

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

RAPPORT TRIMESTRIEL 2021

pour la période close le 30 juin 2021



Les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés n'ont pas été audités par les auditeurs indépendants de la Société.

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.

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 et 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.

En exploitant l'énergie des rayons du soleil, le flux naturel de l'eau et le mouvement de l'air, nous travaillons avec la nature pour produire de l'énergie propre pour un avenir meilleur.

Innergex possède des participations dans 38 centrales hydroélectriques localisées sur 32 bassins versants, 32 parcs éoliens et 7 parcs solaires. 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.

DONNÉES CLÉS

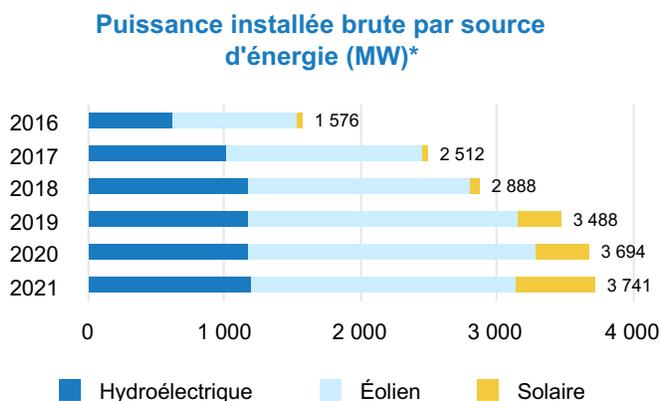
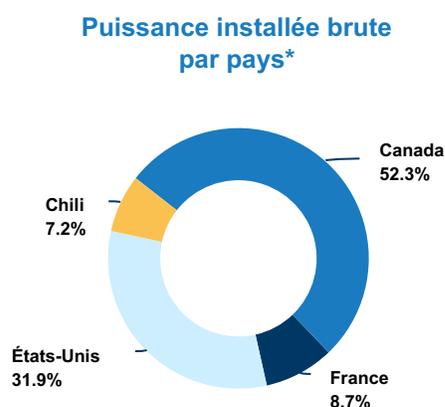
Innergex évalue son rendement à l'aide d'indicateurs de rendement clés. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur ses capacités de production et de génération de liquidités, sa capacité à verser des dividendes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

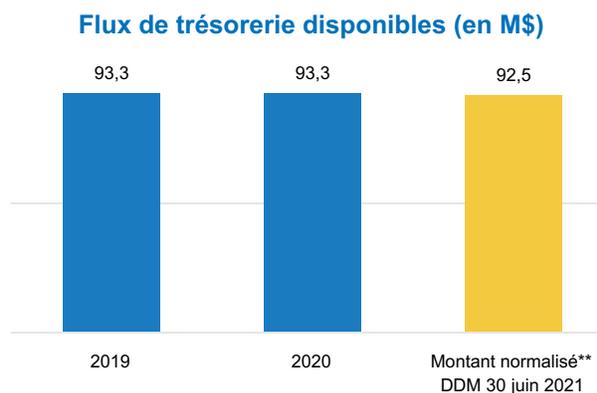
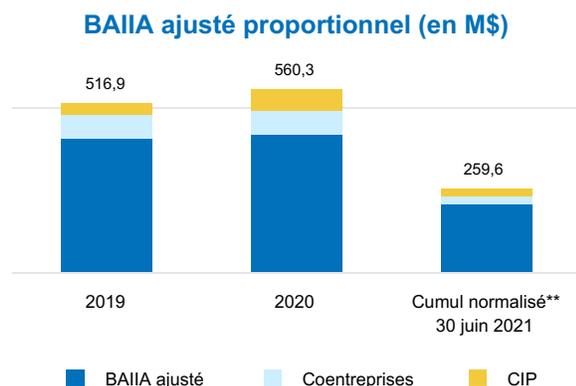
Indicateurs de rendement clés sur le plan de l'exploitation

Au 3 août 2021, la Société comptait quatre secteurs géographiques et trois secteurs opérationnels.



* Puissance installée brute pour les activités poursuivies, y compris le parc solaire Hillcrest, pour lequel la mise en service commerciale a été réalisée en vertu du CAÉ, et exclusion faite des installations Shannon et Flat Top, 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, à la suite des événements de février 2021 au Texas.

Indicateurs de rendement clés sur le plan financier



** Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

MISE À JOUR 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.

La production d'électricité, un service essentiel

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. La Société n'a donc pas l'intention de procéder à des changements visant son personnel et elle compte maintenir les salaires et les avantages. Seule BC Hydro a envoyé des avis de réduction en lien avec certaines centrales hydroélectriques, que la Société conteste (voir la section « Capital et liquidités » du rapport de gestion pour obtenir plus d'information).

Santé et sécurité de nos employés et visiteurs

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 adopté des mesures supplémentaires, notamment :

- l'instauration d'une politique de travail à la maison pour tous les employés de bureau, à l'exception des tâches essentielles qui doivent être effectuées sur place ;
- l'amélioration du nettoyage et de la désinfection des installations;
- la limitation des interactions entre les employés par la distanciation sociale et les barrières physiques
- l'obligation pour les employés d'utiliser des équipements de protection individuelle;
- la révision et l'amélioration des protocoles de dépistage de la COVID-19 et des mesures propres à la surveillance de la santé et de la sécurité des employés
- l'introduction de directives et d'instructions précises sur les mesures de santé et de sécurité liées à la 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 2021, la Société possède et exploite 77 installations en exploitation commerciale (les « installations en exploitation »). Mises en service entre 1992 et juillet 2021, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 8,2 années¹.

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'électricité² 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 14,7 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.

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. Y compris le parc solaire Hillcrest, pour lequel la mise en service commerciale a été réalisée en vertu du CAÉ.

2. 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 2021.

	Nombre d'installations ¹		Puissance installée brute ² (MW)		Puissance installée nette ³ (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
HYDRO-ÉLECTRIQUE								
Canada	33	1	1 019	8	713	4	—	—
États-Unis	1	—	10	—	10	—	—	—
Chili	4	1	170	109	166	82	—	—
Total partiel	38	2	1 199	117	889	86	—	—
ÉOLIEN								
Canada	8	—	908	—	714	—	—	—
France	16	1	324	8	226	2	—	—
États-Unis	8	—	714	—	662	—	—	—
Total partiel	32	1	1 946	8	1 602	2	—	—
SOLAIRE								
Canada	1	—	27	—	27	—	—	—
États-Unis	4	4	467	80	466	80	—	320 ⁵
Chili	2	—	102	—	87	—	150 ⁴	—
Total partiel	7	4	596	80	580	80	150	320
STOCKAGE								
France	—	1	—	—	—	—	—	9 ⁶
Total	77	8	3 741	205	3 071	168	150	329

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 (120 MWh), Paeahu (60 MWh), Kahana (80 MWh) et Barbers Point (60 MWh).

6. Projet de stockage par batteries autonome Tonnerre.

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 2021. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 3 août 2021, 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 2021.

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 2021, ainsi que les données comparables de 2020, 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 (l'« 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 ou sur le site Web de la Société à l'adresse 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	4- Capital et liquidités	26
Deuxième trimestre 2021 - Performance d'exploitation	8	Structure du capital	26
Deuxième trimestre 2021 - Capital et ressources	8	Participation au partage fiscal	27
Deuxième trimestre 2021 - Initiatives de croissance et de développement	9	Situation financière	30
Événements postérieurs	9	Flux de trésorerie	34
2- Aperçu des activités	10	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	36
Environnement commercial	10	Information sur le capital-actions	38
Installation en exploitation	11	Dividendes	39
Activités de mise en service	12	5- Mesures non conformes aux IFRS	40
Activités de construction	13	6- Renseignements complémentaires consolidés	46
Activités de développement	14	Secteurs géographiques	46
Projets potentiels	15	Information financière trimestrielle historique	47
3- Performance financière et résultats d'exploitation	17	Événements de février 2021 au Texas	48
Secteur de la production hydroélectrique	18	7- Méthodes comptables et contrôles de communication de l'information	54
Secteur de la production éolienne	20	Principales méthodes comptables	54
Secteur de la production solaire	22	Contrôles et procédures de communication de l'information	55
Bénéfice net (perte nette)	23	8- Information prospective	56
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)	24		
Participations ne donnant pas le contrôle	25		

1- FAITS SAILLANTS

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin			
	2021	2020	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ³	2021 Normalisé	2020
RÉSULTATS D'EXPLOITATION						
Production (MWh)	2 396 027	2 185 793	4 181 975	—	4 181 975	3 865 390
Produits	170 605	150 513	360 256	(54 967)	305 289	282 629
BAIIA ajusté ¹	122 685	105 336	265 804	(54 967)	210 837	195 755
Marge du BAIIA ajusté ¹	71,9 %	70,0 %	73,8 %	(4,7)%	69,1 %	69,3 %
Bénéfice net (perte nette)	50 199	(1 566)	(167 673)	64 219	(103 454)	(48 497)
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) ¹	18 658	4 484	(8 882)	—	(8 882)	(4 057)
PROPORTIONNEL						
Production proportionnelle (MWh) ¹	2 588 928	2 575 868	4 638 549	—	4 638 549	4 545 631
Produits proportionnels ¹	198 400	192 004	460 135	(95 273)	364 862	356 375
BAIIA ajusté proportionnel ¹	145 962	139 950	354 853	(95 273)	259 580	255 965
Marge du BAIIA ajusté proportionnel ¹	73,6 %	72,9 %	77,1 %	(6,0)%	71,1 %	71,8 %
ACTIONS ORDINAIRES						
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	31 433	31 370	62 877	—	62 877	62 709
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	174 172	173 671	174 141	—	174 141	166 676

	Périodes de douze mois closes les 30 juin			
	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ⁴	2021 Normalisé	2020
FLUX DE TRÉSORERIE ET RATIO DE DISTRIBUTION				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ²	252 213	(16 801)	235 412	200 742
Flux de trésorerie disponibles ^{1,2}	76 702	15 789	92 491	73 844
Ratio de distribution ^{1,2}	164 %	(28)%	136 %	150 %
Ratio de distribution ajusté ²	106 %	— %	106 %	122 %

SITUATION FINANCIÈRE	Aux	30 juin 2021	31 décembre 2020
Total de l'actif		6 875 489	7 154 232
Total du passif		6 024 669	6 083 300
Participations ne donnant pas le contrôle		57 464	62 078

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 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 sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

4. Pour la période de douze mois close le 30 juin 2021, 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. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

1 - FAITS SAILLANTS | Deuxième trimestre 2021 – Performance d'exploitation

Les **produits** ont augmenté de 13 % pour s'établir à 170,6 M\$ pour le trimestre clos le 30 juin 2021 en comparaison du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le secteur de la production **hydroélectrique** a enregistré une hausse des produits, principalement attribuable à l'apport accru des centrales de la Colombie-Britannique, qui découle essentiellement de l'augmentation de la production comparativement aux données de 2020, lesquelles tenaient compte de l'incidence de la réduction imposée par BC Hydro à cinq centrales. L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **éolienne** est surtout attribuable à l'acquisition de Mountain Air le 15 juillet 2020 de même qu'à l'augmentation des produits générés par les parcs éoliens en France découlant de la hausse de la production. L'augmentation a été contrebalancée en partie par la baisse des produits des parcs éoliens du Québec attribuable à la diminution de la production et par l'apport moindre du parc éolien Foard City en raison de l'effet combiné de la baisse du prix de vente moyen et de la diminution de la production. L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **solaire** est attribuable à l'accroissement progressif de la production du parc solaire Hillcrest et à la hausse des produits générés par le parc solaire Phoebe découlant de l'augmentation du prix de vente moyen, malgré la baisse de la production. Les **produits proportionnels** ont augmenté de 3 %, à 198,4 M\$.

