 11 mai 2022. La Société pouvait racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 40 000 de ses actions privilégiées de série C, ce qui représente environ 2 % des 2 000 000 d'actions privilégiées de série C de la Société émises et en circulation au 11 mai 2022. La nouvelle offre a débuté le 24 mai 2022 et prendra fin le 23 mai 2023.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Dividendes

La politique de dividende de la Société est déterminée par le conseil d'administration et se fonde sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie, le bilan financier de la Société, les clauses restrictives de ses dettes, ses perspectives de croissance à long terme, les critères de solvabilité imposés par les lois sur les sociétés aux fins de la déclaration de dividendes, et d'autres critères pertinents.

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin 2022		Périodes de trois mois closes les 30 juin 2021		Périodes de six mois closes les 30 juin 2022		Périodes de six mois closes les 30 juin 2021	
	\$/action	Total	\$/action	Total	\$/action	Total	\$/action	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires <sup>1</sup>	0,180	36 739	0,180	31 433	0,3600	73 472	0,3600	62 877
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,2028	689	0,2028	689	0,4055	1 379	0,4055	1 379
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	0,3594	718	0,3594	718	0,7188	1 437	0,7188	1 437

1. L'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires est attribuable aux émissions d'actions ordinaires par suite des acquisitions, des appels publics à l'épargne et des placements privés d'Hydro-Québec, et à l'émission d'actions ordinaires en vertu du RRD, ces facteurs ayant été contrebalancés en partie par les actions ordinaires rachetées et annulées aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 17 octobre 2022 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire	Dividende par action privilégiée de série A	Dividende par action privilégiée de série C
3 août 2022	30 septembre 2022	17 octobre 2022	0,180 \$	0,202750 \$	0,359375 \$

## 5- MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport de gestion a été préparé en conformité avec les IFRS. Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion 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 d'Innergex, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et sa capacité à financer sa croissance. Ces indicateurs facilitent également la comparaison des résultats sur différentes périodes. Les produits proportionnels, le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel, la marge du BAIIA ajusté proportionnel, la perte nette ajustée, 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, BAIIA ajusté, et marge et mesures proportionnelles correspondantes**

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, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation.

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent le résultat net auquel est ajouté (duquel est déduit) la charge (le recouvrement) d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, les charges de dépréciation, le montant net des autres produits, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et la variation de la juste valeur des instruments financiers. 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'exploitation d'Innergex, les autres produits liés aux CIP, la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation.

Les références à la « marge du BAIIA ajusté » dans le présent document visent le BAIIA ajusté divisé par les produits. Les références à la « marge du BAIIA ajusté proportionnel » dans le présent document visent le BAIIA ajusté proportionnel divisé par les produits proportionnels.

Innergex estime que la présentation de ces mesures permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les investisseurs utilisent le BAIIA ajusté pour évaluer la performance d'exploitation et les activités génératrices de trésorerie, et pour établir des prévisions et des évaluations financières. Les investisseurs utilisent les produits proportionnels et le BAIIA ajusté proportionnel pour évaluer l'apport des coentreprises et des entreprises associées à la performance d'exploitation et aux activités génératrices de trésorerie de la Société, ainsi que leur apport aux fins des prévisions et des évaluations financières. De plus, les produits proportionnels et le BAIIA ajusté proportionnel aident les investisseurs à apprécier l'importance relative des CIP générés par les activités et à évaluer leur apport à la performance d'exploitation de la Société, car les CIP constituent une partie importante des caractéristiques économiques de certains projets éoliens aux États-Unis. Les investisseurs utilisent la marge du BAIIA ajusté et la marge du BAIIA ajusté proportionnel pour comprendre l'importance relative de certains territoires, qui sont exposés à divers milieux concurrentiels et conditions de tarification de l'énergie, dans la performance d'exploitation de la Société et de ses secteurs isolables. Les lecteurs sont avisés que les produits proportionnels ne doivent pas être considérés comme un substitut aux produits, déterminés conformément aux IFRS. Les lecteurs sont également avisés que le BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel, la marge du BAIIA ajusté, et la marge du BAIIA ajusté proportionnel ne doivent pas être interprétés comme un substitut au résultat net établi conformément aux IFRS. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Performance financière et résultats d'exploitation ».

Le tableau ci-dessous contient un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS avec les mesures conformes aux IFRS qui s'y rapprochent le plus :

	Période de trois mois close le 30 juin 2022				Période de trois mois close le 30 juin 2021			
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel
Produits	219 746	12 944	18 767	251 457	170 605	18 302	9 493	198 400
Perte nette (bénéfice net)	(24 590)	—	—	(24 590)	50 199	—	—	50 199
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	1 354	—	—	1 354	(43 856)	(804)	—	(44 660)
Charges financières	77 159	4 476	—	81 635	58 719	5 210	—	63 929
Amortissements	79 113	4 222	—	83 335	59 169	5 610	—	64 779
Dépréciation d'actifs non courants	—	—	—	—	6 314	—	—	6 314
BAIIA	133 036	8 698	—	141 734	130 545	10 016	—	140 561
Autres produits (charges), montant net, avant les CIP	(216)	(14)	—	(230)	168	2	—	170
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	(18 767)	—	18 767	—	(9 493)	—	9 493	—
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(1 222)	1 222	—	—	(2 993)	2 993	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	40 041	(466)	—	39 575	4 458	773	—	5 231
BAIIA ajusté	152 872	9 440	18 767	181 079	122 685	13 784	9 493	145 962
Marge du BAIIA ajusté	69,6 %	72,9 %		72,0 %	71,9 %	75,3 %		73,6 %

	Période de six mois close le 30 juin 2022				Période de six mois close le 30 juin 2021			
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel
Produits	408 469	21 288	37 814	467 571	360 256	72 963	26 916	460 135
Perte nette	(59 520)	—	—	(59 520)	(167 673)	—	—	(167 673)
Recouvrement d'impôt sur le résultat	(2 416)	—	—	(2 416)	(85 139)	(31)	—	(85 170)
Charges financières	143 560	8 900	—	152 460	118 319	14 305	—	132 624
Amortissements	159 344	8 418	—	167 762	118 054	14 565	—	132 619
Dépréciation d'actifs non courants	—	—	—	—	6 314	112 609	—	118 923
BAIIA	240 968	17 318	—	258 286	(10 125)	141 448	—	131 323
Autres produits, montant net, avant les CIP	(1 298)	(189)	—	(1 487)	(347)	1 870	—	1 523
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	(37 814)	—	37 814	—	(20 882)	(6 034)	26 916	—
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	986	(986)	—	—	204 991	(204 991)	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	80 556	(1 366)	—	79 190	92 167	129 840	—	222 007
BAIIA ajusté	283 398	14 777	37 814	335 989	265 804	62 133	26 916	354 853
Marge du BAIIA ajusté	69,4 %	69,4 %		71,9 %	73,8 %	85,2 %		77,1 %

### (Perte nette ajustée) bénéfice net ajusté

Les références à la « (perte nette ajustée) au bénéfice net ajusté » visent le bénéfice net (la perte nette) de la Société, auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés, partie réalisée de la couverture de base de Phoebe, perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt, profit réalisé sur les contrats de change à terme, pertes de valeur, éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie de la Société comme les événements de février 2021 au Texas, charge d'impôt nette liée (recouvrement d'impôt net lié) à ces éléments, et quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées liée aux éléments ci-dessus, déduction faite de l'impôt sur le résultat qui s'y rapporte.

La (perte nette ajustée) le bénéfice net ajusté est une mesure qui a pour but d'éliminer l'incidence sur le bénéfice de certains instruments financiers dérivés et d'autres éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie de la Société, qui ne sont pas représentatifs de la performance d'exploitation de la Société. Innergex fait appel aux instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition à différents risques. La comptabilisation des dérivés exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché. Lorsque la comptabilité de couverture n'est pas appliquée, les variations de la juste valeur des dérivés sont comptabilisées directement dans le bénéfice net (la perte nette). Ces variations latentes n'ont pas d'incidence immédiate sur la trésorerie, peuvent se résorber ou non au moment où les règlements se produisent et ne reflètent pas le modèle d'affaires de la Société à l'égard des dérivés, lesquels sont détenus pour leurs flux de trésorerie à long terme, pour toute la durée de vie d'un projet. En outre, la Société a recours à des contrats de change à terme pour couvrir sa participation nette dans ses filiales en France. La direction estime donc que les profits réalisés (les pertes réalisées) sur ces contrats ne sont pas représentatifs des activités d'Innergex.

Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les investisseurs utilisent la perte nette ajustée pour évaluer et comparer la rentabilité d'Innergex avant l'incidence de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés et d'autres éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie de la Société. Les lecteurs sont avisés que la (perte nette ajustée) le bénéfice net ajusté ne doit pas être considéré(e) 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) du bénéfice net ajusté.

Le tableau ci-dessous contient un rapprochement de la (perte nette ajustée) du bénéfice net ajusté avec la mesure conforme aux IFRS qui s'y rapproche le plus :

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de six mois closes les	
	2022	2021	2022	2021
(Perte nette) bénéfice net	(24 590)	50 199	(59 520)	(167 673)
<i>Ajouter (déduire) :</i>				
Événements de février 2021 au Texas				
Produits	—	—	—	(54 967)
Couverture du prix de l'électricité	—	—	—	70 756
Quote-part de la perte de Flat Top et de Shannon	—	—	—	64 197
Quote-part de la dépréciation de Flat Top et de Shannon	—	—	—	112 609
Quote-part de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	(345)	344	(1 005)	20 781
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	27 712	2 158	68 497	18 681
Dépréciation d'actifs non courants	—	6 314	—	6 314
Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	—	—	—	2 885
Profit réalisé sur la couverture de base de Phoebe	—	(1 445)	—	(246)
Profit réalisé sur les contrats de change à terme	—	(433)	(487)	(748)
Recouvrement d'impôt lié aux éléments ci-dessus	(4 323)	(38 479)	(11 367)	(81 471)
<b>(Perte nette ajustée) bénéfice net ajusté</b>	<b>(1 546)</b>	<b>18 658</b>	<b>(3 882)</b>	<b>(8 882)</b>

Le tableau ci-dessous contient un rapprochement des ajustements de la (perte nette ajustée) du bénéfice net ajusté avec chaque poste du compte consolidé de résultat :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin						Périodes de six mois closes les 30 juin					
	2022			2021			2022			2021		
	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS
Produits	219 746	—	219 746	170 605	—	170 605	408 469	—	408 469	360 256	(54 967)	305 289
Charges d'exploitation	50 546	—	50 546	30 163	—	30 163	90 584	—	90 584	61 156	—	61 156
Frais généraux et administratifs	10 540	—	10 540	11 023	—	11 023	24 679	—	24 679	20 773	—	20 773
Charges liées aux projets potentiels	5 788	—	5 788	6 734	—	6 734	9 808	—	9 808	12 523	—	12 523
BAIIA ajusté	152 872	—	152 872	122 685	—	122 685	283 398	—	283 398	265 804	(54 967)	210 837
Charges financières	77 159	—	77 159	58 719	—	58 719	143 560	—	143 560	118 319	—	118 319
Autres produits, montant net	(18 983)	—	(18 983)	(9 325)	433	(8 892)	(39 112)	487	(38 625)	(21 229)	748	(20 481)
Amortissements	79 113	—	79 113	59 169	—	59 169	159 344	—	159 344	118 054	—	118 054
Dépréciation d'actifs non courants	—	—	—	6 314	(6 314)	—	—	—	—	6 314	(6 314)	—
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(1 222)	469	(753)	(2 993)	(472)	(3 465)	986	1 367	2 353	204 991	(203 072)	1 919
Variation de la juste valeur des instruments financiers	40 041	(27 712)	12 329	4 458	(713)	3 745	80 556	(68 497)	12 059	92 167	(92 076)	91
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	1 354	4 199	5 553	(43 856)	38 607	(5 249)	(2 416)	11 005	8 589	(85 139)	86 956	1 817
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>	<b>(24 590)</b>	<b>23 044</b>	<b>(1 546)</b>	<b>50 199</b>	<b>(31 541)</b>	<b>18 658</b>	<b>(59 520)</b>	<b>55 638</b>	<b>(3 882)</b>	<b>(167 673)</b>	<b>158 791</b>	<b>(8 882)</b>



## 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, la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, et les dividendes déclarés sur les actions privilégiées, 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 profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe, compte tenu de leur occurrence limitée, les profits et les pertes réalisés sur les contreparties conditionnelles relatives à des acquisitions d'entreprises antérieures, les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées, les pertes ou profits réalisés sur le refinancement de certains emprunts ou sur les instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur certains emprunts ou le taux de change sur les achats d'équipement, et les paiements d'impôt liés aux stratégies fiscales visant à améliorer la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.