Le **BAlIA ajusté** s'est établi à 122,7 M\$, en hausse de 16 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation est attribuable à l'effet combiné de la hausse de l'apport des centrales de la Colombie-Britannique comparativement aux données de 2020, lesquelles tenaient compte de l'incidence de la réduction imposée par BC Hydro à cinq centrales, de l'apport des acquisitions de Mountain Air et de Salvador, de la hausse de l'apport des parcs éoliens en France et de l'accroissement progressif de la production du parc solaire Hillcrest. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par l'apport moins élevé des parcs éoliens du Québec et par la hausse des frais généraux et administratifs et des charges liées aux projets potentiels. Le **BAlIA ajusté proportionnel** a atteint 146,0 M\$, en hausse de 4 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Innergex a comptabilisé un **bénéfice net** de 50,2 M\$ (bénéfice de base et dilué de 0,23 \$ par action) pour le trimestre clos le 30 juin 2021, comparativement à une **perte nette** de 1,6 M\$ (perte par action, de base et diluée, de 0,02 \$) pour la période correspondante de 2020. Cela s'explique essentiellement par la variation favorable de 15,7 M\$ de la **quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées**, attribuable surtout à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021, 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, à la suite des événements de février 2021 au Texas. Une augmentation de 44,7 M\$ du **recouvrement d'impôt sur le résultat** découlant essentiellement de la reprise des passifs d'impôt différé liés 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 classés comme détenus en vue de la vente, a également contribué à l'augmentation du bénéfice net. Ces éléments ont été **en partie contrebalancés** par une variation défavorable de 5,9 M\$ de la **partie réalisée des instruments financiers**, surtout liée à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, par rapport à la période correspondante de 2020, et par une diminution de 8,7 M\$ des **autres produits, attribuable principalement aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal** du parc solaire Phoebe.

1- FAITS SAILLANTS | Deuxième trimestre 2021 – Capital et ressources

La diminution du total des actifs est en grande partie attribuable à la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées découlant surtout des événements de février 2021 au Texas et à la perte de valeur liée aux parcs éoliens Shannon et Flat Top.

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme, y compris leur partie courante, découle principalement des prélèvements effectués pour la construction des projets Hillcrest et Griffin Trail. De plus, la facilité de crédit renouvelable de la Société a été utilisée pour rembourser le solde des prêts à terme d'Alterra le 11 janvier 2021.

La diminution des capitaux propres attribuables aux propriétaires s'explique principalement par le total du résultat global attribuable aux propriétaires de la société mère et les dividendes déclarés.

La hausse des flux de trésorerie disponibles pour la période de douze mois close le 30 juin 2021 s'explique essentiellement par les acquisitions de Salvador et de Mountain Air réalisées aux deuxième et troisième trimestres de 2020 ainsi que par la diminution des paiements d'intérêts sur la facilité de crédit renouvelable de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec en février 2021 et sur les prêts d'Alterra à la suite de leur remboursement en janvier 2021.

1- FAITS SAILLANTS | Deuxième trimestre 2021 – Initiatives de croissance et de développement

La **mise en service complète** du **projet éolien Griffin Trail** de 225,6 MW au Texas, aux États-Unis, a eu lieu le 26 juillet 2021.

La construction du **projet solaire Hillcrest** de 200 MW en Ohio, aux États-Unis, dont la mise en service commerciale a été réalisée au cours du trimestre en vertu du CAÉ, a progressé. La production s'accroît progressivement et l'achèvement substantiel ainsi que la mise en service complète du projet devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2021. La construction du **projet hydroélectrique Innavig** de 7,5 MW au Québec, au Canada, s'est poursuivie et sa mise en service commerciale devrait avoir lieu en 2022. En France, au **projet de stockage par batterie autonome Tonnerre**, les batteries ont été reçues sur le site au cours du deuxième trimestre. Le projet est maintenant en cours de construction et la mise en service commerciale devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2021.

Les **projets en développement** avancent bien. Les entrepreneurs en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) ont été choisis et des ordres de démarrage limité sont en cours pour les **projets solaires et de stockage d'énergie par batteries Paeahu et Hale Kuawehi**. Des études environnementales sont en cours ainsi que d'autres activités visant l'obtention de permis aux **projets solaires et de stockage d'énergie par batteries Barbers Point et Kahana** à Hawaii.

Les **projets potentiels** offriront plusieurs possibilités dans les années à venir, 10 projets d'une puissance installée totale de 669 MW étant actuellement à un stade avancé.

1- FAITS SAILLANTS | Événements postérieurs

Acquisition par Innergex de la participation restante dans Energía Llaima

Innergex a conclu une convention d'achat d'actions aux termes de laquelle elle a acquis, le 9 juillet 2021, la participation restante de 50 % dans Energía Llaima SpA (« Energía Llaima »), une société d'énergie renouvelable établie au Chili, qu'Innergex détenait déjà à 50 %, pour une contrepartie totale de 71,4 M\$ US (89,4 M\$).

En contrepartie de cette transaction, Innergex a émis aux actionnaires d'Energía Llaima des actions ordinaires d'Innergex d'une valeur totale de 71,4 M\$ US à un prix représentant le prix par action égal à la moyenne pondérée en fonction du volume sur 10 jours avant la clôture de l'acquisition, pour un total de 4 048 215 actions émises.

De plus, aux termes de la convention des droits de l'investisseur conclue entre Innergex et Hydro-Québec, Hydro-Québec détient un droit préférentiel de souscription lui permettant de maintenir sa participation de 19,9 %. Hydro-Québec peut donc souscrire des actions ordinaires d'Innergex dans le cadre de toute émission à un prix égal, y compris dans le cadre d'une acquisition. Hydro-Québec dispose également d'un droit de souscription lui permettant de maintenir sa participation à la suite de toute émission annuelle de titres de participation, de titres incitatifs ou de titres octroyés dans le cadre d'une rémunération. À cet égard, Innergex a émis, parallèlement à la clôture de la transaction décrite ci-dessus, 1 148 050 actions ordinaires pour un produit total de 25,3 M\$ afin de permettre à Hydro-Québec de maintenir sa participation de 19,9 %.

Acquisition par Innergex d'une centrale hydroélectrique au fil de l'eau au Chili

La Société a acquis une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 18 MW au Chili. La transaction a été conclue le 3 août 2021. L'installation mise en service en 2011 a été acquise pour une valeur d'entreprise de 40,5 M\$ US (50,5 M\$) avec un investissement en capitaux propres d'Innergex de 16,6 M\$ US (20,6 M\$), montant réparti entre le paiement aux actionnaires et le remboursement partiel de la dette existante et d'autres coûts.

Parc solaire Phoebe - Règlement des montants impayés

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 projet¹, déduction faite de l'électricité impayée vendue par le projet durant le processus de négociation.

1. Les projets d'énergie renouvelable qui vendent de l'électricité dans le cadre d'une structure de couverture du prix de l'électricité sont exposés à un risque de décalage principalement attribuable 1) au risque lié au volume ou au risque de non-concordance, qui représente le risque d'une insuffisance de l'énergie réellement produite par rapport à la quantité horaire contractuelle, et 2) au risque de base, qui représente le risque de différentiel de prix entre les prix du réseau et les prix au point d'injection par MWh d'électricité prévus aux contrats. Pour couvrir les décalages défavorables temporaires, les contreparties fournissent aux projets un compte de suivi, soit un prêt de fonds de roulement qui est remboursé avec des décalages favorables ultérieurs ou des paiements en trésorerie.

Activités de mise en service - Parc éolien Griffin Trail

Le 26 juillet 2021, Innergex a terminé la mise en service du parc éolien Griffin Trail de 225,6 MW situé dans le nord du Texas. L'emprunt lié à la construction de 256,2 M\$ US (319,0 M\$) a été remboursé le 30 juillet 2021 par une participation au partage fiscal de 169,2 M\$ US (210,6 M\$), alors que la Société a fourni une participation de commanditaire de 115,5 M\$ US (143,8 M\$). L'excédent de la participation au partage fiscal et de la participation de commanditaire servira aux dépenses liées à la construction et aux montants liés aux retenues de garantie une fois les activités de construction terminées.

Conditions météorologiques en Colombie-Britannique, au Canada

Les récentes conditions météorologiques ont provoqué la propagation de feux de forêt un peu partout en Colombie-Britannique. Sous l'effet des rafales de vent, le feu de Lytton s'est déplacé rapidement vers la ligne de transport de la centrale Kwoiek Creek. Bien que les employés sur place soient en sécurité et que l'installation ne présente aucun danger immédiat, ses activités ont été interrompues temporairement, car l'incendie a endommagé la ligne de transport.

Il est trop tôt pour évaluer les dommages et quantifier les pertes, tant directes qu'indirectes, mais l'événement devrait être couvert par la police d'assurance de la Société. Un cas de force majeure a été signalé à BC Hydro en vertu du contrat d'achat d'électricité.

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 ¹								Total	
	T1		T2		T3		T4			
HYDRO-ÉLECTRIQUE	435	13 %	1 138	33 %	1 135	33 %	717	21 %	3 425	33 %
ÉOLIEN	1 585	29 %	1 348	24 %	1 085	20 %	1 510	27 %	5 528	53 %
SOLAIRE	294	21 %	421	29 %	424	30 %	277	20 %	1 416	14 %
Total	2 314	22 %	2 907	29 %	2 644	25 %	2 504	24 %	10 369	100 %

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 3 août 2021. 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.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Installations en exploitation

Secteur énergétique	Emplacement	Période de trois mois close le 30 juin 2021		Période de trois mois close le 30 juin 2020		Période de trois mois Variation de la production en %	Période de six mois close le 30 juin 2021		Période de six mois close le 30 juin 2020		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	
HYDRO-ÉLECTRIQUE	Québec	212 646	99 %	199 838	93 %	6 %	354 787	105 %	320 548	95 %	11 %
	Ontario	10 234	49 %	16 277	78 %	(37)%	33 162	74 %	39 010	86 %	(15)%
	Britannique	826 565	102 %	677 526	83 %	22 %	970 177	95 %	839 619	82 %	16 %
	États-Unis	17 726	105 %	18 935	112 %	(6)%	22 105	89 %	22 855	92 %	(3)%
	Total partiel	1 067 171	100 %	912 576	86 %	17 %	1 380 231	96 %	1 222 032	85 %	13 %
ÉOLIEN	Québec	462 054	91 %	568 245	112 %	(19)%	1 100 232	92 %	1 208 197	101 %	(9)%
	France	153 682	97 %	124 243	79 %	24 %	360 892	93 %	401 068	104 %	(10)%
	États-Unis ³	412 465	92 %	350 529	99 %	18 %	863 265	97 %	678 951	96 %	27 %
	Total partiel	1 028 201	92 %	1 043 017	102 %	(1)%	2 324 389	94 %	2 288 216	100 %	2 %
SOLAIRE	Ontario	14 295	120 %	14 181	118 %	1 %	20 217	107 %	20 507	108 %	(1)%
	États-Unis	253 523	80 %	200 413	87 %	27 %	375 819	80 %	319 029	83 %	18 %
	Chili ⁴	32 837	96 %	15 606	98 %	110 %	81 319	94 %	15 606	98 %	421 %
	Total partiel	300 655	83 %	230 200	89 %	31 %	477 355	83 %	355 142	85 %	34 %
PRODUCTION TOTALE¹		2 396 027	94 %	2 185 793	93 %	10 %	4 181 975	93 %	3 865 390	93 %	8 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex		192 901	94 %	390 075	91 %	(51)%	456 574	93 %	680 241	95 %	(33)%
PRODUCTION PROPORTIONNELLE^{1,2}		2 588 928	94 %	2 575 868	93 %	1 %	4 638 549	93 %	4 545 631	94 %	2 %

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, à la suite des événements de février 2021 au Texas.

3. L'acquisition de Mountain Air a été conclue le 15 juillet 2020.

4. L'acquisition de Salvador a été conclue le 14 mai 2020.

La **production** pour la période de trois mois close le 30 juin 2021 s'est établie à 94 % de la PMLT. Cette variation s'explique principalement par l'incidence défavorable de la réduction exigée par le réseau de distribution au Texas et de l'ensoleillement moindre au parc solaire Phoebe ainsi que par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au parc éolien Foard City et dans certains parcs du Québec. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 94 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une **production proportionnelle** représentant 94 % de la PMLT.

La **production** pour la période de six mois close le 30 juin 2021 s'est établie à 93 % de la PMLT. Cette variation s'explique principalement par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne dans certains parcs du Québec, au parc éolien Foard City et en France, par des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique ainsi que par l'incidence défavorable de la réduction exigée par le réseau de distribution au Texas et de l'ensoleillement moindre au parc solaire Phoebe. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les débits d'eau supérieurs à la moyenne dans certaines centrales hydroélectriques du Québec et par un régime éolien supérieur à la moyenne aux parcs éoliens Mountain Air aux États-Unis. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 93 % 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 tableau ci-après présente les projets mis en service depuis le début de 2021.

Nom (emplacement)	Type	Participation (%)	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée ¹ (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux du projet		Prévisions, moyenne des cinq premières années		Statut
						Estimés ¹ (M\$)		Produits proportionnels ^{1,2} (M\$)	BAlIA ajusté proportionnel ^{1,2} (M\$)	
Griffin Trail (Texas, É.-U.)	Éolien	100	225,6	832,4	— ³	352,9 ⁴		48,4 ⁴	37,6 ⁴	Le 26 juillet 2021, la Société a achevé la mise en service du parc éolien Griffin Trail de 225,6 MW situé dans le nord du Texas. Elle a conclu le financement par des investisseurs participant au partage fiscal le 30 juillet 2021.
Yonne II	Éolien	69,55	6,9	11,0	20	15,9 ⁵		1,5 ⁵	1,1 ⁵	Le 1er mars 2021, la Société a achevé la mise en service du parc éolien Yonne II de 6,9 MW situé en France. Innergex détient une participation de 69,55 % dans le parc éolien, la participation restante de 30,45 % étant détenue par le Régime des rentes du Mouvement Desjardins (« RRMD »).
Total			232,5	843,4	20,0	368,8		49,9	38,7	

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. Les produits proportionnels et le BAlIA ajusté proportionnel 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 » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
3. L'électricité sera vendue sur le marché libre.
4. Le coût total du projet est estimé à 284,7 M\$ US, les produits prévus, à 16,8 M\$ US, les produits proportionnels prévus, à 39,1 M\$ US, le BAlIA ajusté prévu, à 8,1 M\$ US, et le BAlIA ajusté proportionnel, à 30,3 M\$ US, convertis à un taux de 1,2394.
5. Le coût total du projet est estimé à 10,8 M€, les produits prévus, à 1,0 M€, et le BAlIA ajusté prévu, à 0,8 M€, convertis à un taux de 1,4699.

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, y compris le parc solaire Hillcrest, dont la mise en service commerciale a été réalisée au cours du trimestre en vertu du CAÉ.

Nom (emplacement)	Type	Participation (%)	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée ¹ (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux du projet		Prévisions, moyenne des cinq premières années		Statut	Date prévue de MS
						Estimés ¹ (M\$)		Produits proportionnels ^{1,2} (M\$)	BAlIA ajusté proportionnel ^{1,2} (M\$)		
Hillcrest (Ohio, É.-U.)	Solaire	100	200,0	413,3	15	378,0 ³		21,1 ³	12,6 ³	Toutes les principales activités de construction sont terminées et l'entrepreneur est en train de remettre le site en état en vue de la démobilisation et de l'achèvement du projet. Le projet est achevé à environ 99 %. Nous prévoyons atteindre l'achèvement substantiel et la mise en service complète du projet au cours du troisième trimestre de 2021. L'installation a réalisé la mise en service commerciale en vertu du CAÉ le 11 mai 2021. L'estimation du coût total a été révisée pour tenir compte de certains dépassements de coûts et des discussions de mise en service commerciale en cours avec l'entrepreneur en IAC.	2021
Innavik (QC, Canada)	Hydro-électrique	50	7,5	54,7	40	63,9 ⁴		5,4 ⁴	4,3 ⁴	Les travaux d'excavation du déversoir et du détournement ont commencé et avancent bien. Les travaux de bétonnage de la centrale ont commencé, et les coudes des tuyaux d'aspiration et les tuyaux d'aspiration des turbines sont déjà installés et coulés. L'entrepreneur a soumis le permis de construction de la ligne de transport au ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. Le contrat pour la conversion biénergie résidentielle a été attribué par l'Office municipal d'habitation Kativik, et la phase 1 du programme débutera au troisième trimestre de 2021.	2022
Tonnerre (France)	Stockage	100	Note ⁵	—	— ⁶	Note ⁷		Note ⁷	Note ⁷	Un contrat d'approvisionnement, de construction et d'entretien a été conclu avec le fournisseur de batteries sélectionné EVLO, une filiale d'Hydro-Québec. La construction sur le site a commencé en juillet. La mise en service est prévue au quatrième trimestre de 2021.	2021
Total			207,5	468,0	55,0	441,9		26,5	16,9		

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. Les produits proportionnels et le BAlIA ajusté proportionnel 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 » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

3. Le coût total du projet est estimé à 305,0 M\$ US, les produits prévus, à 17,0 M\$ US, et le BAlIA ajusté prévu, à 10,2 M\$ US, convertis à un taux de 1,2394.

4. Les coûts de construction correspondent à 100 % des coûts prévus pour cette installation. Les produits et le BAlIA ajusté devraient se situer à 10,8 M\$ et 8,6 M\$, respectivement, ou à 5,4 M\$ et 4,3 M\$ sur une base proportionnelle, respectivement.

5. Capacité de stockage par batteries autonome de 9 MWh.

6. Le projet a obtenu un contrat offrant un complément de rémunération d'une durée de 7 ans, qui offre un contrat à prix fixe pour le certificat de capacité. Le Code de l'énergie français prévoit un complément de rémunération fondé sur le marché. Dans le cadre d'un contrat offrant un complément de rémunération, le revenu du producteur est la somme du prix de marché et du complément de rémunération. Un tel complément correspond à la différence entre, d'une part, un tarif de référence calculé en tenant compte des coûts de financement et des charges d'exploitation moyens d'installations performantes, représentatives de l'installation, et, d'autre part, le prix de marché moyen de l'électricité et de la capacité.

7. Le coût estimé du projet, les produits prévus et le BAlIA ajusté prévu doivent être finalisés. Les chiffres seront présentés lors de la mise en service.

Des plans et des mesures d'urgence sont en place sur tous les chantiers de construction pour faire face à la pandémie de COVID-19. À moins qu'un décret ne soit publié pour arrêter la construction, les activités de construction devraient se poursuivre comme prévu.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de développement

Innergex détient un portefeuille de projets en développement d'une puissance installée brute d'environ 198 MW. Le tableau ci-après présente leur statut à la date du présent rapport de gestion.

Nom (emplacement)	Type	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée ¹ (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Statut	Date prévue de MS
Frontera (Chili)	Hydro-électrique	109,0	464,0	— ²	Le processus de financement, le contrat de construction et les demandes de permis progressent lentement en raison de la pandémie de COVID-19. Le calendrier du projet est en cours de révision.	—
Hale Kuawehi (Hawaïi, É.-U.)	Solaire	30,0 ³	87,4 ⁴	25	L'application technique de la conception est achevée à 60 %. L'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) a été choisi et un ordre de démarrage limité a été émis à l'entrepreneur à la fin du premier trimestre de 2021. L'entente en IAC finale est prévue au troisième trimestre de 2021. Les demandes de permis de construction sont en cours, y compris la présentation du plan pour approbation.	2022
Paeahu (Hawaïi, É.-U.)	Solaire	15,0 ³	41,2 ⁴	25	L'entrepreneur en IAC a été choisi et un ordre de démarrage limité a été émis avec l'entrepreneur à la fin du deuxième trimestre de 2021. L'entente en IAC finale est prévue au troisième trimestre de 2021. La commission d'aménagement du comté de Maui a approuvé le 25 mai 2021 le permis d'utilisation spéciale et la phase II du développement du projet du district, pour lesquels un appel de l'opposition locale a été interjeté auprès de la Circuit Court of the Second Circuit de l'État d'Hawaïi. Toutefois, cela ne limite actuellement en rien leur efficacité. Les demandes de permis de construction sont en cours.	2023
Kahana (Hawaïi, É.-U.)	Solaire	20,0 ³	74,6 ⁴	25	L'ingénieur a été choisi pour la conception préliminaire, et l'application technique de la conception est achevée à 30 %. Une demande relative aux lignes de transmission aériennes a été présentée à la PUC d'Hawaïi. Le processus d'ingénierie préliminaire pour les lignes de transmission aériennes et les installations d'interconnexion a commencé avec les services publics. Les consultations avec les entrepreneurs en IAC potentiels ont été lancées.	2023
Barbers Point (Hawaïi, É.-U.)	Solaire	15,0 ³	37,0 ⁴	25	Des études environnementales sont en cours ainsi que d'autres activités visant l'obtention de permis. 30 % de l'application technique de la conception est en cours. Le processus d'ingénierie préliminaire pour les lignes de transmission aériennes et les installations d'interconnexion a commencé. Les consultations avec les entrepreneurs en IAC potentiels ont été lancées. La PUC a suspendu le calendrier procédural pour l'approbation du CAÉ jusqu'à ce que l'évaluation environnementale finale soit terminée et déposée à la fin du premier trimestre de 2022.	2023
Lazenay (France)	Éolien	9,0	27,8	—	Lazenay est un projet éolien situé dans le Centre-Val de Loire dont la Société détient 25 %. L'autorisation environnementale a été reçue, l'approbation du CAÉ par EDF-OA est en cours et la demande de contrat de service d'interconnexion a été déposée.	2023
TOTAL		198,0	732,0			

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

3. Projets solaires disposant d'une capacité de stockage par batteries de 120 MWh pour Hale Kuawehi, de 60 MWh pour Paeahu, de 80 MWh pour Kahana et de 60 MWh pour Barbers Point.