Le ratio de distribution est une mesure de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels ainsi que de sa capacité à financer sa croissance à partir de ses activités génératrices de trésorerie, dans le cours normal des activités. Il tient compte de la décision de la Société d'investir tous les ans dans le développement de ses projets potentiels; ces investissements doivent être passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. La Société considère que ces investissements sont essentiels à sa croissance et à sa réussite à long terme, car elle estime que le développement de projets d'énergie renouvelable présente les meilleurs taux de rendement internes potentiels et représente l'utilisation la plus efficace de l'expertise et des compétences à valeur ajoutée de la direction.

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 sa capacité à financer sa croissance. Les flux de trésorerie disponibles sont utilisés par les investisseurs dans cette optique. 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 obtenir un 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. Les investisseurs utilisent les flux de trésorerie disponibles ajustés pour évaluer les capacités de génération de liquidités de la Société et sa capacité à maintenir les niveaux de dividende actuels, compte non tenu de l'incidence de la décision de la Société d'investir tous les ans dans sa croissance en développant ses projets potentiels.

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 de sa capacité à financer sa croissance. Le ratio de distribution est utilisé par les investisseurs dans cette optique.

Les références au « ratio de distribution ajusté » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles ajustés. Les investisseurs utilisent le ratio de distribution ajusté pour évaluer la capacité de la Société à maintenir les niveaux de dividende actuels, compte non tenu de l'incidence de la décision de la Société d'investir tous les ans dans sa croissance en développant ses projets potentiels.

## 6- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Secteurs géographiques - Actifs non courants

	Aux	
	30 juin 2022	31 décembre 2021
<b>Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé<sup>1</sup></b>		
Canada	3 290 331	3 390 029
États-Unis	2 316 912	2 301 353
France	715 488	801 752
Chili	1 358 671	423 856
	<b>7 681 402</b>	<b>6 916 990</b>

1. Comprend les participations dans les coentreprises et entreprises associées.

## 6- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Secteurs géographiques - Produits

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de six mois closes les	
	30 juin		30 juin	
	2022	2021	2022	2021
<b>Produits</b>				
Canada	114 256	119 566	219 263	202 716
États-Unis	62 978	26 291	106 291	102 324
France	16 065	20 832	43 461	49 200
Chili	26 447	3 916	39 454	6 016
	<b>219 746</b>	<b>170 605</b>	<b>408 469</b>	<b>360 256</b>

## 6- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Information financière trimestrielle historique

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les							
	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020
Production (MWh)	2 855 891	2 304 600	2 583 157	2 290 086	2 396 027	1 785 947	2 186 961	2 021 559
Produits	219,7	188,7	202,4	184,6	170,6	189,7	167,9	162,7
Charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels	66,9	58,2	65,1	62,1	47,9	46,6	50,1	54,2
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	152,9	130,5	137,3	122,5	122,7	143,1	117,8	108,5
(Perte nette) bénéfice net	(24,6)	(34,9)	5,7	(23,5)	50,2	(217,9)	11,9	7,5
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(25,2)	(34,4)	(2,3)	(16,4)	41,1	(214,2)	11,9	11,7
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	(0,13)	(0,18)	(0,02)	(0,10)	0,23	(1,24)	0,06	0,06
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	36,7	36,7	34,6	34,7	31,4	31,4	31,4	31,4
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

La production, les produits, le bénéfice net et les flux de trésorerie de la Société varient selon la saison, tant sur le plan géographique que sur celui des sources d'énergie. Pour obtenir plus d'information sur la saisonnalité, se reporter à la rubrique « Aperçu des activités | Environnement commercial - Caractère saisonnier des activités » du présent rapport de gestion.

# ÉVÉNEMENTS DE FÉVRIER 2021 AU TEXAS – RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Tous les montants sont exprimés en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire.

## Présence d'Innergex au Texas

Nom	Emplacement	Type	Statut	Participation de commanditaire (%)	Puissance installée brute (MW)	Type de contrat
Foard City	Comté de Foard	Éolien	En exploitation	100	350,3	Contrat d'achat d'électricité et prix du marché
Phoebe	Comté de Winkler	Solaire	En exploitation	100	250,0	Couverture du prix de l'électricité
Flat Top	Comté de Mills	Éolien	En exploitation	51	200,0	Couverture du prix de l'électricité
Shannon	Comté de Clay	Éolien	En exploitation	50	204,0	Couverture du prix de l'électricité
Griffin Trail	Comtés de Knox et de Baylor	Éolien	En exploitation	100	225,6	Prix du marché

## 1. DESCRIPTION DES ÉVÉNEMENTS AU TEXAS

- En février 2021, les conditions météorologiques hivernales extrêmes sans précédent et la défaillance du marché de l'électricité qui en a découlé ont paralysé l'État du Texas, aux États-Unis. Ces conditions météorologiques hivernales extrêmes sans précédent ont poussé le gouvernement du Texas à déclarer l'état de catastrophe majeure et le gouvernement américain à déclarer l'état d'urgence.
- La tempête a perturbé la production, le transport et la distribution d'électricité, ce qui a eu une incidence considérable sur les prix. En raison de ces perturbations, les prix de gros de l'électricité de l'Electric Reliability Council of Texas (« ERCOT ») ont atteint le plafond de 9 000 \$ US par MWh et sont restés à ce niveau pendant une période prolongée.
- Les événements de février 2021 au Texas ont duré du 11 au 19 février 2021 et les chiffres fournis ci-après sont normalisés pour cette période.

### 1.1 Résumé des conséquences par installation

Le tableau suivant présente un rapprochement de la production et des conséquences financières, avant impôt sur le résultat, découlant des événements de février 2021 au Texas, et ce par installation :

	Pour la période de 9 jours allant du 11 février au 19 février 2021							
	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Obligation de couverture (MWh) <sup>1</sup>	Prix de couverture (\$ US)	Produits	Couverture du prix de l'électricité	Couverture de base	Total des conséquences financières
<b>Installations consolidées</b>								
Foard City	29 464	35 175	s. o.	18,13	16 801	—	—	16 801
Phoebe	5 996	14 550	13 473	33,10	38 166	(70 756)	(1 304)	(33 894)
Total – installations consolidées					54 967	(70 756)	(1 304)	(17 093)
<b>Installations en coentreprises</b>								
Flat Top	2 046	24 507	19 152	22,60	15 316	(113 609)	—	(98 293)
Shannon	15 546	18 533	15 480	26,20	64 989	(93 123)	—	(28 134)
Total – installations en coentreprise								(126 427)
Total – quote-part de la perte des installations en coentreprise d'Innergex								(64 197)
<b>Total – conséquences financières consolidées, avant impôt sur le résultat</b>								<b>(81 290)</b>

1. Les obligations de couverture sont fondées sur des engagements horaires en MWh. Par conséquent, la production réelle n'est pas toujours indicative du respect de l'obligation de couverture.

## 2. CONSÉQUENCES FINANCIÈRES ET RENSEIGNEMENTS FINANCIERS NORMALISÉS

### 2.1 Incidence sur le compte consolidé de résultat

L'installation Phoebe fait l'objet de couvertures du prix de l'électricité. En outre, avant leur vente respective le 28 décembre 2021 et le 4 mars 2022, les installations Flat Top et Shannon faisaient également l'objet de couvertures du prix de l'électricité. L'électricité produite par les installations qui font l'objet de couvertures du prix de l'électricité est transmise au réseau au point d'injection du projet (point de livraison) au prix du marché en vigueur. La production fournie au point d'injection au prix du marché est comptabilisée à titre de produit par Innergex. En vertu des couvertures du prix de l'électricité, l'électricité horaire contractuelle, qui est assujettie aux prix du marché en vigueur, est virtuellement achetée au point de prélèvement du réseau et échangée contre le prix fixe par MWh prévu au contrat. Les règlements aux termes des couvertures du prix de l'électricité sont comptabilisés à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers.

Le tableau suivant présente un rapprochement de l'incidence des événements de février 2021 au Texas avec le compte consolidé de résultat pour chaque poste touché par ces événements :

	Période de six mois close le 30 juin 2021		
	Montant présenté	Incidence des événements de février 2021 au Texas (9 jours)	Montant normalisé
1 Produits	360 256	(54 967)	305 289
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	265 804	(54 967)	210 837
2 Variation de la juste valeur des instruments financiers	(92 167)	72 060	(20 107)
3 Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées	(204 991)	64 197	(140 794)
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat	(252 812)	81 290	(171 522)

1. Le BAlIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à des mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

- 1) Malgré la réduction de la production d'électricité attribuable aux conditions météorologiques, les **produits des installations Foard City et Phoebe ont été avantagés par ces événements**, ces installations ayant généré des produits de respectivement 16,8 M\$ et 38,2 M\$, pour une incidence totale de 55,0 M\$, grâce à l'augmentation sans précédent des prix du marché en vigueur au point de livraison du réseau (« point d'injection »).
- 2) À l'inverse, la variation de la juste valeur des instruments financiers a subi l'incidence défavorable d'une **perte réalisée** de 70,8 M\$ **sur la couverture du prix de l'électricité de Phoebe** et de 1,3 M\$ sur la couverture de base de Phoebe, pour une incidence totale de 72,1 M\$, découlant de l'augmentation sans précédent des prix du marché en vigueur au point de prélèvement du réseau pour les volumes horaires des couvertures du prix de l'électricité faisant l'objet d'engagements.
- 3) Les coentreprises Flat Top et Shannon ont également été touchées par une augmentation de leurs produits respectifs et des pertes réalisées sur leur couverture du prix de l'électricité respective, ce qui a entraîné une quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées de respectivement 50,1 M\$ et de 14,1 M\$ pour Flat Top et Shannon, pour une **incidence défavorable** nette totale de 64,2 M\$ **sur la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées**.

Le tableau suivant présente un rapprochement de l'incidence des événements de février 2021 au Texas avec l'information sectorielle :

	Période de six mois close le 30 juin 2021				Total
	Production hydro-électrique	Production éolienne	Production solaire	Non attribuée	
Produits	102 496	188 828	68 932	—	360 256
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(16 801)	(38 166)	—	(54 967)
Produits normalisés <sup>2</sup>	102 496	172 027	30 766	—	305 289
Produits proportionnels <sup>1</sup>	122 065	268 253	69 817	—	460 135
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(57 107)	(38 166)	—	(95 273)
Produits proportionnels normalisés <sup>1, 2</sup>	122 065	211 146	31 651	—	364 862
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	77 517	157 259	63 518	(32 490)	265 804
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(16 801)	(38 166)	—	(54 967)
BAlIA ajusté normalisé <sup>1, 2</sup>	77 517	140 458	25 352	(32 490)	210 837
BAlIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	90 657	232 614	64 072	(32 490)	354 853
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(57 107)	(38 166)	—	(95 273)
BAlIA ajusté proportionnel normalisé <sup>1, 2</sup>	90 657	175 507	25 906	(32 490)	259 580

1. Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

2. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs.

## 2.2 Incidence sur les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution

Le tableau suivant présente un rapprochement de l'incidence des événements de février 2021 au Texas sur la trésorerie :

Installation	Incidence	Pour la période de 9 jours allant du 11 février au 19 février 2021		
		Trésorerie	Hors trésorerie	Total
Foard City	Produits	16 801	—	16 801
Phoebe	Produits	38 166	—	38 166
Phoebe	Couverture du prix de l'électricité	(70 756)	—	(70 756)
Phoebe	Couverture de base	(1 304)	—	(1 304)
Flat Top	Quote-part de la perte	—	(50 129)	(50 129)
Shannon	Quote-part de la perte	—	(14 068)	(14 068)
		(17 093)	(64 197)	(81 290)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les événements de février 2021 au Texas, dont l'incidence sur la trésorerie est décrite ci-dessus, ont influé sur les flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup> et le ratio de distribution<sup>1</sup> comme suit :

	Période de douze mois close le 30 juin 2021		
	Montant présenté	Incidence des événements de février 2021 au Texas (9 jours)	Montant normalisé <sup>2</sup>
1 Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	252 809	17 093	269 902
2 Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	498	(1 304)	(806)
<b>Flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup></b>	<b>76 702</b>	<b>15 789</b>	<b>92 491</b>
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	125 711	—	125 711
<b>Ratio de distribution<sup>1</sup></b>	<b>164 %</b>	<b>(28) %</b>	<b>136 %</b>

1. Les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

2. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs.

1) Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation ont été touchées par un montant défavorable net de 17,1 M\$ représentant les pertes réalisées sur la couverture du prix de l'électricité et la couverture de base de Phoebe attribuables aux événements de février 2021 au Texas, ce qui a été partiellement compensé par l'incidence favorable sur les produits consolidés. La quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées hors trésorerie de 64,2 M\$ n'a pas d'incidence directe sur les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation. Elle affectera toutefois la capacité future des coentreprises à distribuer de la trésorerie à la Société.

2) Dans le calcul des flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup> et du ratio de distribution<sup>1</sup>, Innergex inverse l'incidence de la couverture de base de Phoebe en raison de son occurrence limitée, qui est réputée ne pas représenter la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex. Ainsi, un montant de 1,3 M\$ est renversé hors de l'ajustement récurrent, ce qui représente la perte réalisée sur la couverture de base attribuable aux événements de février 2021 au Texas.

1. Les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

### 3. DÉPRÉCIATION

À la suite des événements de février 2021 au Texas, qui ont fait subir des pertes importantes aux installations faisant l'objet de contrats de couverture du prix de l'électricité, une augmentation générale du risque évalué a été observée dans l'ensemble du secteur pour les installations assujetties à un risque de non-concordance<sup>2</sup> dans cette région. Bien que les autres hypothèses clés soient restées largement conformes à celles établies au 31 décembre 2020, les facteurs susmentionnés ont contribué à l'augmentation des taux d'actualisation pour tenir compte de la hausse des primes de risque. Le 31 mars 2021, les coentreprises Flat Top et Shannon, qui ont chacune été identifiées comme étant une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») distincte, ont comptabilisé des charges de dépréciation de 83,0 M\$ US (105,4 M\$) et de 92,7 M\$ US (117,7 M\$), respectivement. Les charges de dépréciation ont été comptabilisées par la Société par l'intermédiaire de sa quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, soit une perte respective pour Flat Top et Shannon de 53,8 M\$ et de 58,8 M\$.

Le montant recouvrable de chaque UGT a été établi selon un calcul de la valeur d'utilité dans le cadre duquel on utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des budgets approuvés par la direction couvrant la période pour laquelle la Société détient des droits sur le site, et est actualisé au taux de 12 %.

2. Il y a un risque de non-concordance lorsqu'il existe un décalage, ou un décalage potentiel, entre l'engagement de volume en vertu d'un instrument de couverture du prix de l'électricité et la production réelle de l'installation à un moment donné. Pour diverses raisons, il peut arriver que la production d'électricité d'une installation à un moment donné soit inférieure au volume prévu au contrat. Dans de tels cas, le projet ne peut pas entièrement couvrir ses achats au réseau avec ses ventes au point d'injection, et est donc exposé aux prix du marché de par ses achats sur le réseau.



## 4. STRATÉGIES DE LA DIRECTION

---

### 4.1 Procédures engagées

#### Phoebe

- En raison des événements de février 2021 au Texas, une demande pour cause de force majeure a été envoyée à la contrepartie de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe en février, laquelle a été rejetée par le destinataire.
- Le 19 juillet 2021, Innergex a conclu une entente visant à régler les montants qui restaient à payer par le parc solaire Phoebe à la suite des événements de février 2021 au Texas. Le décaissement total de 24,0 M\$ US (29,7 M\$) comprend le paiement convenu pour les montants contestés à la suite des événements de février 2021 au Texas et un paiement sur le solde du compte de suivi du projet, déduction faite de l'électricité impayée vendue par le projet durant le processus de négociation.

#### Flat Top et Shannon

- En raison des événements de février 2021 au Texas, une demande pour cause de force majeure a été envoyée à la contrepartie des couvertures du prix de l'électricité des installations Flat Top et Shannon en février, laquelle a été rejetée par le destinataire.
- Afin de conserver les droits de la Société et de ses partenaires relativement aux installations Flat Top et Shannon, des procédures judiciaires ont été engagées le 21 avril 2021.
- Le 20 mai 2021, le tribunal de district du comté de Harris, au Texas, a rejeté la demande d'injonction interlocutoire enjoignant la contrepartie des contrats de couverture du prix de l'électricité des parcs éoliens Flat Top et Shannon à suspendre l'exercice de tout recours à l'encontre des projets, y compris la saisie, découlant d'un défaut de paiement allégué qui a été formellement contesté par Innergex, à la suite des événements de février 2021 au Texas. En raison de la décision du tribunal, la contrepartie des couvertures du prix de l'électricité des projets pourra donc exercer l'un ou l'autre de ses recours, y compris la saisie.

### 4.2 Décisions et actions

#### Phoebe

- Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, une charge de dépréciation de 24,7 M\$ avait été comptabilisée, laquelle reflète des frais d'engorgement plus élevés que prévu de même qu'un taux d'actualisation plus élevé pour tenir compte des primes de risque plus élevées pour les installations faisant l'objet de contrats de couverture du prix de l'électricité au Texas.

#### Flat Top et Shannon

- La valeur comptable des investissements dans Flat Top et Shannon a été réduite à néant à la suite de la comptabilisation de charges de dépréciation hors trésorerie totalisant 112,6 M\$ relativement à ces installations au 31 mars 2021.
- Au cours de la période close le 30 juin 2021, les actifs et les passifs sous-jacents des investissements dans Flat Top et Shannon ont été classés comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente.
- Les passifs d'impôt différé liés aux placements en capitaux propres de la Société dans Flat Top et Shannon étaient de néant, à la suite du recouvrement d'impôt différé totalisant 39,5 M\$ lors du reclassement des actifs et des passifs des projets comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente au cours de la période close le 30 juin 2021.
- Le 28 décembre 2021, la Société a conclu la vente de sa participation de 51 % dans Flat Top pour un montant symbolique.
- Le 4 mars 2022, la Société a conclu la vente de sa participation de 50 % dans Shannon pour un montant symbolique.
- L'incidence de la vente des installations Flat Top et Shannon sur les flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup> de la Société, compte tenu de l'apport respectif des parcs en 2020, représente une réduction d'environ 4,2 M\$ par année.
- La vente des installations Flat Top et Shannon constitue également une sortie de trésorerie évitée de 60,2 M\$ US (75,7 M\$), représentant la quote-part des montants facturés attribuable à la Société qu'Innergex aurait financée par un apport en capital dans ces installations.

1. Les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

## 7- MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION | Principales méthodes comptables

### Nouvelles normes comptables et interprétations adoptées au cours de l'exercice

Le 1er janvier 2022, la Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes :

#### **Modifications d'IAS 16, Immobilisations corporelles – Produit de la vente avant l'utilisation prévue**

Le 14 mai 2020, l'IASB a publié *Immobilisations corporelles – Produit de la vente avant l'utilisation prévue* (modifications d'IAS 16). Les modifications empêchent une entité de déduire du coût d'une immobilisation corporelle le produit de la vente des éléments qui ont été produits pendant que l'immobilisation est amenée à l'emplacement et mise dans l'état nécessaire pour permettre son exploitation de la manière prévue par la direction. L'entité comptabilise plutôt le produit de la vente de ces articles, ainsi que les coûts de production de ces articles, en résultat net. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2022. La Société a adopté les modifications le 1er janvier 2022, ce qui n'a eu aucune incidence sur les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

## 7- MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION | Contrôles et procédures de communication de l'information

Conformément au Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs, le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision :

- des contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») pour fournir l'assurance raisonnable que :
  - i) l'information importante relative à la Société est communiquée par d'autres personnes au président et chef de la direction et au chef de la direction financière, en particulier pendant la période où les documents annuels sont établis, et
  - ii) l'information que la Société doit présenter dans ses documents annuels, ses documents intermédiaires ou d'autres rapports qu'elle dépose ou transmet en vertu de la législation en valeurs mobilières est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prescrits par cette législation;
- le contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS.

Au cours de la période commençant le 1er avril 2022 et close le 30 juin 2022, il n'y a eu aucune modification apportée au CIIF qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le CIIF.

Le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont également limité l'étendue de la conception par la Société des CPCI et du CIIF afin d'exclure des contrôles, politiques et procédures les entités suivantes : Curtis/Palmer Hydroelectric Company LP et Aela Generación S.A. et Aela Energía SpA (ensemble, « Aela ») (collectivement, les « entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société »). L'évaluation de la conception et du fonctionnement des CPCI et du CIIF de ces entités sera achevée dans les 12 mois suivant leur date d'acquisition. Un résumé de l'information financière relative aux entités exclues est présenté à la rubrique « Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société » du présent rapport de gestion.

## 7- MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION | Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société

Comme il est précisé à la rubrique « Contrôles et procédures de communication de l'information » du présent rapport de gestion, l'étendue de la conception par la Société des CPCI et du CIIF excluent les contrôles, politiques et procédures de Curtis/Palmer Hydroelectric Company LP et ainsi que d'Aela Generación S.A. et d'Aela Energía SpA (ensemble, « Aela »). Les tableaux qui suivent présentent un sommaire des entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société.

### Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global

	Période de six mois close le 30 juin 2022 <sup>1</sup>
Produits	36 569
Bénéfice net	3 764
<b>Total du résultat global</b>	<b>3 764</b>

1. Comprend les résultats combinés d'Aela pour une période de 21 jours close le 30 juin 2022.

### Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 juin 2022
Actifs courants	85 310
Actifs non courants	1 295 946
	<b>1 381 256</b>
Passifs courants	462 491
Passifs non courants	541 714
Capitaux propres	377 051
	<b>1 381 256</b>

## 8 - INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent rapport de gestion contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »), notamment des énoncés relatifs aux cibles de croissance de la Société, à la production d'énergie, à ses projets potentiels, à la réussite du développement, de la construction et du financement (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, aux 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 futurs (notamment les occasions de croissance prévues dans le cadre de l'Alliance stratégique avec Hydro-Québec), 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 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 prévue, les produits estimés prévus, les produits proportionnels prévus, le BAIIA ajusté prévu et le BAIIA ajusté proportionnel prévu de la Société, les flux de trésorerie disponibles prévus, les flux de trésorerie disponibles par action prévus et l'intention de payer un dividende trimestriel, l'estimation de la taille, des coûts et du calendrier des projets, y compris l'obtention des permis, le début des travaux de construction, les travaux réalisés et le début de la mise en service commerciale des projets en développement ou des projets potentiels, l'intention de la Société de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, l'admissibilité des projets américains aux CIP ou aux CII, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Ces renseignements visent à informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des projets en développement, de l'incidence financière potentielle des acquisitions réalisées et futures ainsi que de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

**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, des acquisitions et des projets mis en service, du rendement des projets, de la disponibilité de ressources en capital et de l'exécution par les tiers de leurs obligations contractuelles en temps opportun, de la conjoncture favorable du marché pour l'émission d'actions afin de soutenir le financement de la croissance, de la conjoncture économique favorable, des conditions favorables du marché des capitaux, de la réussite de la Société à développer et à construire de nouvelles installations, du renouvellement réussi des CAÉ, des ressources humaines suffisantes pour fournir les services et exécuter le plan d'investissement, de l'absence d'événements importants survenant hors du cours normal des activités, comme une catastrophe naturelle, une pandémie ou un autre désastre, de l'entretien continu de l'infrastructure des technologies de l'information et de l'absence de violations importantes liées à la cybersécurité. Veuillez vous reporter à la section 1 « Faits saillants » du présent rapport de gestion et à la section 5 « Perspectives » du rapport de gestion annuel pour obtenir de plus amples renseignements sur les hypothèses utilisées à l'égard des cibles de croissance pour 2022 et des perspectives du plan stratégique 2020-2025.