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

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 ou dans le cadre d'un programme d'offre standard (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 du statut d'obtention des permis qui conduit à l'obtention d'un ordre de démarrage final, combinée à un facteur de probabilité de réussite que le projet atteigne le stade du développement. 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 d'obtention des permis FAIBLE combiné à un facteur de probabilité de réussite FAIBLE ; ou un statut d'obtention des permis MOYEN combiné à un facteur de probabilité de réussite FAIBLE .
Stade intermédiaire	Les projets potentiels de cette catégorie présentent un statut d'obtention des permis MOYEN combiné à un facteur de probabilité de réussite MOYEN ; ou un statut d'obtention des permis ÉLEVÉ combiné à un facteur de probabilité de réussite MOYEN .
Stade avancé	Les projets potentiels de cette catégorie présentent un statut d'obtention des permis ÉLEVÉ combiné à un facteur de probabilité de réussite ÉLEVÉ ; ou un statut d'obtention des permis MOYEN combiné à un facteur de probabilité de réussite ÉLEVÉ .

	Stade préliminaire		Stade intermédiaire		Stade avancé		Puissance totale ¹ (en MW)	Nombre total de projets
	Puissance ¹ (en MW)	Nombre de projets	Puissance ¹ (en MW)	Nombre de projets	Puissance ¹ (en MW)	Nombre de projets		
CANADA								
Hydroélectrique	500	8	—	—	—	—	500	8
Solaire	300	7	—	—	—	—	300	7
Éolien	3 943	23	—	—	—	—	3 943	23
Total partiel	4 743	38	—	—	—	—	4 743	38
ÉTATS-UNIS								
Solaire	589	6	445	4	200	1	1 234	11
Éolien	—	—	—	—	332	1	332	1
Total partiel	589	6	445	4	532	2	1 566	12
FRANCE								
Solaire	—	—	60	1	—	—	60	1
Éolien	69	7	132	8	134	7	335	22
Total partiel	69	7	192	9	134	7	395	23
CHILI								
Hydroélectrique	183	3	—	—	3	1	186	4
Solaire	32	1	—	—	—	—	32	1
Éolien	—	—	9	1	—	—	9	1
Total partiel	215	4	9	1	3	1	227	6
Total	5 616	55	646	14	669	10	6 931	79

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.

Par rapport au trimestre précédent, en France, un projet éolien est passé du stade avancé au stade de développement, tandis qu'un autre est repassé du stade avancé au stade intermédiaire. Dans la même région, un projet solaire est passé du stade préliminaire au stade intermédiaire. À la suite de l'issue infructueuse pour Innergex du récent appel d'offres en Saskatchewan, trois projets éoliens sont repassés au stade préliminaire.

Le projet éolien à un stade avancé Boswell Springs dans le Wyoming, aux États-Unis, 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'interconnection avec PacifiCorp.

Projets de l'alliance stratégique

La Société a formé une alliance stratégique avec Hydro-Québec le 6 février 2020 afin de tirer parti du solide savoir-faire québécois en matière d'énergie renouvelable et de gestion de réseaux électriques pour saisir des occasions à l'échelle mondiale. Aux fins de l'alliance stratégique, Hydro-Québec a engagé un montant initial de 500 M\$ qui sera entièrement et exclusivement consacré à des projets d'énergie renouvelable réalisés conjointement avec Innergex. Chacune des parties s'est également engagée à présenter exclusivement à l'autre ses occasions d'investissement dans des secteurs ciblés hors Québec pour une période initiale de 3 ans. Les domaines d'investissement ciblés incluent des projets éoliens et solaires comprenant des volets de stockage par batteries ou de transport, des projets relatifs à de la production décentralisée ou des réseaux autonomes d'énergie renouvelable et à d'autres projets touchant des secteurs dont les deux entreprises conviendront.

Au cours de la première année de l'alliance stratégique, les deux entités ont travaillé ensemble pour constituer une équipe chargée d'identifier les occasions d'investissement. De nombreuses occasions ont été évaluées, et d'autres sont encore à l'étude. Les deux équipes collaborent au quotidien pour identifier et évaluer les meilleures occasions pour l'alliance stratégique. La pandémie actuelle de COVID-19 a ralenti le marché, mais il est toujours possible de dénicher des occasions, et l'équipe évalue toutes celles qui sont pertinentes pour l'alliance stratégique. En outre, les deux entités ciblent des installations de stockage d'énergie autonome qui utiliseraient la technologie de stockage par batteries élaborée par Hydro-Québec, comme le projet de batteries Tonnerre d'Innergex, qui est le premier déploiement de batteries pour Hydro-Québec.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 30 juin				Périodes de six mois closes les 30 juin					
	2021	2020	Variation		2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ³	2021 Normalisé	2020	Variation	
Produits	170 605	150 513	20 092	13 %	360 256	(54 967)	305 289	282 629	22 660	8 %
Charges d'exploitation	30 163	30 345	(182)	(1) %	61 156	—	61 156	57 892	3 264	6 %
Frais généraux et administratifs	11 023	10 070	953	9 %	20 773	—	20 773	20 581	192	1 %
Charges liées aux projets potentiels	6 734	4 762	1 972	41 %	12 523	—	12 523	8 401	4 122	49 %
BAIIA ajusté ¹	122 685	105 336	17 349	16 %	265 804	(54 967)	210 837	195 755	15 082	8 %
Marge du BAIIA ajusté ¹	71,9 %	70,0 %			73,8 %	(4,7)%	69,1 %	69,3 %		
Charges financières	58 719	55 248	3 471	6 %	118 319	—	118 319	115 578	2 741	2 %
Autres produits, montant net	(9 325)	(18 028)	8 703	(48) %	(21 229)	—	(21 229)	(41 525)	20 296	(49) %
Amortissements	59 169	57 126	2 043	4 %	118 054	—	118 054	110 693	7 361	7 %
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	6 314	—	6 314	— %	6 314	—	6 314	—	6 314	— %
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées ² :										
Quote-part de la perte, avant les charges de dépréciation	(2 993)	12 726	(15 719)	(124) %	92 382	(64 197)	28 185	32 780	(4 595)	(14) %
Quote-part des charges de dépréciation	—	—	—	— %	112 609	—	112 609	—	112 609	— %
Variation de la juste valeur des instruments financiers	4 458	(1 015)	5 473	(539) %	92 167	(72 060)	20 107	26 694	(6 587)	(25) %
(Recouvrement) charge d'impôt	(43 856)	845	(44 701)	(5 290) %	(85 139)	17 071	(68 068)	32	(68 100)	(212 813) %
Bénéfice net (perte nette)	50 199	(1 566)	51 765	(3 306) %	(167 673)	64 219	(103 454)	(48 497)	(54 957)	113 %
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :										
Propriétaires de la société mère	41 102	(2 548)	43 650	(1 713) %	(173 059)	64 219	(108 840)	(56 288)	(52 552)	93 %
Participations ne donnant pas le contrôle	9 097	982	8 115	826 %	5 386	—	5 386	7 791	(2 405)	(31) %
	50 199	(1 566)	51 765	(3 306) %	(167 673)	64 219	(103 454)	(48 497)	(54 957)	113 %
Bénéfice net (perte nette) par action attribuable aux propriétaires, de base et dilué(e) (\$)	0,23	(0,02)			(1,01)	0,37	(0,64)	(0,36)		

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. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

Sur une base consolidée, la **marge du BAIIA ajusté** a augmenté pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, passant de 70,0 % à 71,9 %. Cette augmentation s'explique principalement par la hausse des produits tirés des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, l'augmentation des produits générés par le parc solaire Salvador et l'apport du parc solaire Hillcrest, compensés en partie par la hausse des frais généraux et administratifs et des charges liées aux projets potentiels et par la pondération de la récente acquisition de Mountain Air, dont la marge est plus faible.

Sur une base consolidée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, la **marge du BAIIA ajusté** a diminué pour la période de six mois close le 30 juin 2021, passant de 69,3 % à 69,1 %. Cette diminution s'explique par la hausse des charges liées aux projets potentiels et par la pondération des installations récemment acquises aux États-Unis, dont les marges sont plus faibles. La diminution a été partiellement contrebalancée par la hausse des produits des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, l'augmentation des produits générés par le parc solaire Salvador et l'apport du parc solaire Hillcrest.

Sur une base consolidée, la **marge du BAIIA ajusté proportionnel** a augmenté de 72,9 % pour s'établir à 73,6 % pour la période de trois mois close le 30 juin 2021. Cette augmentation est attribuable à la hausse de la marge du BAIIA ajusté, partiellement contrebalancée par les CIP moins élevés, attribuables à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021, 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, à la suite des événements de février 2021 au Texas.

Sur une base consolidée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, la **marge du BAIIA ajusté proportionnel** a diminué, passant de 71,8 % à 71,1 % pour la période de six mois close le 30 juin 2021. La diminution s'explique par la baisse de la marge du BAIIA ajusté et par les CIP moins élevés, attribuables à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021, 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, à la suite des événements de février 2021 au Texas.

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		
	2021	2020	Variation	2021	2020	Variation
Production (MWh)	1 067 171	912 576	17 %	1 380 231	1 222 032	13 %
PMLT (MWh)	1 064 950	1 064 950	— %	1 434 632	1 434 632	— %
Produits (en M\$)	75 926	65 030	17 %	102 496	92 987	10 %
BAIIA ajusté (en M\$) ¹	63 027	52 071	21 %	77 517	68 521	13 %
Marge du BAIIA ajusté ¹	83,0 %	80,1 %		75,6 %	73,7 %	
PROPORTIONNEL¹						
Production proportionnelle (MWh)	1 234 012	1 063 082	16 %	1 585 164	1 407 755	13 %
Produits proportionnels (en M\$)	91 156	79 702	14 %	122 065	112 448	9 %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	74 660	63 815	17 %	90 657	81 591	11 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	81,9 %	80,1 %		74,3 %	72,6 %	

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 2021, l'augmentation de 21 % du **BAIIA ajusté** du secteur de la production hydroélectrique par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent est principalement attribuable à la hausse de l'apport des centrales de la Colombie-Britannique, qui découle principalement de l'augmentation des produits attribuable à la hausse de la production, ce qui s'explique par les données moins élevées de 2020, lesquelles tenaient compte de l'incidence de la réduction imposée par BC Hydro à cinq centrales. L'augmentation a été contrebalancée en partie par la baisse des prix de vente moyens de certaines centrales de la Colombie-Britannique et du Québec. La hausse de la **marge du BAIIA ajusté**, qui est passée de 80,1 % à 83,0 %, s'explique surtout par l'augmentation des produits générés en Colombie-Britannique, compensée en partie par la baisse des produits générés au Québec.