**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 : le défaut d'exécution des principales contreparties; l'approvisionnement en équipement; les retards et dépassements de coûts dans la conception et construction de projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; la défaillance d'équipement ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues; la variabilité du rendement des installations et les pénalités connexes; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; la disponibilité et la fiabilité des systèmes de transmission; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe; les changements climatiques à l'échelle mondiale; les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; la préparation aux catastrophes naturelles et aux cas de force majeure; les pandémies, épidémies ou autres urgences de santé publique; la cybersécurité; la dépendance envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées; l'incapacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; l'incapacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; l'incapacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants; la dépendance envers diverses formes de CAÉ; la volatilité de l'offre et de

la demande sur le marché de l'énergie; les fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité; les incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; l'incapacité d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures; l'intégration des acquisitions réalisées et futures; les changements du soutien gouvernemental pour accroître la production d'électricité à partir de sources renouvelables par des producteurs d'électricité indépendants; les risques réglementaires et politiques; les risques liés aux crédits d'impôt sur la production et à l'investissement américains, aux modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et à la disponibilité des financements de partage fiscal; l'exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires; l'acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; l'incapacité à obtenir les terrains appropriés; les risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures; les changements dans la conjoncture économique générale; les fluctuations des taux de change; la possibilité que la Société ne puisse pas déclarer ou payer un dividende; le caractère insuffisant de la couverture d'assurances; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; la notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la Société ou peut être abaissée; les fluctuations des produits provenant de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité; les conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte; les réclamations défavorables sur les titres de propriété; la dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger les droits et l'information confidentielle de la Société; 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 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 rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.

# COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2022	2021	2022	2021
<b>Produits</b>		219 746	170 605	408 469	360 256
<b>Charges</b>					
Exploitation		50 546	30 163	90 584	61 156
Frais généraux et administratifs		10 540	11 023	24 679	20 773
Projets potentiels		5 788	6 734	9 808	12 523
Bénéfice avant les éléments suivants :		152 872	122 685	283 398	265 804
Amortissement des immobilisations corporelles	9	53 877	44 860	109 011	89 157
Amortissement des immobilisations incorporelles		25 236	14 309	50 333	28 897
Dépréciation d'actifs non courants		—	6 314	—	6 314
Bénéfice avant les éléments suivants :		73 759	57 202	124 054	141 436
Charges financières	4	77 159	58 719	143 560	118 319
Autres produits, montant net	5	(18 983)	(9 325)	(39 112)	(21 229)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées :					
Quote-part (du bénéfice) de la perte, avant les charges de dépréciation		(1 222)	(2 993)	986	92 382
Quote-part des charges de dépréciation		—	—	—	112 609
Variation de la juste valeur des instruments financiers	7 b)	40 041	4 458	80 556	92 167
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat		(23 236)	6 343	(61 936)	(252 812)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat		1 354	(43 856)	(2 416)	(85 139)
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>		<b>(24 590)</b>	<b>50 199</b>	<b>(59 520)</b>	<b>(167 673)</b>
<b>(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :</b>					
Propriétaires de la société mère		(25 185)	41 102	(59 587)	(173 059)
Participations ne donnant pas le contrôle		595	9 097	67	5 386
		(24 590)	50 199	(59 520)	(167 673)
<b>(Perte) bénéfice par action attribuable aux propriétaires :</b>					
(Perte nette) bénéfice net par action, de base (\$)	8	(0,13)	0,23	(0,31)	(1,01)
(Perte nette) bénéfice net par action, dilué(e) (\$)	8	(0,13)	0,23	(0,31)	(1,01)

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
	Notes			
(Perte nette) bénéfice net	(24 590)	50 199	(59 520)	(167 673)
<b>Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :</b>				
Écarts de change découlant de la conversion d'établissements à l'étranger	41 433	(6 212)	18 766	(22 880)
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	7 6 136	3 143	5 911	4 825
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	7 104 122	(15 093)	201 924	59 246
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie	3 760	(396)	9 055	4 780
Impôt différé connexe	(29 901)	969	(55 364)	(18 140)
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>125 550</b>	<b>(17 589)</b>	<b>180 292</b>	<b>27 831</b>
<b>Total du résultat global</b>	<b>100 960</b>	<b>32 610</b>	<b>120 772</b>	<b>(139 842)</b>
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>				
Propriétaires de la société mère	89 590	22 728	110 931	(146 811)
Participations ne donnant pas le contrôle	11 370	9 882	9 841	6 969
	100 960	32 610	120 772	(139 842)

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.



# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux		30 juin 2022	31 décembre 2021
	Notes		
<b>ACTIFS</b>			
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		224 921	166 266
Liquidités soumises à restrictions		50 969	61 659
Débiteurs		159 002	117 906
Instruments financiers dérivés	7	20 930	17 024
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	9	1 220	1 200
Charges payées d'avance et autres		44 404	24 622
<b>Total des actifs courants</b>		<b>501 446</b>	<b>388 677</b>
<b>Actifs non courants</b>			
Immobilisations corporelles	9	6 122 552	5 513 392
Immobilisations incorporelles		1 197 713	1 043 994
Frais de développement liés aux projets		62 346	70 829
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	6	132 304	133 398
Instruments financiers dérivés	7	188 824	39 917
Actifs d'impôt différé		73 601	50 484
Goodwill		59 017	60 858
Autres actifs non courants		107 470	94 519
<b>Total des actifs non courants</b>		<b>7 943 827</b>	<b>7 007 391</b>
<b>Total des actifs</b>		<b>8 445 273</b>	<b>7 396 068</b>
<b>PASSIFS</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Fournisseurs et autres créditeurs		228 025	174 364
Instruments financiers dérivés	7	51 248	41 315
Partie courante des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs		368 937	517 848
<b>Total des passifs courants</b>		<b>648 210</b>	<b>733 527</b>
<b>Passifs non courants</b>			
Instruments financiers dérivés	7	56 245	75 064
Prêts et emprunts à long terme		5 298 526	4 411 239
Autres passifs		415 998	414 343
Passifs d'impôt différé		457 538	401 215
<b>Total des passifs non courants</b>		<b>6 228 307</b>	<b>5 301 861</b>
<b>Total des passifs</b>		<b>6 876 517</b>	<b>6 035 388</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>			
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		1 324 417	1 093 112
Participations ne donnant pas le contrôle		244 339	267 568
<b>Total des capitaux propres</b>		<b>1 568 756</b>	<b>1 360 680</b>
<b>Total des passifs et des capitaux propres</b>		<b>8 445 273</b>	<b>7 396 068</b>

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de six mois close le 30 juin 2022	Capitaux propres attribuables aux propriétaires						Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Débiteures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2022	360 936	2 022 540	131 069	2 819	(1 373 628)	(50 624)	1 093 112	267 568	1 360 680
(Perte nette) bénéfice net	—	—	—	—	(59 587)	—	(59 587)	67	(59 520)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	170 518	170 518	9 774	180 292
Total du résultat global	—	—	—	—	(59 587)	170 518	110 931	9 841	120 772
Actions ordinaires émises dans le cadre de l'appel public à l'épargne (note 11)	172 506	—	—	—	—	—	172 506	—	172 506
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 1 979 \$)	(5 398)	—	—	—	—	—	(5 398)	—	(5 398)
Actions ordinaires émises dans le cadre du placement privé (note 11)	37 275	—	—	—	—	—	37 275	—	37 275
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 11 \$)	(33)	—	—	—	—	—	(33)	—	(33)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	816	—	—	—	—	—	816	—	816
Réduction du capital sur les actions ordinaires (note 11)	(560 532)	560 532	—	—	—	—	—	—	—
Rachat d'actions ordinaires (note 11)	(4 417)	—	—	—	—	—	(4 417)	—	(4 417)
Paiements fondés sur des actions et régime d'actions liées au rendement	—	1 776	—	—	—	—	1 776	—	1 776
Actions dont les droits ont été acquis – Régime d'actions liées au rendement	2 114	(4 883)	—	—	—	—	(2 769)	—	(2 769)
Achat d'actions – Régime d'actions liées au rendement	(3 266)	172	—	—	—	—	(3 094)	—	(3 094)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 11)	—	—	—	—	(73 472)	—	(73 472)	—	(73 472)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 11)	—	—	—	—	(2 816)	—	(2 816)	—	(2 816)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(33 070)	(33 070)
Solde au 30 juin 2022	1	2 580 137	131 069	2 819	(1 509 503)	119 894	1 324 417	244 339	1 568 756

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de six mois close le 30 juin 2021	Capitaux propres attribuables aux propriétaires						Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Déventures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2021	4 185	2 026 415	131 069	2 843	(1 043 962)	(111 696)	1 008 854	62 078	1 070 932
(Perte nette) bénéfice net	—	—	—	—	(173 059)	—	(173 059)	5 386	(167 673)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	26 248	26 248	1 583	27 831
Total du résultat global	—	—	—	—	(173 059)	26 248	(146 811)	6 969	(139 842)
Actions ordinaires émises par le biais du Régime de réinvestissement de dividendes	2 747	—	—	—	—	—	2 747	—	2 747
Rachat d'actions ordinaires	(3 414)	—	—	—	—	—	(3 414)	—	(3 414)
Paiements fondés sur des actions et régime d'actions liées au rendement	—	958	—	—	—	—	958	—	958
Déventures convertibles converties en actions ordinaires et rachat	2 330	—	—	(24)	—	—	2 306	—	2 306
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	3 174	(6 320)	—	—	—	—	(3 146)	—	(3 146)
Achat d'actions – Régime d'actions liées au rendement	(2 622)	177	—	—	—	—	(2 445)	—	(2 445)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 11)	—	—	—	—	(62 877)	—	(62 877)	—	(62 877)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 11)	—	—	—	—	(2 816)	—	(2 816)	—	(2 816)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(11 583)	(11 583)
Solde au 30 juin 2021	6 400	2 021 230	131 069	2 819	(1 282 714)	(85 448)	793 356	57 464	850 820

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

# TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2022	2021	2022	2021
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>					
(Perte nette) bénéfice net		(24 590)	50 199	(59 520)	(167 673)
Éléments sans effet sur la trésorerie :					
Amortissements		79 113	59 169	159 344	118 054
Dépréciation d'actifs non courants		—	6 314	—	6 314
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées		(1 222)	(2 993)	986	204 991
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	7	27 712	2 158	68 497	18 681
Crédits d'impôt sur la production et attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	5	(18 297)	(10 753)	(37 700)	(21 949)
Autres		(240)	(79)	453	913
Charges financières	4	77 159	58 719	143 560	118 319
Charges financières payées	12 b)	(59 025)	(52 539)	(102 607)	(91 161)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées		3 560	7 083	9 472	13 497
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat		1 354	(43 856)	(2 416)	(85 139)
Impôt sur le résultat recouvré (payé)		3 879	(3 115)	1 078	(3 082)
Incidence de la variation des taux de change		(2 361)	499	(2 080)	221
		87 042	70 806	179 067	111 986
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	12 a)	(19 414)	(21 167)	(26 581)	(2 377)
		67 628	49 639	152 486	109 609
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>					
Dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées		(37 540)	(28 410)	(73 373)	(61 166)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle		(26 906)	(10 692)	(33 070)	(11 583)
Augmentation de la dette à long terme, déduction faite des frais de financement différés	12 c)	488 286	116 673	604 099	388 571
Remboursement de la dette à long terme	12 c)	(74 621)	(75 127)	(337 882)	(263 007)
Païement d'autres passifs		(394)	(199)	(2 111)	(2 309)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires		202	—	202 371	—
Païement au titre du rachat d'actions ordinaires		—	(3 414)	(4 417)	(3 414)
Achat d'actions ordinaires en vertu du régime d'actions liées au rendement		(3 191)	(2 445)	(3 094)	(2 445)
Païement des retenues à la source liées à l'exercice d'options d'achat d'actions et au régime d'actions liées au rendement		—	(70)	(2 769)	(3 146)
		345 836	(3 684)	349 754	41 501
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>					
Acquisitions d'entreprise, déduction faite de la trésorerie acquise	3	(365 719)	—	(396 385)	—
Variation des liquidités soumises à des restrictions		1 121	(489)	11 166	133
Ajouts aux immobilisations corporelles, montant net		(18 343)	(64 938)	(37 387)	(141 269)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		—	—	(22)	—
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(4 492)	(5 067)	(16 907)	(12 094)
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		(332)	—	(332)	(65)
Variation des autres actifs non courants		(6 652)	(2 172)	(4 820)	(1 255)
		(394 417)	(72 666)	(444 687)	(154 550)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		4 337	(1 034)	1 102	(4 380)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		23 384	(27 745)	58 655	(7 820)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période		201 537	181 390	166 266	161 465
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période</b>		<b>224 921</b>	<b>153 645</b>	<b>224 921</b>	<b>153 645</b>

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 12.

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

## DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Canada), et ses actions et ses débentures convertibles sont cotées à la Bourse de Toronto. La Société est un promoteur, acquéreur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable et d'installations de stockage d'énergie qui concentre ses activités principalement dans les secteurs hydroélectrique, éolien et solaire. Le siège social de la Société est situé au 1225, rue Saint-Charles Ouest, 10e étage, Longueuil (Québec) Canada J4K 0B9.

Les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ont été approuvés par le conseil d'administration le 3 août 2022.

Les produits de la Société varient selon la saison et sont habituellement à leur niveau le plus élevé au deuxième trimestre et à leur niveau le plus bas au premier trimestre. Par conséquent, les résultats des périodes intermédiaires ne devraient pas être considérés comme représentatifs des résultats d'un exercice complet.

## 1. MODE DE PRÉSENTATION ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

### ***Déclaration de conformité***

Ces états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »). Les états financiers intermédiaires consolidés résumés sont conformes à IAS 34, *Information financière intermédiaire*. Sauf comme il est décrit ci-après, les méthodes comptables ainsi que les méthodes d'application sont les mêmes que celles décrites dans le plus récent rapport annuel de la Société. Toutefois, les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ne comprennent pas toutes les informations à fournir en vertu des IFRS et, par conséquent, ils devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés audités et aux notes annexes du plus récent rapport annuel de la Société.

### ***Base d'évaluation***

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ont été établis au coût historique, sauf pour ce qui est de certains instruments financiers. Le coût historique est généralement calculé en fonction de la juste valeur de la contrepartie donnée en échange des actifs.

### ***Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation***

Les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités sont présentés en dollars canadiens, soit la monnaie fonctionnelle de la Société.

## 2. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

### Changements de méthodes comptables

Le 1er janvier 2022, la Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes, lesquelles n'ont pas eu d'incidence sur les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

#### **Modifications d'IAS 16, Immobilisations corporelles – Produit de la vente avant l'utilisation prévue**

Le 14 mai 2020, l'IASB a publié *Immobilisations corporelles – Produit de la vente avant l'utilisation prévue* (modifications d'IAS 16). Les modifications empêchent une entité de déduire du coût d'une immobilisation corporelle le produit de la vente des éléments qui ont été produits pendant que l'immobilisation est amenée à l'emplacement et mise dans l'état nécessaire pour permettre son exploitation de la manière prévue par la direction. L'entité comptabilise plutôt le produit de la vente de ces articles, ainsi que les coûts de production de ces articles, en résultat net. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2022. La Société a adopté les modifications le 1er janvier 2022, ce qui n'a eu aucune incidence sur les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

### 3. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

#### a. Acquisition d'Aela

Le 9 juin 2022, Innergex a acquis la totalité des actions ordinaires d'Aela Generación S.A. et d'Aela Energía SpA (ensemble, « Aela »), un portefeuille de trois parcs éoliens en exploitation d'une puissance de 332 MW situés au Chili, pour une contrepartie en trésorerie totale de 324 348 \$ US (408 159 \$), ce qui comprend un montant de 17 210 \$ US (21 657 \$) à payer aux autorités fiscales chiliennes au nom du vendeur qui demeure impayé au 30 juin 2022.

Le portefeuille d'Aela se compose du parc éolien Sarco (170 MW), du parc éolien Aurora (129 MW) et du parc éolien Cuel (33 MW). Les produits tirés de ces installations sont ancrés dans deux contrats d'achat d'électricité conclus avec 25 sociétés de distribution chiliennes et venant à échéance à la fin de 2036 et de 2041, pour une durée contractuelle moyenne pondérée restante de 16 ans. Les installations présentent une production moyenne à long terme de 954,7 GWh par année.

Le tableau suivant reflète les montants initialement comptabilisés des actifs nets acquis et des passifs nets repris, à la juste valeur, à la date de l'acquisition.

	Comptabilisation de l'acquisition	
	En \$ US	En \$ CA
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18 088	22 762
Débiteurs	19 941	25 094
Charges payées d'avance et autres	389	489
Immobilisations corporelles	518 188	652 087
Immobilisations incorporelles	172 390	216 936
Instruments financiers dérivés	5 218	6 567
Actifs d'impôt différé	15 335	19 297
Fournisseurs et autres créditeurs	(3 586)	(4 513)
Prêts et emprunts à long terme	(371 385)	(467 351)
Autres passifs	(50 230)	(63 209)
<b>Actifs nets acquis</b>	<b>324 348</b>	<b>408 159</b>

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 5 013 \$, qui ont été passés en charges dans le montant net des autres produits aux comptes consolidés de résultat.

Le placement a été comptabilisé comme un regroupement d'entreprises et les résultats ont été inclus aux comptes consolidés de résultat depuis la date de l'acquisition. Les produits et la perte nette présentés aux comptes consolidés de résultat se sont chiffrés à 3 043 \$ et à 4 059 \$, respectivement, pour la période de 21 jours close le 30 juin 2022. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2022, les produits et la perte nette consolidés inclus aux comptes consolidés de résultat auraient augmenté de 39 311 \$ et de 303 \$, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2022 au 30 juin 2022.



## b. Acquisition de San Andrés SpA

Le 28 janvier 2022, Innergex a acquis le parc solaire San Andrés de 50,6 MW situé au Chili (« San Andrés »). Le parc, mis en service en 2014, est situé dans le désert d'Atacama, dans le nord du Chili. San Andrés a été acquis pour une contrepartie totale de 28 372 \$ US (36 067 \$). Ce parc devrait fournir une production moyenne à long terme brute d'environ 118,9 GWh par an.

Le tableau suivant reflète les montants initialement comptabilisés des actifs nets acquis et des passifs nets repris, à la juste valeur, à la date de l'acquisition.

	Comptabilisation de l'acquisition	
	En \$ US	En \$ CA
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 692	3 422
Débiteurs	499	634
Charges payées d'avance et autres	526	669
Immobilisations corporelles	30 364	38 599
Fournisseurs et autres créditeurs	(727)	(924)
Autres passifs	(2 361)	(3 001)
Passif d'impôt différé	(2 621)	(3 332)
<b>Actifs nets acquis</b>	<b>28 372</b>	<b>36 067</b>

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 149 \$, qui ont été passés en charges dans le montant net des autres produits aux comptes consolidés de résultat.

Le placement a été comptabilisé comme un regroupement d'entreprises et les résultats ont été inclus aux comptes consolidés de résultat depuis la date de l'acquisition. Les produits et le bénéfice net présentés aux comptes consolidés de résultat se sont chiffrés à 4 992 \$ et à 2 954 \$, respectivement, pour la période de 153 jours close le 30 juin 2022. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2022, les produits et le bénéfice net présentés aux comptes consolidés de résultat auraient augmenté de 501 \$ et diminué de 449 \$, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2022 au 30 juin 2022.

## 4. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de six mois closes les	
	30 juin		30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Charges d'intérêts sur les emprunts de sociétés et les emprunts liés aux projets à long terme	49 796	40 909	95 752	83 959
Charges d'intérêts sur le financement de partage fiscal	7 719	4 409	14 932	10 095
Charge d'intérêts sur les débetures convertibles	3 410	3 410	6 800	6 805
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	8 613	4 133	11 300	5 517
Amortissement des frais de financement	2 790	1 651	5 839	3 652
Charges de désactualisation des autres passifs	1 752	1 336	3 408	2 591
Intérêts sur les obligations locatives	1 684	1 019	3 159	2 034
Désactualisation des prêts et emprunts à long terme	129	116	241	274
Autres	1 266	1 736	2 129	3 392
	<b>77 159</b>	<b>58 719</b>	<b>143 560</b>	<b>118 319</b>

## 5. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Produits tirés des crédits d'impôt sur la production	(18 767)	(9 493)	(37 814)	(20 882)
Produits tirés des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	470	(1 260)	114	(1 067)
Coûts de transaction liés aux acquisitions d'entreprises	3 031	—	5 212	—
Perte sur le remboursement des prêts	—	192	—	1 317
Honoraires professionnels et autres honoraires - événements de février 2021 au Texas	—	867	—	1 178
Perte réalisée sur les contreparties conditionnelles	—	—	—	547
Autres (produits) charges, montant net	(3 717)	369	(6 624)	(2 322)
	(18 983)	(9 325)	(39 112)	(21 229)

## 6. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES

### Cession de Shannon

Le 4 mars 2022, la Société a conclu la vente de sa participation de 50 % dans Shannon pour un montant symbolique.

## 7. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

### a) Situation financière

Le tableau suivant présente un rapprochement entre les soldes d'ouverture et de clôture des instruments financiers dérivés :

Actifs (passifs) financiers	Contrat de change à terme (niveau 2)	Dérivés de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Couverture du prix de l'électricité (niveau 3)	Conversion des prêts intragroupe <sup>1</sup>	Total
Au 1er janvier 2022	2 485	(78 482)	16 559	—	(59 438)
Acquisitions d'entreprises (note 3)	—	6 567	—	—	6 567
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat <sup>2</sup>	19 264	14 108	(88 023)	(13 846)	(68 497)
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	5 911	203 633	(1 709)	—	207 835
Amortissement du cumul des autres éléments du résultat global comptabilisé dans les produits	—	—	1 709	—	1 709
Écarts de change, montant net	—	706	(467)	13 846	14 085
<b>Au 30 juin 2022</b>	<b>27 660</b>	<b>146 532</b>	<b>(71 931)</b>	<b>—</b>	<b>102 261</b>

1. Perte découlant de la réévaluation, en dollars canadiens, de prêts intragroupe libellés en monnaie étrangère. Au moment de la consolidation, bien que les prêts intragroupe soient éliminés de l'état consolidé de la situation financière, les états de la situation financière des filiales étrangères, y compris le solde de leurs prêts à la Société, sont convertis en dollars canadiens, les écarts de conversion étant comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, ce qui n'élimine donc pas la perte comptabilisée dans le résultat.

2. Se reporter à la note 7 b) pour obtenir un rapprochement de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat.

### b) Variation de la juste valeur des instruments comptabilisée dans les comptes consolidés de résultat

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	27 712	2 158	68 497	18 681
Partie réalisée des instruments financiers				
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	12 329	3 745	12 059	70 847
Perte réalisée sur les swaps de taux d'intérêt	—	—	—	2 885
Profit réalisé sur la couverture de base de Phoebe	—	(1 445)	—	(246)
<b>Variation de la juste valeur des instruments financiers</b>	<b>40 041</b>	<b>4 458</b>	<b>80 556</b>	<b>92 167</b>

## 8. BÉNÉFICE (PERTE) PAR ACTION

De base	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(25 185)	41 102	(59 587)	(173 059)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 407)	(1 407)	(2 816)	(2 816)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(26 592)	39 695	(62 403)	(175 875)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	203 557 603	174 172 426	200 123 069	174 141 182
(Perte nette) bénéfice net par action, de base (\$)	(0,13)	0,23	(0,31)	(1,01)

Dilué(e)	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(26 592)	39 695	(62 403)	(175 875)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, après dilution	203 557 603	174 779 164	200 123 069	174 141 182
(Perte nette) bénéfice net par action, dilué(e) (\$)	(0,13)	0,23	(0,31)	(1,01)

Instruments qui sont exclus des éléments dilutifs :	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Options sur actions	316 922	—	316 922	262 784
Actions détenues en fiducie liées au régime d'actions liées au rendement	592 257	—	592 257	541 261
Débitures convertibles	13 604 473	13 604 473	13 604 473	13 604 473
	14 513 652	13 604 473	14 513 652	14 408 518

## 9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations en construction	Autres	Total
<b>Coût</b>							
Au 1er janvier 2022	185 100	2 594 780	2 891 964	819 621	72 877	45 064	6 609 406
Ajouts <sup>1</sup>	8 262	2 034	477	515	44 671	3 504	59 463
Crédits d'impôt à l'investissement <sup>2</sup>	—	—	—	—	(8 535)	—	(8 535)
Acquisitions d'entreprises (note 3)	53 213	—	597 265	38 595	—	1 613	690 686
Transfert provenant des frais de développement liés aux projets	—	—	—	—	25 034	—	25 034
Reclassement	—	—	(1 260)	—	(59)	1 319	—
Cessions	—	(2)	(244)	—	—	(96)	(342)
Autres variations	(1 437)	148	(47 287)	(12 503)	—	—	(61 079)
Écarts de change, montant net	1 530	8 379	(18 114)	11 580	1 813	51	5 239
<b>Au 30 juin 2022</b>	<b>246 668</b>	<b>2 605 339</b>	<b>3 422 801</b>	<b>857 808</b>	<b>135 801</b>	<b>51 455</b>	<b>7 319 872</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>							
Au 1er janvier 2022	(16 801)	(391 093)	(549 980)	(115 531)	—	(22 609)	(1 096 014)
Amortissement <sup>3</sup>	(3 389)	(26 297)	(61 296)	(15 101)	—	(3 038)	(109 121)
Cessions	—	—	195	—	—	76	271
Écarts de change, montant net	98	(245)	8 835	(1 143)	—	(1)	7 544
<b>Au 30 juin 2022</b>	<b>(20 092)</b>	<b>(417 635)</b>	<b>(602 246)</b>	<b>(131 775)</b>	<b>—</b>	<b>(25 572)</b>	<b>(1 197 320)</b>
<b>Valeur comptable au 30 juin 2022</b>	<b>226 576</b>	<b>2 187 704</b>	<b>2 820 555</b>	<b>726 033</b>	<b>135 801</b>	<b>25 883</b>	<b>6 122 552</b>

La totalité des immobilisations corporelles est donnée en garantie des financements de projet respectifs ou du financement général de la Société.