L'apport des centrales hydroélectriques des **coentreprises et des entreprises associées** au **BAIIA ajusté proportionnel** s'élève à 11,6 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, en baisse de 1 % comparativement à un apport de 11,7 M\$ pour le même trimestre l'an dernier, du fait de la baisse de l'apport de la centrale Umbata Falls en Ontario découlant de la diminution des produits attribuable à la production moins élevée. Cette diminution est également attribuable à l'apport moins élevé des centrales au Chili, en raison de l'augmentation des charges d'exploitation par rapport à la hausse des produits. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par l'apport plus élevé de la centrale Jimmie Creek en raison de l'augmentation des produits attribuable à la production plus élevée, ce qui s'explique par les données moins élevées de 2020, lesquelles tenaient compte de l'incidence de la réduction imposée par BC Hydro, ainsi que par des débits d'eau plus élevés.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, l'augmentation de 13 % du **BAIIA ajusté** du secteur de la production hydroélectrique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent est principalement attribuable à la hausse de l'apport des centrales de la Colombie-Britannique, qui découle essentiellement de la hausse des produits attribuable à l'augmentation de la production, ce qui s'explique par les données moins élevées de 2020, lesquelles tenaient compte de l'incidence de la réduction imposée par BC Hydro à cinq centrales. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par l'apport moins élevé de certaines centrales du Québec, qui s'explique par l'augmentation des charges d'exploitation par rapport à la hausse des produits de certaines centrales. L'augmentation de la **marge du BAIIA ajusté**, qui est passée de 73,7 % à 75,6 %, s'explique surtout par la hausse des produits générés en Colombie-Britannique.

L'apport des centrales hydroélectriques des **coentreprises et des entreprises associées** au **BAIIA ajusté proportionnel** s'élève à 13,1 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2021, demeurant stable comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, du fait essentiellement de l'apport plus élevé de la centrale Jimmie Creek, qui découle de la hausse des produits attribuable à la production accrue, ce qui s'explique par les données moins élevées de 2020, lesquelles tenaient compte de l'incidence de la réduction imposée par BC Hydro, ainsi que des débits d'eau supérieurs par rapport à la baisse du prix de vente moyen. Cet apport plus élevé a été contrebalancé en grande partie par la baisse de l'apport de la centrale Umbata Falls en Ontario découlant de la diminution des produits attribuable à la production moins élevée ainsi que par la baisse de l'apport des centrales au Chili attribuable à l'augmentation des charges d'exploitation.

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				
	2021	2020	Variation	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ²	2021 Normalisé	2020	Variation
Secteur de la production éolienne								
Production (MWh)	1 028 201	1 043 017	(1) %	2 324 389	—	2 324 389	2 288 216	2 %
PMLT (MWh)	1 115 257	1 020 283	9 %	2 479 946	—	2 479 946	2 294 963	8 %
Produits (en M\$)	72 815	71 794	1 %	188 828	(16 801)	172 027	167 599	3 %
BAIIA ajusté (en M\$) ¹	57 636	55 915	3 %	157 259	(16 801)	140 458	136 856	3 %
Marge du BAIIA ajusté ¹	79,2 %	77,9 %		83,3 %	(4,3) %	81,6 %	81,7 %	
PROPORTIONNEL¹								
Production proportionnelle (MWh)	1 051 617	1 279 642	(18) %	2 570 490	—	2 570 490	2 776 668	(7) %
Produits proportionnels (en M\$)	84 999	98 179	(13) %	268 253	(57 107)	211 146	220 867	(4) %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	69 024	78 547	(12) %	232 614	(57 107)	175 507	183 434	(4) %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	81,2 %	80,0 %		86,7 %	(6,2) %	83,1 %	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. 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 2021, le **BAIIA ajusté** du secteur de la production éolienne a augmenté de 3 % par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'acquisition de Mountain Air en Idaho réalisée le 15 juillet 2020 et à la hausse de l'apport des parcs éoliens en France, en raison des produits plus élevés attribuables à l'accroissement de la production. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la baisse de l'apport des parcs éoliens au Québec, laquelle s'explique par la diminution des produits attribuable à la baisse de la production, malgré la diminution des charges d'exploitation. L'augmentation est également compensée en partie par la baisse de l'apport du parc éolien Foard City, en raison de la diminution des produits par rapport à la baisse des charges d'exploitation. La **marge du BAIIA ajusté** a augmenté, passant de 77,9 % à 79,2 %. Cette augmentation s'explique par la hausse des produits générés aux États-Unis et provenant de l'acquisition de Mountain Air et par la hausse des produits des parcs éoliens en France. Ces éléments ont été compensés en partie par la baisse des produits générés par les parcs éoliens du Québec.

L'apport des parcs éoliens des **coentreprises et des entreprises associées** au **BAIIA ajusté proportionnel** s'est chiffré à 1,9 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, par rapport à un apport de 3,2 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Shannon et Flat Top depuis le 1er avril 2021, 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, à la suite des événements de février 2021 au Texas. La diminution s'explique aussi par la baisse de l'apport du parc éolien Dokie en Colombie-Britannique découlant de l'effet combiné de la réduction des produits attribuable au recul de la production et aux prix de vente moyens moins élevés et de l'augmentation des charges d'exploitation. La diminution est également attribuable à l'apport moins élevé du parc éolien Viger-Denonville au Québec en raison de la diminution des produits provenant de la baisse de la production.

L'apport des **CIP proportionnels** générés par les parcs éoliens s'est chiffré à 9,5 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, contre un apport de 19,4 M\$ pour le même trimestre de l'exercice précédent. Cette diminution est surtout attribuable à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Shannon et Flat Top depuis le 1er avril 2021, 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, à la suite des événements de février 2021 au Texas. La diminution s'explique aussi par les CIP moins élevés obtenus du parc éolien Foard City en raison de la baisse de la production.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, le **BAlIA ajusté** du secteur de la production éolienne, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, a augmenté de 3 % sur une base normalisée par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'acquisition de Mountain Air en Idaho réalisée le 15 juillet 2020 et à la hausse de l'apport du parc éolien Foard City, en raison de la diminution des charges d'exploitation par rapport à la baisse des produits. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par la baisse de l'apport des parcs éoliens au Québec, qui s'explique par la baisse des produits attribuable au recul de la production par rapport à la hausse des prix de vente moyens. La **marge du BAlIA ajusté** normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, a diminué, passant de 81,7 % à 81,6 %. Cette diminution s'explique par la baisse des produits des parcs éoliens au Québec et en France, et a été compensée en partie par la diminution des charges d'exploitation par rapport à la baisse des produits du parc éolien Foard City.

L'apport des parcs éoliens des **coentreprises et des entreprises associées** au **BAlIA ajusté proportionnel**, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, sur une base normalisée, s'est chiffré à 8,1 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2021, par rapport à un apport de 9,0 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021, 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, à la suite des événements de février 2021 au Texas. La diminution s'explique également par la baisse de l'apport du parc éolien Dokie en Colombie-Britannique découlant de l'effet combiné de la baisse des produits attribuable aux prix de vente moins élevés et de l'augmentation des charges d'exploitation.

L'apport des **CIP proportionnels** générés par les parcs éoliens s'est chiffré à 26,9 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2021, contre un apport de 37,6 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette diminution est essentiellement attribuable à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Shannon et Flat Top depuis le 1er avril 2021, 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, à la suite des événements de février 2021 au Texas. La diminution s'explique aussi par les CIP moins élevés obtenus du parc éolien Foard City en raison de la baisse de la production.

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				
	2021	2020	Variation	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ²	2021 Normalisé	2020	Variation
Secteur de la production solaire								
Production (MWh)	300 655	230 200	31 %	477 355	—	477 355	355 142	34 %
PMLT (MWh)	362 854	257 263	41 %	575 373	—	575 373	417 135	38 %
Produits (en M\$)	21 864	13 689	60 %	68 932	(38 166)	30 766	22 043	40 %
BAIIA ajusté (en M\$) ¹	19 443	11 349	71 %	63 518	(38 166)	25 352	17 045	49 %
Marge du BAIIA ajusté ¹	88,9 %	82,9 %		92,1 %	(11,2) %	82,4 %	77,3 %	
PROPORTIONNEL¹								
Production proportionnelle (MWh)	303 299	233 144	30 %	482 895	—	482 895	361 208	34 %
Produits proportionnels (en M\$)	22 245	14 123	58 %	69 817	(38 166)	31 651	23 060	37 %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	19 699	11 587	70 %	64 072	(38 166)	25 906	17 607	47 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	88,6 %	82,0 %		91,8 %	(11,5) %	81,8 %	76,4 %	

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. 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 2021, le **BAIIA ajusté** du secteur de la production solaire a augmenté de 71 % par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'accroissement progressif de la production générée par le parc solaire Hillcrest en Ohio et à l'apport de l'acquisition de Salvador le 14 mai 2020. L'augmentation s'explique également par l'apport du parc solaire Phoebe découlant de l'augmentation des produits attribuable à la hausse des prix de vente moyens malgré la baisse de la production. L'augmentation de la **marge du BAIIA ajusté**, de 82,9 % à 88,9 %, s'explique surtout par la hausse des produits générés par le parc solaire Salvador et l'apport du parc solaire Hillcrest.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, le **BAIIA ajusté** normalisé du secteur de la production solaire, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, a augmenté de 49 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'apport de l'acquisition de Salvador le 14 mai 2020 et à l'accroissement progressif de la production générée par le parc solaire Hillcrest en Ohio. L'augmentation de la **marge du BAIIA ajusté** normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, de 77,3 % à 82,4 %, s'explique surtout par la hausse des produits générés par le parc solaire Salvador et l'apport du parc solaire Hillcrest.

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

Bénéfice net de 50,2 M\$ (bénéfice de base et dilué de 0,23 \$ par action) pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, comparativement à une perte nette de 1,6 M\$ (perte de base et diluée de 0,02 \$ par action) pour la période correspondante de 2020.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire expliquée précédemment, l'augmentation de 51,8 M\$ du bénéfice net s'explique principalement par :

- une augmentation de 44,7 M\$ du **recouvrement d'impôt** découlant essentiellement de la reprise des passifs d'impôt différé liés 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 classé comme détenus en vue de la vente;
- une variation favorable de 15,7 M\$ de la **quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées**, attribuable principalement à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Shannon et Flat Top depuis le 1er avril 2021, 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, à la suite des événements de février 2021 au Texas.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une variation défavorable de 5,9 M\$ de la **partie réalisée des instruments financiers** se rapportant surtout à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, par rapport à la période correspondante de 2020;
- une diminution de 8,7 M\$ des **autres produits principalement attribuable aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal** du parc solaire Phoebe, qui a principalement trait à la baisse de l'amortissement fiscal, lequel a été surtout comptabilisé au cours des deux premières années d'exploitation.