- Les frais de financement liés à un financement de projet précis sont intégralement inscrits à l'immobilisation corporelle visée. Les frais de financement liés aux facilités de crédit renouvelables sont inscrits à l'actif pour la tranche du financement qui se rapporte à l'immobilisation corporelle visée. Les ajouts au cours de la période considérée comprennent des frais de financement inscrits à l'actif engagés avant la mise en service de 1 891 \$.
- La Société a accumulé 6 712 \$ US (8 535 \$) en crédits d'impôt à l'investissement recouvrables en lien avec la construction du projet solaire Hale Kuawehi, lesquels ont été reconnus en tant que réduction du coût des immobilisations corporelles. Au 30 juin 2022, le solde courant des montants recouvrables au titre des crédits d'impôt à l'investissement relatifs aux projets Hillcrest et Hale Kuawehi s'établissait à 947 \$ US (1 220 \$), tandis que le solde non courant s'établissait à 6 712 \$ US (8 649 \$).
- Une tranche de 110 \$ de la charge d'amortissement des baux fonciers est incorporée dans le coût de construction dans les installations en construction.

## 10. PRÊTS ET EMPRUNTS À LONG TERME

Au 30 juin 2022, la Société et ses filiales respectaient l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit.

La Société a reclassé le prêt à terme subordonné non garanti de 150 000 \$ dans la partie courante, compte tenu de son échéance à venir le 6 février 2023.

### a. Financement du projet Hale Kuawehi

Le 16 mars 2022, la Société a conclu un accord de financement pour la construction du projet solaire et de stockage par batteries Hale Kuawehi, à Hawaii, qui se compose d'un emprunt lié à la construction de 54 543 \$ US portant intérêt au taux SOFR à un mois majoré de 1,375 % et venant à échéance en 2023 ainsi que d'un crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal de 61 630 \$ US portant intérêt au taux SOFR à un mois majoré de 0,75 % et venant à échéance en 2023.

### b. Modification de la facilité de crédit à terme renouvelable

Le 10 mai 2022, la Société a modifié sa facilité de crédit à terme renouvelable existante, prolongeant l'échéance de 2023 à 2027 et portant la limite d'emprunt à 950 000 \$.

### c. Acquisition d'Aela

Dans le cadre de l'acquisition d'Aela, la Société a repris la dette sans recours des installations, dont le capital impayé est de 380 194 \$ US (489 918 \$) au 30 juin 2022, qui porte intérêt au LIBOR (180 jours) majoré de 2,70 % et est payable semestriellement en février et en août. La dette sans recours arrive à échéance le 15 février 2035.

## 11. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

### Actions ordinaires

#### **Émission d'actions ordinaires**

Dans le cadre de l'appel public à l'épargne conclu le 22 février 2022, la Société a émis 9 718 650 actions ordinaires à un prix de 17,75 \$ l'action pour un produit au comptant de 172 506 \$. Parallèlement à la clôture de l'appel public à l'épargne, Hydro-Québec a souscrit 2 100 000 actions ordinaires du capital-actions de la Société pour un produit au comptant de 37 275 \$.

#### **Rachat d'actions ordinaires et d'actions privilégiées**

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2022, 253 681 actions ordinaires ont été achetées et annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui a pris fin le 23 mai 2022, à un prix moyen de 17,40 \$ l'action.

#### **Nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités**

La Société a reçu de la Bourse de Toronto (« TSX ») l'autorisation d'effectuer une offre publique de rachat dans le cours normal des activités relativement à ses actions ordinaires et privilégiées (la « nouvelle offre »). Conformément à la nouvelle offre, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 4 082 073 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 2 % des 204 103 658 actions ordinaires de la Société émises et en circulation au 11 mai 2022. La Société pouvait racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 68 000 de ses actions privilégiées de série A, ce qui représente environ 2 % des 3 400 000 actions privilégiées de série A de la Société émises et en circulation au 11 mai 2022. La Société pouvait racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 40 000 de ses actions privilégiées de série C, ce qui représente environ 2 % des 2 000 000 d'actions privilégiées de série C de la Société émises et en circulation au 11 mai 2022. La nouvelle offre a débuté le 24 mai 2022 et prendra fin le 23 mai 2023.

#### **Surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires**

Une résolution spéciale visant l'approbation de la réduction du solde légal du compte de capital déclaré maintenu à l'égard des actions ordinaires de la Société, sans qu'aucun paiement ou distribution soit versé aux actionnaires, a été adoptée le 10 mai 2022, ce qui a donné lieu à une diminution du compte de capital des actionnaires de 560 532 \$ et à une augmentation correspondante du surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires.

### Rémunération fondée sur des titres de capitaux propres

#### a) Régime d'options sur actions

##### **Attribuées**

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2022, 51 352 options ont été attribuées. Les options attribuées deviennent acquises en quatre tranches égales jusqu'au 25 février 2026 et doivent être exercées avant le 25 février 2029 à un prix d'exercice de 17,50 \$ l'action.

La juste valeur est déterminée à la date d'attribution et chaque tranche est comptabilisée selon un calendrier d'acquisition graduelle des droits sur la période au cours de laquelle les options sont acquises. La juste valeur est évaluée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes en tenant compte des modalités auxquelles ces options ont été attribuées.

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour estimer la juste valeur des options attribuées aux bénéficiaires au cours de l'exercice.

Taux d'intérêt sans risque	1,78 %
Dividende annuel prévu par action ordinaire	0,72 \$
Durée prévue des options	6
Volatilité attendue	26,77 %

La volatilité attendue est estimée en tenant compte de la volatilité historique moyenne du prix des actions.

Une charge de rémunération de 49 \$ a été comptabilisée au cours de la période de six mois close le 30 juin 2022 au titre du régime d'options sur actions.

## b) Régime d'actions liées au rendement (régime d'« ALR ») et régime d'unité d'actions différées (régime d'« UAD »)

### **Régime d'actions liées au rendement**

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2022, 269 482 droits d'actions liées au rendement ont été acquis.

Par ailleurs, 251 650 droits d'actions liées au rendement ont été attribués au cours de la période de six mois close le 30 juin 2022, lesquels deviendront acquis le 31 décembre 2024.

### **Régime d'unité d'actions différées**

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2022, 25 849 unités ont été attribuées.

Une charge de rémunération de 2 107 \$ a été comptabilisée au cours de la période de six mois close le 30 juin 2022 au titre du régime d'ALR et du régime d'UAD.

## Dividendes

### a) Dividendes déclarés

	Périodes de trois mois closes les 30 juin 2022		Périodes de trois mois closes les 30 juin 2021		Périodes de six mois closes les 30 juin 2022		Périodes de six mois closes les 30 juin 2021	
	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	0,180	36 739	0,180	31 433	0,3600	73 472	0,3600	62 877
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,2028	689	0,2028	689	0,4055	1 379	0,4055	1 379
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	0,3594	718	0,3594	718	0,7188	1 437	0,7188	1 437

### **Dividendes déclarés après la clôture de la période et non comptabilisés à la clôture de la période de présentation de l'information financière**

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 17 octobre 2022 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire	Dividende par action privilégiée de série A	Dividende par action privilégiée de série C
3 août 2022	30 septembre 2022	17 octobre 2022	0,180 \$	0,202750 \$	0,359375 \$



## 12. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

### a) Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Débiteurs	(21 919)	(26 875)	(18 711)	(28 867)
Charges payées d'avance et autres	(13 048)	(2 857)	(18 587)	(6 223)
Fournisseurs et autres créditeurs	15 553	8 565	10 717	32 713
	(19 414)	(21 167)	(26 581)	(2 377)

### b) Renseignements supplémentaires

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Charges financières payées relativement aux activités d'exploitation avant les intérêts sur les contrats de location	(56 907)	(50 835)	(98 758)	(88 728)
Intérêts payés sur les contrats de location relativement aux activités d'exploitation	(2 118)	(1 704)	(3 849)	(2 433)
Intérêts inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(377)	(981)	(582)	(2 010)
Intérêts sur les contrats de location inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(352)	(605)	(352)	(1 183)
Total des charges financières	(59 754)	(54 125)	(103 541)	(94 354)
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>				
Variation des immobilisations corporelles impayées	8 900	(20 473)	10 966	7 993
Variation des autres actifs non courants	(10)	(30)	74	(16)
Variation des coûts de développement de projets impayés	188	(770)	(1 230)	291
Réévaluation des autres passifs	(35 611)	8 197	(76 147)	(13 380)
Évaluation initiale des autres passifs	(69)	7 249	8 262	6 879
Nouvelle obligation aux termes de l'accord de financement	—	19 642	—	19 642
Actions ordinaires émises par suite de la conversion de débentures convertibles	—	—	—	2 306
Actions ordinaires émises par le biais de la rémunération fondée sur des titres de capitaux propres	—	—	2 114	3 174
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	593	2 593	816	2 747

### c) Variations des passifs issus des activités de financement

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de six mois closes les	
	2022	2021	2022	2021
<b>Variations des prêts et emprunts à long terme</b>				
Dette à long terme au début de la période	4 737 204	4 853 653	4 924 435	4 813 881
Augmentation de la dette à long terme	490 677	116 673	610 281	388 571
Remboursement de la dette à long terme	(74 621)	(75 127)	(337 882)	(263 007)
Paiement des frais de financement différés	(2 391)	—	(6 182)	—
Acquisitions d'entreprises (note 3)	467 351	—	467 351	—
Attributs fiscaux	470	(1 260)	114	(1 067)
Crédits d'impôt sur la production	(18 767)	(9 493)	(37 814)	(20 882)
Autres charges financières hors trésorerie	19 253	12 318	32 271	23 854
Déventures convertibles converties en actions ordinaires	—	—	—	(2 306)
Désactualisation des déventures convertibles	608	635	1 191	1 343
Écarts de change, montant net	42 221	(18 054)	8 240	(61 042)
<b>Prêts et emprunts à long terme à la fin de la période</b>	<b>5 662 005</b>	<b>4 879 345</b>	<b>5 662 005</b>	<b>4 879 345</b>

## 13. INFORMATIONS À FOURNIR À L'ÉGARD DE LA GESTION DES RISQUES FINANCIERS ET DE LA JUSTE VALEUR

### Informations à fournir à l'égard de la juste valeur

#### Swaps de taux d'intérêt

La juste valeur est évaluée comme étant la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs estimatifs. Les flux de trésorerie estimatifs sont actualisés au moyen d'une courbe de rendement conçue à partir de sources semblables qui reflète le taux de référence interbancaire pertinent utilisé par les intervenants du marché à cette fin pour fixer le prix des swaps de taux d'intérêt. La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société et de la contrepartie.

#### Contrats de change à terme

La juste valeur est évaluée comme étant la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs estimatifs, qui représente la différence entre la valeur du contrat à l'échéance et la valeur établie selon le taux de change que l'institution financière utiliserait si elle renégociait en date de l'état de la situation financière le même contrat. La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société et de la contrepartie, compte tenu des ententes de compensation, le cas échéant.

#### Couvertures du prix de l'électricité

La juste valeur des couvertures du prix de l'électricité et des couvertures de base est évaluée au moyen d'un modèle d'actualisation des flux de trésorerie. Le calcul de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité et des couvertures de base donne lieu à une incertitude de mesure, car les courbes de prix de l'électricité sont établies selon diverses méthodes et hypothèses qui tiennent compte de certaines données non observables. Au 30 juin 2022, les prix de l'électricité à terme utilisés dans le calcul de la juste valeur étaient les suivants :

En ce qui a trait à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 26,91 \$ US à 180,79 \$ US le MWh entre le 1er juillet 2022 et le 30 juin 2031.

En ce qui a trait aux couvertures du prix de l'électricité de Salvador, les prix à terme de l'électricité du point d'injection de Polpaico devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 4,09 \$ US à 73,21 \$ US le MWh entre le 1er juillet 2022 et le 31 décembre 2030.

De plus amples informations sont fournies ci-dessous en ce qui concerne la méthodologie utilisée pour établir les courbes des prix à terme de l'électricité.

**Couverture du prix de l'électricité de Phoebe :** La juste valeur de la couverture du prix de l'électricité est tirée des prix à terme de l'électricité qui ne sont pas établis en fonction des données observables du marché pour l'ensemble de la période contractuelle. Les courbes des prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South sont conçues en utilisant diverses hypothèses disponibles à la date d'évaluation en fonction d'une combinaison des prix observables et des cours des courtiers hors cote obtenus jusqu'en juin 2031.

**Couvertures du prix de l'électricité de Salvador :** La juste valeur des couvertures du prix de l'électricité est tirée des prévisions des prix à terme de l'électricité, lesquelles ne sont pas établies en fonction des données observables du marché. Ces prévisions sont établies à partir de diverses hypothèses en fonction des prix historiques du marché, de l'offre, de la demande et des volumes de congestion observés sur le réseau chilien, ainsi que de modèles économétriques. En outre, comme le volume nominal des couvertures du prix de l'électricité n'est pas déterminé contractuellement, le volume estimé est établi à partir de diverses hypothèses telles que la demande prévue et le volume d'électricité dont on prévoit l'attribution au terme d'enchères de marché.

La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société ou de la contrepartie.

Les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé sont comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat, à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers.

## Réforme des taux d'intérêt de référence

La Société détient des swaps de taux d'intérêt à des fins de gestion des risques qui sont désignés comme des relations de couverture de flux de trésorerie. Ces swaps de taux d'intérêt ont des parties variables qui sont indexées au LIBOR, au CDOR ou à l'EURIBOR.

### **Taux interbancaire offert à Londres (« LIBOR »)**

Le 5 mars 2021, la Financial Conduct Authority (Royaume-Uni) a annoncé que les taux LIBOR pour l'ensemble des devises seront abandonnés ou ne seront plus représentatifs après i) le 31 décembre 2021 pour les taux LIBOR en livres sterling, en euros, en francs suisses et en yens japonais et pour certaines durées du taux LIBOR en dollars américains et ii) le 30 juin 2023 pour les taux LIBOR en dollars américains d'une durée de 1 mois, de 3 mois, de 6 mois et de 12 mois. Les swaps et les relations de couverture de flux de trésorerie au taux LIBOR de la Société s'étendent au-delà de la date prévue d'abandon du LIBOR.

La Société a évalué dans quelle mesure ses relations de couverture de flux de trésorerie sont soumises à l'incertitude liée à la réforme des IBOR. Les éléments couverts et les instruments de couverture de la Société continuent d'être indexés au LIBOR. Les taux de référence sont cotés chaque jour et les flux de trésorerie au taux LIBOR sont échangés avec les contreparties de la manière habituelle.

Il existe une incertitude quant au moment et à la manière dont le remplacement pourrait se produire en ce qui concerne les éléments couverts et les instruments de couverture pertinents. Une telle incertitude pourrait avoir une incidence sur la relation de couverture, laquelle pourrait connaître une inefficacité attribuable aux attentes des intervenants du marché quant au moment où le passage du taux de référence IBOR existant à un taux d'intérêt de référence de rechange aura lieu. Cette transition pourrait se produire à des moments différents pour l'élément couvert et l'instrument de couverture, ce qui pourrait occasionner une inefficacité de la couverture. La Société a évalué ses instruments de couverture indexés au LIBOR en utilisant les cours du marché disponibles pour des instruments fondés sur le LIBOR de même nature et d'échéance similaire, et a évalué le cumul des variations de la valeur actualisée des flux de trésorerie couverts attribuable aux variations du LIBOR sur une base similaire. Le montant nominal de l'exposition de la Société au LIBOR désigné dans les relations de couverture s'établissait à 303 126 \$ US (390 608 \$) au 30 juin 2022.

### **Canadian Dollar Offered Rate (« CDOR »)**

Bien que le CDOR ne devrait pas être retiré immédiatement, l'administrateur a annoncé qu'il cessera de publier le CDOR après le 28 juin 2024 pour les durées restantes. Le calcul et la publication du taux CDOR d'une durée de 6 mois et de 12 mois ont cessé à compter du 17 mai 2021, ce qui n'a eu aucune incidence sur la Société.

### **Taux interbancaire offert en euros (« EURIBOR »)**

En 2019, l'EURIBOR a été autorisé par l'autorité compétente en vertu du règlement de l'Union européenne sur les indices de référence, ce qui permet aux intervenants du marché de continuer à utiliser l'EURIBOR pour les contrats existants et les nouveaux contrats. La Société s'attend à ce que l'EURIBOR subsiste à titre de taux de référence dans un avenir prévisible.

## Gestion des risques financiers

La Société est exposée à divers risques financiers, soit le risque de marché (par exemple, taux d'intérêt, taux de change, prix de l'énergie et autres), le risque de crédit et le risque de liquidité. L'objectif de la Société en matière de gestion des risques financiers est de garantir le taux de rendement interne à long terme de ses projets énergétiques en atténuant l'incertitude liée à la fluctuation de certaines variables clés.

La direction est responsable de l'établissement de contrôles et de procédures visant à garantir que les risques financiers sont gérés à des niveaux acceptables. La Société n'a pas recours à des instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

## a. Risque de marché

Le risque de marché est lié aux fluctuations de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs d'un instrument financier en raison de variations des cours du marché. Le risque de marché comprend le risque de taux d'intérêt, le risque de change et le risque lié au prix de l'électricité.

La plupart des ventes d'électricité font l'objet d'ententes à long terme dans le cadre desquelles les preneurs sont liés par des contrats d'achat ferme de la production totale à des prix prédéterminés, jusqu'à concurrence de certains plafonds annuels, et ces prix sont généralement soumis à une inflation annuelle. L'électricité produite par certaines installations de la Société est vendue sur le marché libre en utilisant des couvertures de l'électricité pour gérer l'exposition au risque du prix du marché.

## 14. ÉVENTUALITÉS

La Société est assujettie à diverses réclamations qui surviennent dans le cours normal des activités. La direction estime que des provisions suffisantes ont été constituées dans les comptes. Bien qu'il soit impossible d'estimer l'importance des coûts et des pertes éventuels, le cas échéant, la direction estime que le dénouement de ces éventualités n'aura aucune incidence défavorable sur la situation financière de la Société.

### Avis de réduction de BC Hydro

En mai 2020, Innergex a reçu des avis de BC Hydro en lien avec six centrales hydroélectriques de la Société en Colombie-Britannique indiquant que BC Hydro n'accepterait ni n'achèterait d'énergie dans le cadre des contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») applicables au-delà d'un niveau de réduction spécifié pour la période allant du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020. Les niveaux de réduction spécifiés étaient de 0,0 MWh pour les installations de Jimmie Creek (comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence), d'Upper Lillooet River, de Northwest Stave River et de Boulder Creek, de 2,0 MWh pour l'installation de Tretheway Creek et de 4,0 MWh pour l'installation de Big Silver Creek.

BC Hydro a cité la pandémie de COVID-19 actuelle et les mesures gouvernementales connexes prises en réponse à celle-ci comme constituant un événement de « force majeure » au titre des CAÉ, et entraînant une situation dans laquelle BC Hydro n'était soi-disant pas en mesure d'accepter ou d'acheter de l'énergie au titre des CAÉ. Les avis à Innergex faisaient suite aux déclarations publiques de BC Hydro concernant les mesures qu'elle prenait pour faire face à la réduction de la demande d'électricité durant la pandémie de COVID-19 et aux défis connexes à l'exploitation sécuritaire de son système hydroélectrique.

Innergex a contesté que la pandémie et les mesures gouvernementales connexes empêchaient de quelque façon que ce soit BC Hydro de respecter ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettaient d'invoquer les dispositions de « force majeure » des CAÉ pour suspendre ces obligations. Innergex reconnaît que BC Hydro conserve des droits de « fermeture » en vertu des CAÉ, qui lui permettent d'exiger d'Innergex qu'elle contraigne ou arrête ses installations dans certaines circonstances, notamment pour éviter un risque pour la sécurité ou la stabilité. Lorsque BC Hydro exerce ce droit, elle est tenue, en vertu des CAÉ, d'indemniser Innergex pour l'énergie qui aurait été produite dans les installations en l'absence de la réduction. Innergex s'est conformée à la demande de réduction de BC Hydro, mais l'a fait sous toute réserve, cherchant à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus. Pour la période allant du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction se sont élevés à 12 456 \$ (14 183 \$ sur la base des produits proportionnels<sup>1</sup>). Le litige a été réglé au premier trimestre 2022 à la satisfaction d'Innergex.

---

<sup>1</sup> Les produits proportionnels ne sont pas une mesure reconnue par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la note 16, Information sectorielle, pour obtenir plus d'information.

## Droits d'utilisation de l'eau d'Harrison Hydro L.P.

Le 23 mars 2017, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau (Comptroller of the Water Rights) a émis des états des redevances ajustés à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les exercices 2011 et 2012, d'un montant total de 3 181 \$ relativement aux droits d'utilisation de l'eau devant être facturés en vertu de la loi intitulée Water Act. Le montant réclamé a été versé sous toute réserve et Harrison Hydro L.P. et ses filiales ont déposé un avis d'appel de cette décision à l'Environmental Appeal Board.

Le 26 juillet 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une décision autorisant l'appel et a ordonné au contrôleur des droits d'utilisation de l'eau de rembourser à chaque société en commandite la quote-part du montant ajusté des droits d'utilisation de l'eau payé en trop de 3 181 \$ à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les années 2011 et 2012. Le 22 novembre 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une autre décision confirmant que la somme portera intérêt à compter du 28 juin 2017 jusqu'à la date de son remboursement. Le 20 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique une requête en révision judiciaire de l'ordonnance de l'Environmental Appeal Board de restituer à Harrison Hydro L.P. et ses filiales le montant en droits d'utilisation de l'eau avec intérêts. Les sociétés en commandite ont déposé leur réponse à la requête le 14 avril 2020. L'audience a eu lieu à Victoria au cours de la dernière semaine de septembre 2020. Une décision a été rendue le 9 février 2021 par la Cour suprême de la Colombie-Britannique, qui a conclu que la décision de l'Environmental Appeal Board était raisonnable et a donc rejeté la requête du contrôleur des droits d'utilisation de l'eau. Le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a ensuite fait appel de la décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique, appel qui a été rejeté à l'unanimité par la Cour d'appel de la Colombie-Britannique le 7 janvier 2022. La Société a comptabilisé le montant de 3 181 \$ dans les comptes consolidés de résultat au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Un montant total de 3 385 \$, y compris les intérêts, a été reçu par la Société au premier trimestre de 2022.

## 15. COVID-19

Pour lutter contre la propagation de la COVID-19, les autorités de toutes les régions où la Société mène ses activités ont mis en place des mesures restrictives pour les entreprises. Cependant, ces mesures n'ont pas eu d'incidence significative sur la Société jusqu'à présent, car la production d'électricité a été considérée comme un service essentiel dans toutes les régions où la Société exerce ses activités. La production d'énergie renouvelable est vendue principalement par l'entremise de contrats d'achat d'électricité conclus avec des sociétés de services publics et des entreprises ayant une cote de crédit élevée.