Perte nette de 167,7 M\$ (perte de base et diluée de 1,01 \$ par action) pour la période de six mois close le 30 juin 2021, comparativement à une perte nette de 48,5 M\$ (perte de base et diluée de 0,36 \$ par action) pour la période correspondante de 2020.

Outre la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question plus haut, l'augmentation de 119,2 M\$ de la perte nette s'explique principalement par :

- les **événements de février 2021 au Texas**, qui ont entraîné une incidence défavorable nette de 81,3 M\$ (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour plus d'information);
- la comptabilisation de **charges de dépréciation par l'entremise de la quote-part de la perte des installations en coentreprise Flat Top et Shannon de la Société** de respectivement 53,8 M\$ et 58,8 M\$, pour un total de 112,6 M\$;
- une diminution de 20,3 M\$ des **autres produits principalement attribuable aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal** du parc solaire Phoebe, qui a principalement trait à la baisse de l'amortissement fiscal, lequel a été surtout comptabilisé au cours des deux premières années d'exploitation.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une variation favorable de 12,4 M\$ de la **partie réalisée des instruments financiers se rapportant surtout à la couverture de base de Phoebe**, par rapport à la période correspondante de 2020;
- une augmentation de 85,2 M\$ du **recouvrement d'impôt**, en raison essentiellement de l'incidence des événements de février 2021 au Texas et de la reprise des passifs d'impôt différé liés 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 classés comme détenus en vue de la vente.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)

Le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) 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. Le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) 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 au « bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) » 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, événements spécifiques inhabituels ou non récurrents 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 du bénéfice net ajusté (de la perte nette ajustée) (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	
	2021	2020	2021	2020
Produits	170 605	150 513	305 289	282 629
Charges :				
Charges d'exploitation	30 163	30 345	61 156	57 892
Frais généraux et administratifs	11 023	10 070	20 773	20 581
Charges liées aux projets potentiels	6 734	4 762	12 523	8 401
BAlIA ajusté	122 685	105 336	210 837	195 755
Charges financières	58 719	55 248	118 319	115 578
Autres produits, montant net	(8 892)	(17 203)	(20 481)	(40 700)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	59 169	57 126	118 054	110 693
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(3 465)	5 651	1 919	8 907
Perte réalisée (profit réalisé) sur les couvertures du prix de l'électricité	3 745	(2 768)	91	(4 967)
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(5 249)	2 798	1 817	10 301
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)¹	18 658	4 484	(8 882)	(4 057)

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

Bénéfice net ajusté de 18,7 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, comparativement à un bénéfice net ajusté de 4,5 M\$ pour la période correspondante de 2020.

L'augmentation de 14,2 M\$ du bénéfice net ajusté s'explique par :

- la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question plus haut.

Ce facteur a été en partie contrebalancé par :

- une diminution de 8,3 M\$ des **autres produits principalement attribuable aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal** du parc solaire Phoebe, qui a principalement trait à la baisse de l'amortissement fiscal accéléré, lequel a été principalement comptabilisé au cours des deux premières années d'exploitation;
- une variation défavorable de 6,5 M\$ de la **partie réalisée des couvertures du prix de l'électricité** par rapport à la période correspondante de 2020.

Perte nette ajustée de 8,9 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2021, comparativement à une perte nette ajustée de 4,1 M\$ pour la période correspondante de 2020.

L'augmentation de 4,8 M\$ de la perte nette ajustée s'explique surtout par :

- une diminution de 20,2 M\$ des **autres produits principalement attribuable aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal** du parc solaire Phoebe, qui a principalement trait à la baisse de l'amortissement fiscal accéléré, lequel a été principalement comptabilisé au cours des deux premières années d'exploitation;
- une augmentation de 7,4 M\$ des **amortissements, attribuable principalement aux acquisitions de Mountain Air et de Salvador**;
- une variation défavorable de 5,1 M\$ de la **partie réalisée des couvertures du prix de l'électricité** par rapport à la période correspondante de 2020.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question plus haut.

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

Attribution d'un bénéfice de 9,1 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 1,0 M\$ pour la période correspondante de 2020

Attribution d'un bénéfice de 5,4 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de six mois close le 30 juin 2021, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 7,8 M\$ pour la période correspondante de 2020

L'augmentation de 8,1 M\$ du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 30 juin 2021 s'explique essentiellement par :

- la variation favorable de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des contrats de change à terme d'Innergex Europe, attribuable à l'appréciation du dollar canadien par rapport à l'euro.

Ce facteur a été contrebalancé en partie par :

- la hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation de Harrison Hydro.

La diminution de 2,4 M\$ du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de six mois close le 30 juin 2021 s'explique essentiellement par :

- la variation défavorable de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés d'Innergex Europe, qui s'explique principalement par la variation défavorable des taux de change sur les prêts intragroupe libellés en monnaie étrangère;
- une augmentation des intérêts compensatoires au titre de l'inflation de Harrison Hydro.

Ces facteurs ont été partiellement compensés par :

- une hausse contractuelle du pourcentage des attributions aux participations ne donnant pas le contrôle de Mesgi'g Ugju's'n;
- le bénéfice attribué aux participations ne donnant pas le contrôle de Mountain Air à la suite de son acquisition au troisième trimestre de 2020.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Structure du capital

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

	Au 30 juin 2021	Au 31 décembre 2020
Capitaux propres¹		
Actions ordinaires ²	3 763 208	4 778 325
Actions privilégiées ³	110 024	99 364
Participations ne donnant pas le contrôle	57 464	62 078
	3 930 696	4 939 767
Prêts et emprunts à long terme¹		
Facilité de crédit renouvelable de la Société	365 428	182 996
Autres dettes de la Société	150 000	266 627
Dettes au niveau des projets	3 854 163	3 839 799
Financement par participation au partage fiscal	296 983	315 958
Débetures convertibles	279 112	280 075
Frais de financement différés	(66 341)	(71 574)
	4 879 345	4 813 881
	8 810 041	9 753 648

1. Les actions ordinaires et privilégiées sont présentées à leur valeur de marché aux 30 juin 2021 et 31 décembre 2020, 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 aux 30 juin 2021 et 31 décembre 2020, multiplié par le cours de l'action en vigueur à la clôture du marché, soit 21,55 \$ (27,37 \$ en 2020).

3. Correspond au nombre d'actions privilégiées en circulation aux 30 juin 2021 et 31 décembre 2020, multiplié par le cours des actions privilégiées de série A et de série C en vigueur à la clôture du marché, soit 17,36 \$ et 25,50 \$, respectivement (14,46 \$ et 25,10 \$, respectivement, en 2020).

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 structure des actions ordinaires et privilégiées est demeurée stable par rapport au 31 décembre 2020. La juste valeur a donc été principalement touchée par la variation défavorable nette des cours des actions, partiellement contrebalancée par une légère augmentation du nombre d'actions ordinaires en circulation (se reporter à la rubrique « Information sur le capital-actions » du présent rapport de gestion pour plus d'information). La diminution des participations ne donnant pas le contrôle s'explique par les distributions versées en surplus du bénéfice attribué aux participations ne donnant pas le contrôle. L'augmentation des prêts et emprunts à long terme est attribuable surtout aux prélèvements nets effectués essentiellement pour la construction des projets Hillcrest et Griffin Trail, contrebalancés en partie par l'appréciation du dollar canadien.

Le taux d'intérêt global effectif des prêts et emprunts à long terme de la Société était de 4,38 % au 30 juin 2021 (4,50 % au 31 décembre 2020).

Conventions de crédit – conditions financières et non financières significatives

Au 30 juin 2021, sauf indication contraire, 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.

Les installations Montjean et Theil-Rabier ne respectaient pas leurs ratios de couverture de la dette cibles respectifs au 31 décembre 2020, ce qui a déclenché un défaut de leur convention de crédit respective. Cette situation est imputable à des incidents impliquant deux pales, qui ont provoqué des interruptions d'activité des installations Montjean et Theil-Rabier pendant une longue période, suivies de plusieurs restrictions de production. Par conséquent, au 30 juin 2021, les prêteurs auraient le droit de demander un remboursement et, en conséquence, la tranche de 11,6 M€ (17,1 M\$) de chaque emprunt qui serait autrement classée dans la dette à long terme a été reclassée dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Après le 30 juin 2021, les prêteurs ont renoncé à leur droit de demander le remboursement relatif au non-respect des ratios de couverture de la dette minimaux au 31 décembre 2020.

Le parc solaire Phoebe a reçu de ses prêteurs un avis de défaut potentiel. Ce défaut potentiel est lié à certains montants impayés à la suite des événements de février 2021 au Texas, dont l'exactitude est contestée, et la Société cherche à obtenir un ajustement pour la partie liée à un événement de force majeure allégué. La Société considère qu'il n'y a pas de défaut dans ces circonstances et a réagi en conséquence. Bien que les discussions soient en cours, la tranche de 102,8 M\$ US (127,6 M\$) de l'emprunt qui serait autrement classée comme non courante a été reclassée dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Après le 30 juin 2021, le défaut potentiel a été corrigé grâce au règlement des montants en litige.

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.

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. Les IPF se répartissent une partie du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP produits et une partie de la trésorerie générée par l'installation 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.

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF	Placement des IPF (M\$)	Génération annuelle attendue des CIP ³ (M\$)	Apport de paiements à l'utilisation annuel attendu ⁴ (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)
Shannon ^{1,2,5}	2015	À l'étude ⁵	274,2	22,1	—	99,00 %	64,10 %
Flat Top ^{1,2,5}	2018	À l'étude ⁵	267,2	27,0	—	99,00 %	21,97 %
Foard City ^{1,2,4}	2019	2029	372,7	40,4	4,3	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 la période close le 31 mars 2021.
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 Shannon, Flat Top et Foard City, 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 25 \$ US/MWh généré pour la période allant de la date de mise en service au point de basculement, convertis en dollars canadiens à un taux de 1,2394. La génération des CIP variera en fonction de la production réelle.
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 1,2394. 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. En raison des conséquences financières défavorables engendrées par les événements de février 2021 au Texas (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information), la Société évalue actuellement les répercussions sur les dates du point de basculement des IPF de ses installations au Texas faisant l'objet de couvertures du prix de l'électricité.