Il n'est pas exclu que les mesures restrictives actuelles ou futures puissent avoir un effet négatif sur la stabilité financière des fournisseurs et autres partenaires de la Société ou sur les résultats d'exploitation, la situation financière, les liquidités ou les dépenses d'investissement de la Société. La délivrance de permis et d'autorisations, la négociation et la conclusion d'accords concernant des projets en développement et d'acquisition, les activités de construction et l'approvisionnement en équipements pourraient être touchés de manière défavorable par les mesures restrictives liées à la COVID-19. Les répercussions potentielles globales de la COVID-19 sur les activités de la Société sont inconnues, car la situation pourrait se poursuivre pendant une période prolongée, et dépendront des évolutions futures, qui sont incertaines et qui ne peuvent être prévues, y compris, mais sans s'y limiter, la durée et la gravité de la pandémie, la durée des mesures gouvernementales d'atténuation, l'efficacité des mesures prises pour contenir et traiter la maladie et le temps nécessaire à la reprise des conditions économiques et opérationnelles normales.

## 16. INFORMATION SECTORIELLE

### Secteurs opérationnels

La Société produit et vend l'électricité générée par ses centrales hydroélectriques, ses parcs éoliens et ses installations solaires à des sociétés de services publics ou à d'autres contreparties solvables. La direction de la Société analyse les résultats et gère les opérations en fonction du type de technologie, ce qui donne lieu à des structures de coûts et à des exigences différentes en matière de compétences pour les équipes opérationnelles. Par conséquent, la Société compte trois secteurs opérationnels : a) la production hydroélectrique, b) la production éolienne et c) la production solaire.

Les « produits proportionnels » correspondent aux produits, plus la quote-part d'Innergex des produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. Le « BAIIA ajusté » représente le résultat net auquel est ajouté (duquel est déduit) la charge (le recouvrement) d'impôt sur le résultat, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, les charges de dépréciation, le montant net des autres produits, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et la variation de la juste valeur des instruments financiers. Le « BAIIA ajusté proportionnel » représente le BAIIA ajusté, plus la quote-part d'Innergex du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. Les produits proportionnels, le BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS. Par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les lecteurs sont avisés que les produits proportionnels, le BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel ne doivent pas être interprétés comme un substitut au résultat net établi conformément aux IFRS.

À l'exception des produits proportionnels, du BAIIA ajusté et du BAIIA ajusté proportionnel décrits ci-dessus, les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales méthodes comptables ». La Société comptabilise à la valeur comptable les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion.

Période de trois mois close le 30 juin 2022				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	100 119	85 638	33 989	219 746
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	10 387	2 557	—	12 944
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	18 767	—	18 767
Produits proportionnels sectoriels	110 506	106 962	33 989	251 457
BAIIA ajusté sectoriel	76 377	63 418	28 488	168 283
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	7 815	1 625	—	9 440
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	18 767	—	18 767
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	84 192	83 810	28 488	196 490
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	76,3 %	74,1 %	83,8 %	76,6 %

Période de six mois close le 30 juin 2022				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	166 030	191 535	50 904	408 469
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	13 617	7 671	—	21 288
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	37 814	—	37 814
Produits proportionnels sectoriels	179 647	237 020	50 904	467 571
BAIIA ajusté sectoriel	123 007	152 894	39 798	315 699
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	8 955	5 822	—	14 777
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	37 814	—	37 814
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	131 962	196 530	39 798	368 290
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	74,1 %	79,8 %	78,2 %	77,3 %

Période de six mois close le 30 juin 2022				
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs <sup>1</sup>
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	107 129	24 462	—	131 591
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises (note 3)	—	598 864	38 599	637 463
Ajouts d'immobilisations corporelles	2 241	898	959	4 098

1. Les totaux des secteurs comprennent uniquement les projets en exploitation.



Période de trois mois close le 30 juin 2021				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	75 926	72 815	21 864	170 605
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	15 230	2 691	381	18 302
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	9 493	—	9 493
Produits proportionnels sectoriels	91 156	84 999	22 245	198 400
BAIIA ajusté sectoriel	63 027	57 636	19 443	140 106
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	11 633	1 895	256	13 784
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	9 493	—	9 493
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	74 660	69 024	19 699	163 383
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	83,0 %	79,2 %	88,9 %	82,1 %

Période de six mois close le 30 juin 2021				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	102 496	188 828	68 932	360 256
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	19 569	52 509	885	72 963
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	26 916	—	26 916
Produits proportionnels sectoriels	122 065	268 253	69 817	460 135
BAIIA ajusté sectoriel	77 517	157 259	63 518	298 294
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	13 140	48 439	554	62 133
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	26 916	—	26 916
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	90 657	232 614	64 072	387 343
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	75,6 %	83,3 %	92,1 %	82,8 %

Période de six mois close le 30 juin 2021				
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs <sup>1</sup>
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	14 351	—	14 351
Ajouts d'immobilisations corporelles	847	755	734	2 336

1. Les totaux des secteurs comprennent uniquement les projets en exploitation.

Le tableau suivant présente un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS avec les mesures conformes aux IFRS les plus comparables :

	Période de trois mois close le 30 juin 2022				Période de trois mois close le 30 juin 2021			
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel
Produits	219 746	12 944	18 767	251 457	170 605	18 302	9 493	198 400
(Perte nette) bénéfice net	(24 590)	—	—	(24 590)	50 199	—	—	50 199
Charge (recouvrement) d'impôt	1 354	—	—	1 354	(43 856)	(804)	—	(44 660)
Charges financières	77 159	4 476	—	81 635	58 719	5 210	—	63 929
Amortissements	79 113	4 222	—	83 335	59 169	5 610	—	64 779
Dépréciation d'actifs non courants	—	—	—	—	6 314	—	—	6 314
BAIIA	133 036	8 698	—	141 734	130 545	10 016	—	140 561
Autres produits (charges), montant net, avant les CIP	(216)	(14)	—	(230)	168	269	—	437
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	(18 767)	—	18 767	—	(9 493)	—	9 493	—
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(1 222)	1 222	—	—	(2 993)	2 993	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	40 041	(466)	—	39 575	4 458	506	—	4 964
BAIIA ajusté	152 872	9 440	18 767	181 079	122 685	13 784	9 493	145 962
Charges non attribuées :								
Charges générales et administratives	9 623	—	—	9 623	10 687	—	—	10 687
Projets potentiels	5 788	—	—	5 788	6 734	—	—	6 734
BAIIA ajusté sectoriel	168 283	9 440	18 767	196 490	140 106	13 784	9 493	163 383
<b>Marge du BAIIA ajusté sectorielle</b>	<b>76,6 %</b>	<b>72,9 %</b>		<b>78,1 %</b>	<b>82,1 %</b>	<b>75,3 %</b>		<b>82,4 %</b>

	Période de six mois close le 30 juin 2022				Période de six mois close le 30 juin 2021			
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel
Produits	408 469	21 288	37 814	467 571	360 256	72 963	26 916	460 135
Perte nette	(59 520)	—	—	(59 520)	(167 673)	—	—	(167 673)
Recouvrement d'impôt	(2 416)	—	—	(2 416)	(85 139)	(31)	—	(85 170)
Charges financières	143 560	8 900	—	152 460	118 319	14 305	—	132 624
Amortissements	159 344	8 418	—	167 762	118 054	14 565	—	132 619
Dépréciation d'actifs non courants	—	—	—	—	6 314	112 609	—	118 923
BAIIA	240 968	17 318	—	258 286	(10 125)	141 448	—	131 323
Autres produits, montant net, avant les CIP	(1 298)	(189)	—	(1 487)	(347)	1 870	—	1 523
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	(37 814)	—	37 814	—	(20 882)	(6 034)	26 916	—
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	986	(986)	—	—	204 991	(204 991)	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	80 556	(1 366)	—	79 190	92 167	129 840	—	222 007
BAIIA ajusté	283 398	14 777	37 814	335 989	265 804	62 133	26 916	354 853
Charges non attribuées :								
Charges générales et administratives	22 493	—	—	22 493	19 967	—	—	19 967
Projets potentiels	9 808	—	—	9 808	12 523	—	—	12 523
BAIIA ajusté sectoriel	315 699	14 777	37 814	368 290	298 294	62 133	26 916	387 343
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	77,3 %	69,4 %		78,8 %	82,8 %	85,2 %		84,2 %

## Secteurs géographiques

Au 30 juin 2022, exclusion faite de ses investissements dans des coentreprises et des entreprises associées, lesquels sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, la Société avait des participations dans les actifs d'exploitation suivants : 33 centrales hydroélectriques, 8 parcs éoliens et un parc solaire au Canada, 16 parcs éoliens en France, 3 centrales hydroélectriques, 8 parcs éoliens et 4 parcs solaires aux États-Unis ainsi que 4 centrales hydroélectriques, 3 parcs éoliens et 3 parcs solaires au Chili. La Société exerce ses activités dans quatre principaux secteurs géographiques, lesquels sont détaillés ci-dessous :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
<b>Produits</b>				
Canada	114 256	119 566	219 263	202 716
États-Unis	62 978	26 291	106 291	102 324
France	16 065	20 832	43 461	49 200
Chili	26 447	3 916	39 454	6 016
	<b>219 746</b>	<b>170 605</b>	<b>408 469</b>	<b>360 256</b>

Aux	30 juin 2022	31 décembre 2021
<b>Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé<sup>1</sup></b>		
Canada	3 290 331	3 390 029
États-Unis	2 316 912	2 301 353
France	715 488	801 752
Chili	1 358 671	423 856
	<b>7 681 402</b>	<b>6 916 990</b>

1. Comprend les participations dans les coentreprises et entreprises associées.

## 17. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

### Refinancement de la dette de projet au Chili

Dans le cadre du refinancement par Innergex de la dette sans recours de ses installations chiliennes, les swaps de taux d'intérêt, qui avaient été précédemment conclus pour atténuer le risque de fluctuation des taux d'intérêt pendant le processus de négociation, ont été réglés le 25 juillet 2002 en faveur d'Innergex, pour un montant de 41 196 \$ US (53 085 \$).

# RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

## Siège social

1225, rue Saint-Charles  
Ouest, 10e étage  
Longueuil (Québec)  
J4K 0B9  
Tél. 450 928-2550  
Télec. 450 928-2544  
innergex.com

### **Relations avec les investisseurs**

Jean Trudel  
Chef de la direction  
financière  
Tél. 450 928-2550 x1252  
relationsinvestisseurs@innergex.com

## Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

Pour toute demande de renseignements concernant les certificats d'actions, le paiement de dividendes, un changement d'adresse, ou la livraison électronique de documents destinés aux actionnaires, veuillez communiquer avec :

### **Services aux investisseurs Computershare inc.**

1500, boul. Robert-Bourassa, bureau 700  
Montréal (Québec)  
H3A 3S8  
Tél. 1 800 564-6253  
514 982-7555  
service@computershare.com

**Actions ordinaires - TSX : INE**

**Actions privilégiées de série A - TSX : INE.PR.A**

**Actions privilégiées de série C - TSX : INE.PR.C**

**Débetures convertibles - TSX : INE.DB.B**

**Débetures convertibles - TSX : INE.DB.C**

## Notes de crédit attribuées par Fitch

Innergex énergie renouvelable inc.	BBB-
Actions privilégiées de série A	BB
Actions privilégiées de série C	BB

## Régime de réinvestissement de dividendes (RRD)

Innergex énergie renouvelable inc. offre un RRD à l'intention de ses porteurs d'actions ordinaires. Ce régime permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires d'acquérir des actions supplémentaires de la Société en réinvestissant la totalité ou une partie de leurs dividendes en espèces. Pour plus de renseignements à propos du RRD de la Société, veuillez visiter notre site Web au innergex.com ou communiquer avec la Société de fiducie Computershare du Canada, l'agent responsable du RRD. Veuillez noter que, si vous souhaitez adhérer au RRD mais détenez vos actions par l'entremise d'un courtier ou d'une institution financière, vous devez communiquer avec cet intermédiaire et lui demander d'adhérer au RRD en votre nom.

## Auditeur indépendant

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.

This document is available in English.  
For an electronic version, please visit our website at innergex.com.  
For hard copies, please contact info@innergex.com.