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 a commencé en 2019 sont admissibles à des CII de 30 %. Les crédits diminueront ensuite à 26 % pour les projets dont la construction 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	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 ^{1,2,3,7}	2019	À l'étude ⁷	244,3	67,00 %	10,62 % en sus de la distribution prioritaire
Hillcrest ^{1,4,5,6}	2021	2028	29,8	99,00 %	4,23 %

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 au seuil défini sont distribués aux taux de 10,62 % et de 89,38 % à l'IPF et à Innergex, respectivement.
3. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII à l'IPF est de 99 % jusqu'au 15 février 2020, et baissera à 67,00 % du 15 février 2020 au 31 décembre 2024, puis reviendra à 99,00 % 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 89,7 M\$ US (111,1 M\$) doit être reçu lors de la mise en service du projet.
5. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII d'Hillcrest à l'IPF est de 99,00 %. Du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025, l'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) à l'IPF sera de 67,00 %, puis de 5,00 % par la suite.
6. Les montants des distributions en trésorerie d'Hillcrest à l'IPF sont fixes et définis dans l'entente de partenariat. 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. En raison des conséquences financières défavorables engendrées par les événements de février 2021 au Texas (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information), la Société évalue actuellement les répercussions sur les dates du point de basculement des IPF de ses installations au Texas faisant l'objet de couvertures du prix de l'électricité.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Situation financière

Aux	30 juin 2021	31 décembre 2020
ACTIFS		
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	153 645	161 465
Liquidités soumises à restrictions	65 981	67 477
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	107 896	106 353
Autres actifs courants	151 734	117 157
Total des actifs courants	479 256	452 452
Actifs non courants		
Immobilisations corporelles	5 029 902	5 053 125
Immobilisations incorporelles	867 334	919 323
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	223 360	446 837
Goodwill	73 761	75 932
Autres actifs non courants	201 876	206 563
Total des actifs non courants	6 396 233	6 701 780
Total des actifs	6 875 489	7 154 232
PASSIFS		
Passifs courants	790 734	1 036 730
Passifs non courants		
Prêts et emprunts à long terme	4 372 918	4 046 714
Autres passifs non courants	861 017	999 856
Total des passifs non courants	5 233 935	5 046 570
Total des passifs	6 024 669	6 083 300
CAPITAUX PROPRES		
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	793 356	1 008 854
Participations ne donnant pas le contrôle	57 464	62 078
Total des capitaux propres	850 820	1 070 932
	6 875 489	7 154 232

Éléments du fonds de roulement

Au 30 juin 2021, le fonds de roulement était négatif de 311,5 M\$, comparativement à un fonds de roulement négatif de 584,3 M\$ en 2020, ce qui s'explique surtout par ce qui suit.

- Les actifs courants s'élevaient à 479,3 M\$ au 30 juin 2021, en hausse de 26,8 M\$ comparativement au 31 décembre 2020, en raison essentiellement d'une augmentation de 27,4 M\$ des débiteurs attribuable à la hausse des produits, laquelle découle de l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique.
- Les passifs courants s'élevaient à 790,7 M\$ au 30 juin 2021, en baisse de 246,0 M\$ comparativement au 31 décembre 2020, en raison essentiellement d'une baisse de 261,8 M\$ de la partie courante des prêts et emprunts à long terme, qui a principalement trait à la correction des cas de défaut des conventions de crédit respectives de Mesgi'g Ugu's'n et de Mountain Air, contrebalancée en partie par le classement de l'emprunt lié au projet Phoebe dans la partie courante à la suite d'un avis de défaut potentiel de ses prêteurs (se reporter à la rubrique « Structure du capital » du présent rapport de gestion pour plus d'information).

- Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence favorable 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 est suffisant pour combler ses besoins, compte tenu du fait qu'un montant total de 161,8 M\$, qui serait autrement classé à long terme, a été reclassé dans la partie 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). Au 30 juin 2021, sur les 700,0 M\$ à sa disposition sur les facilités de crédit renouvelable, la Société avait prélevé 365,4 M\$ à titre d'avances de fonds, et 60,4 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 274,2 M\$.

Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 6 396,2 M\$ au 30 juin 2021, en baisse de 305,5 M\$ comparativement au 31 décembre 2020, en raison principalement d'une diminution de 223,5 M\$ des participations dans des coentreprises et des entreprises associées de la Société. Le total de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées de la Société s'élève à 205,0 M\$, ce qui s'explique principalement par les événements de février 2021 au Texas, pour une quote-part de la perte totale de 64,2 M\$ pour Innergex, et par les charges de dépréciation de respectivement 53,8 M\$ et 58,8 M\$ pour Flat Top et Shannon.

La diminution nette de 52,0 M\$ des immobilisations incorporelles et de 23,2 M\$ des immobilisations corporelles s'explique surtout par des amortissements de 118,1 M\$ et une appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et à l'euro. La diminution des immobilisations corporelles est contrebalancée en partie par des ajouts totalisant 153,3 M\$ pendant la période liés essentiellement à la construction des installations Hillcrest et Griffin Trail, déduction faite des CII recouvrables déduits des coûts de construction d'Hillcrest.

L'augmentation nette de 19,6 M\$ des autres actifs non courants s'explique par le produit tiré d'une lettre de crédit du même montant dont la Société s'est prévalu à la suite de la faillite du prestataire de services en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes à Mesgi'g' Ugnu's'n. Le produit sera utilisé ultérieurement pour pallier les obligations de prestation non satisfaites en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes.

Les instruments financiers dérivés ont également contribué à la diminution des actifs non courants (se reporter à la rubrique « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information).

Passifs non courants

Les passifs non courants s'élevaient à 5 233,9 M\$ au 30 juin 2021, en hausse de 187,4 M\$ comparativement au 31 décembre 2020, en raison essentiellement d'une augmentation des prêts et emprunts à long terme de 326,2 M\$, découlant surtout du classement des emprunts liés aux projets dans la partie non courante à la suite de la correction des cas de défaut des conventions de crédit respectives de Mesgi'g' Ugnu's'n et de Mountain Air, contrebalancée en partie par le classement de l'emprunt lié au projet Phoebe à la partie courante à la suite d'un avis de défaut potentiel de ses prêteurs (se reporter à la rubrique « Structure du capital » du présent rapport de gestion pour plus d'information). De même, l'augmentation des autres passifs s'explique surtout par le produit tiré d'une lettre de crédit de 19,6 M\$ dont la Société s'est prévalu à la suite de la faillite d'un prestataire de services en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes à Mesgi'g' Ugnu's'n.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par les 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 2021, les capitaux propres ont diminué de 220,1 M\$ par rapport à ceux du 31 décembre 2020, principalement en raison du total de la perte globale de 139,8 M\$, des dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées de 65,7 M\$ et des distributions de 11,6 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 passif net de 92,7 M\$ au 30 juin 2021, contre un passif net de 151,0 M\$ au 31 décembre 2020. La variation favorable de la juste valeur est principalement attribuable à une augmentation des courbes de taux d'intérêt, qui a eu une incidence favorable sur le portefeuille de swaps de taux d'intérêt, à une augmentation de la courbe des taux à terme entre l'euro et le dollar canadien, qui a eu une incidence favorable sur le portefeuille de contrats de change à terme, et à une diminution du différentiel de base estimatif qui, avec l'écoulement du temps, a eu une incidence favorable sur la couverture de base de Phoebe. Ces augmentations de la juste valeur ont été contrebalancées en partie par une variation défavorable de la juste valeur de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, en raison de l'augmentation des courbes de prix du marché.

Éventualités

Événements de février 2021 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. L'effet combiné des interruptions de production, des conditions anormales de fixation des prix sur les marchés et des obligations contractuelles de générer une production quotidienne prédéterminée en vertu des couvertures du prix de l'électricité a eu une incidence défavorable nette sur les installations suivantes de la Société : le parc solaire Phoebe dans le comté de Winkler, le parc éolien Flat Top dans le comté de Mills et le parc éolien Shannon dans le comté de Clay.

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. Après le 30 juin 2021, les montants en litige ont été réglés.

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 de Flat Top et de 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.

Compte tenu de son interprétation des informations actuellement disponibles et compte tenu du fait que les projets sont sans recours pour la Société, les risques financiers de la Société sont limités aux incidences hors trésorerie sur la reprise potentielle des écarts de conversion dans le cumul des autres éléments du résultat global relativement à ces deux projets. Au 30 juin 2021, la valeur comptable des placements en capitaux propres de la Société dans Flat Top et Shannon était de néant, à la suite de la comptabilisation par la Société de charges de dépréciation respectives de 53,8 M\$ et de 58,8 M\$ par l'entremise de sa quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021. En outre, au 30 juin 2021, 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 des recouvrements d'impôt différé respectifs de 24,4 M\$ et de 15,1 M\$ lors du reclassement des actifs et passifs des projets comme étant des groupes destinés à être cédés classés comme détenus en vue de la vente au cours de la période close le 30 juin 2021.

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. La Société a comptabilisé un montant à recevoir de 3,2 M\$ au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Le 31 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a transféré un montant équivalant au montant à recevoir comptabilisé, représentant le capital de 3,2 M\$ et les intérêts courus entre le 28 juin 2017 et le 31 janvier 2020, sur un compte en fiducie constitué par le conseiller juridique externe d'Harrison Hydro L.P. et ses filiales portant intérêt en faveur de ces derniers. 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. En mars 2021, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a informé la Société qu'il fera appel de la décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique. Le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé les documents d'appel le 21 juin 2021.

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 cite 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'est pas en mesure d'accepter ou d'acheter de l'énergie au titre des CAÉ. Les avis à Innergex font suite aux déclarations publiques de BC Hydro concernant les mesures qu'elle prend 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 conteste que la pandémie actuelle et les mesures gouvernementales connexes empêchent de quelque façon que ce soit BC Hydro de remplir ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettent 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 et cherche 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'élèvent à 12,5 M\$ (14,2 M\$ sur la base des produits proportionnels¹).

1. 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 » pour plus d'information.

Arrangements hors bilan

Au 30 juin 2021, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 255,0 M\$, y compris un montant de 60,4 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 63,2 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 Shannon, Flat Top, 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 des garanties en faveur du projet, qui ne deviennent exigibles que dans le cas peu probable où les investisseurs participant au partage fiscal décident de se prévaloir des indemnités prévues par les garanties.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Flux de trésorerie

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin			
	2021	2020	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ¹	2021 Normalisé	2020
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION						
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	49 639	73 471	109 609	(16 801)	92 808	92 504
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT						
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(3 684)	142 908	41 501	—	41 501	276 115
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT						
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(72 666)	(253 298)	(154 550)	—	(154 550)	(302 915)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(1 034)	(5 111)	(4 380)	—	(4 380)	7 050
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(27 745)	(42 030)	(7 820)	(16 801)	(24 621)	72 754
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	181 390	271 008	161 465	—	161 465	156 224
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période	153 645	228 978	153 645	(16 801)	136 844	228 978

1. 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 2021, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 49,6 M\$, contre 73,5 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution s'explique principalement par une hausse des débiteurs attribuable aux centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, en raison d'une augmentation des produits, ce qui a été contrebalancé en partie par une hausse des produits générés par les centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique attribuable à la réduction imposée par BC Hydro à cinq centrales au cours de la même période en 2020. La diminution a également été partiellement contrebalancée par l'apport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation des installations Salvador et Mountain Air à la suite de leur acquisition aux deuxième et troisième trimestres de 2020, respectivement, ainsi que par l'accroissement progressif de la production du parc solaire Hillcrest.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 92,8 M\$, contre 92,5 M\$ pour la même période l'an dernier. Les événements de février 2021 au Texas ont contribué à hauteur de 16,8 M\$ à l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, l'augmentation est principalement attribuable à une variation favorable de 20,1 M\$ de la perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe, à l'augmentation des produits des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique en raison de la réduction imposée par BC Hydro à cinq centrales au cours de la même période en 2020, à l'apport des installations Salvador et Mountain Air à la suite de leur acquisition aux deuxième et troisième trimestres de 2020, respectivement, ainsi qu'à l'accroissement progressif de la production du parc solaire Hillcrest.

Entrées de trésorerie liées aux activités de financement

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, les sorties de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 3,7 M\$, par rapport à des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 142,9 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution est principalement attribuable aux prélèvements nets totalisant 41,6 M\$ sur la dette à long terme en 2021, qui ont surtout trait aux prélèvements effectués pour la construction de Griffin Trail, par rapport à des prélèvements nets de 192,3 M\$ en 2020, qui avaient surtout trait aux prélèvements effectués pour la construction de Hillcrest et l'acquisition de Mountain Air.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 41,5 M\$, par rapport à 276,1 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution est principalement attribuable aux entrées de trésorerie de 659,9 M\$ liées au placement privé d'Hydro-Québec l'an dernier. La diminution a été contrebalancée en partie par les prélèvements nets totalisant 125,6 M\$ sur la dette à long terme en 2021, qui ont surtout trait aux prélèvements effectués pour la construction de Hillcrest et de Griffin Trail, par rapport à un remboursement net de 313,3 M\$ en 2020, qui découle essentiellement du produit reçu du placement privé d'Hydro-Québec, compensé en partie par les prélèvements effectués pour la construction de Hillcrest et pour les acquisitions de Salvador et de Mountain Air.

Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2021, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 72,7 M\$, par rapport à 253,3 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution s'explique principalement par l'apport en trésorerie versé pour l'acquisition de Salvador l'an dernier et par une diminution des ajouts aux immobilisations corporelles et aux frais de développement liés aux projets, en raison essentiellement du calendrier et de l'état de progression des activités de construction.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2021, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 154,6 M\$, par rapport à 302,9 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution s'explique principalement par l'apport en trésorerie versé pour l'acquisition de Salvador l'an dernier et par une diminution des ajouts aux immobilisations corporelles et aux frais de développement liés aux projets, en raison essentiellement du calendrier et de l'état de progression des activités de construction.

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

Calcul des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution ¹	Périodes de douze mois closes les 30 juin			
	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ⁴	2021 Normalisé	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	252 213	(16 801)	235 412	200 742
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>				
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	596	33 894	34 490	(11 909)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(4 921)	—	(4 921)	(5 432)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(155 540)	—	(155 540)	(139 908)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(18 506)	—	(18 506)	(9 322)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 787)	—	(5 787)	(5 942)
<i>Ajouter (déduire) les éléments non récurrents suivants :</i>				
Perte réalisée sur les contreparties conditionnelles	3 568	—	3 568	—
Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	2 885	—	2 885	4 145
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	1 696	—	1 696	337
Perte réalisée (profit réalisé) sur la couverture de base de Phoebe ³	498	(1 304)	(806)	30 539
Impôt payé sur le gain intersociétés réalisé	—	—	—	10 594
Flux de trésorerie disponibles⁴	76 702	15 789	92 491	73 844
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	125 711	—	125 711	111 022
Ratio de distribution⁴	164 %	(28)%	136 %	150 %
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>				
Charges liées aux projets potentiels			20 830	13 969
Flux de trésorerie disponibles ajustés			113 321	87 813
Dividendes déclarés sur actions ordinaires - ajustés selon le RRD			120 185	106 773
Ratio de distribution ajusté			106 %	122 %

1. 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 ».

2. 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.

3. Compte tenu de leur occurrence limitée (sur la période contractuelle résiduelle de 6 mois), les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe sont réputés ne pas représenter la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.

4. 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. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

Flux de trésorerie disponibles

Pour la période de douze mois close le 30 juin 2021, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles de 76,7 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), la Société a généré des flux de trésorerie disponibles normalisés de 92,5 M\$, comparativement à 73,8 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les flux de trésorerie disponibles normalisés ont augmenté de 18,6 M\$ par rapport à la période de douze mois 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 de Salvador et de Mountain Air réalisées à la mi-2020 et du parc solaire Hillcrest, lequel a commencé à produire de l'électricité au cours du deuxième trimestre de 2021;
- de la diminution des paiements d'intérêts sur la facilité de crédit renouvelable de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec en février 2020 ainsi que de la baisse des paiements d'intérêts liés aux prêts d'Alterra, lesquels ont été remboursés en totalité en janvier 2021;
- de l'augmentation des produits générés par les installations touchées par la réduction imposée par BC Hydro en raison de la pandémie de COVID-19, laquelle a surtout eu une incidence sur le deuxième trimestre de 2020;
- d'une augmentation des distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées, découlant surtout d'une distribution reçue d'Energía Llaima au deuxième trimestre de 2021.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- la hausse des remboursements de capital sur la dette découlant des installations Phoebe et Foard City, mises en service à la fin de 2019, et de l'acquisition de Mountain Air en juillet 2020;
- l'augmentation des flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle, du fait surtout de l'acquisition de Mountain Air;
- 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 mise en service à la fin de 2019, en raison surtout d'un écart défavorable entre les ventes au point d'injection de Phoebe et les achats au réseau ERCOT South, par rapport à un écart favorable pour la période comparative.

Ratio de distribution

Pour la période de douze mois close le 30 juin 2021, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 164 % des flux de trésorerie disponibles. 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 plus d'information) les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 136 % des flux de trésorerie disponibles normalisés, comparativement à 150 % pour la même période l'an dernier.

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

Titres de participation de la Société

	Aux		
	2 août 2021	30 juin 2021	30 juin 2020
Nombre d'actions ordinaires	179 837 820	174 626 842	174 278 195
Nombre de débetures convertibles à 4,75 %	148 023	148 023	150 000
Nombre de débetures convertibles à 4,65 %	142 056	142 056	143 750
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	262 784	262 784	642 933

À la clôture des marchés le 2 août 2021 et depuis le 30 juin 2021, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est principalement attribuable à l'émission de 4 048 215 actions ordinaires à la suite de l'acquisition d'Energía Llama le 9 juillet 2021. Parallèlement à la conclusion de l'acquisition, la Société a émis 1 148 050 actions ordinaires afin de permettre à Hydro-Québec de maintenir sa participation de 19,9 %. L'augmentation s'explique également par l'émission de 14 713 actions ordinaires en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 30 juin 2021, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 30 juin 2020 était principalement attribuable à la conversion d'une partie des débetures convertibles à 4,65 % en 73 969 actions ordinaires et à la conversion d'une partie des débetures convertibles à 4,75 % en 98 850 actions ordinaires. L'augmentation s'explique également par l'émission de 98 099 actions ordinaires à la suite de l'exercice sans décaissement de 411 721 options et de l'émission de 259 546 actions ordinaires en vertu du RRD, déduction faite des 180 602 actions achetées et annulées par la Société en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui a pris fin le 23 mai 2021, à un prix moyen de 18,90 \$ pour une contrepartie en trésorerie totale de 3,4 M\$.

Renouvellement de l'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 (la « nouvelle offre »). Conformément à la nouvelle offre, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 1,15 % des 174 692 091 actions ordinaires de la Société émises et en circulation au 11 mai 2021. La nouvelle offre a débuté le 24 mai 2021 et prendra fin le 23 mai 2022.

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	
	2021	2020
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	31 433	31 370
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action)	0,180	0,180
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	689	767
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A (\$/action)	0,202750	0,225500
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	718	719
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C (\$/action)	0,359375	0,359375

1. L'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires est attribuable à l'émission d'actions ordinaires à la suite de l'exercice d'options et à l'émission d'actions en vertu du RRD.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 octobre 2021 :

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 2021	30 septembre 2021	15 octobre 2021	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. La quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, les produits proportionnels, le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le BAIIA ajusté proportionnel, la marge du BAIIA ajusté proportionnel, le bénéfice net ajusté (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.

Production, produits, BAIIA ajusté, et marge et mesures proportionnelles correspondantes.

Les références à la « quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent la participation d'Innergex dans la production des coentreprises et des entreprises associées.

Les références à la « quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent la participation d'Innergex dans les produits des coentreprises et entreprises associées. 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, le montant net des autres produits, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et le (profit net latent) la perte nette latente sur instruments financiers. Les références à la « quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent la participation d'Innergex dans le BAIIA ajusté des coentreprises et entreprises associées. Les références au « BAIIA ajusté proportionnel » dans le présent document visent le BAIIA ajusté, plus la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'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 lecteurs sont avisés que la quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex et 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, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, 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 ».

	Périodes de trois mois closes les 30 juin						Périodes de six mois closes les 30 juin					
	2021			2020			2021			2020		
	Production (MWh)	Produits	BAlIA ajusté	Production (MWh)	Produits	BAlIA ajusté	Production (MWh)	Produits	BAlIA ajusté	Production (MWh)	Produits	BAlIA ajusté
Consolidé ¹	2 396 027	170 605	122 685	2 185 793	150 513	105 336	4 181 975	360 256	265 804	3 865 390	282 629	195 755
Quote-part des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :												
Hydroélectrique	166 841	15 230	11 633	150 506	14 672	11 744	204 933	19 569	13 140	185 723	19 461	13 070
Éolien ²	23 416	2 691	1 895	236 625	6 937	3 184	246 101	52 509	48 439	488 452	15 680	8 990
Solaire	2 644	381	256	2 944	434	238	5 540	885	554	6 066	1 017	562
	192 901	18 302	13 784	390 075	22 043	15 166	456 574	72 963	62 133	680 241	36 158	22 622
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :												
Foard City		9 493	9 493		12 120	12 120		20 882	20 882		23 052	23 052
Shannon (50 %) ²		—	—		3 277	3 277		2 767	2 767		6 432	6 432
Flat Top (51 %) ²		—	—		4 051	4 051		3 267	3 267		8 104	8 104
		9 493	9 493		19 448	19 448		26 916	26 916		37 588	37 588
Proportionnel	2 588 928	198 400	145 962	2 575 868	192 004	139 950	4 638 549	460 135	354 853	4 545 631	356 375	255 965
Marge du BAlIA ajusté			71,9 %			70,0 %			73,8 %			69,3 %
Marge du BAlIA ajusté proportionnel			73,6 %			72,9 %			77,1 %			71,8 %

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, à la suite des événements de février 2021 au Texas.

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 :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Produits	170 605	150 513	360 256	282 629
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	18 302	22 043	72 963	36 158
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	9 493	19 448	26 916	37 588
Produits proportionnels	198 400	192 004	460 135	356 375
Bénéfice net (perte nette)	50 199	(1 566)	(167 673)	(48 497)
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(43 856)	845	(85 139)	32
Charges financières	58 719	55 248	118 319	115 578
Amortissements	59 169	57 126	118 054	110 693
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	6 314	—	6 314	—
BAIIA	130 545	111 653	(10 125)	177 806
Autres produits, montant net	(9 325)	(18 028)	(21 229)	(41 525)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(2 993)	12 726	204 991	32 780
Variation de la juste valeur des instruments financiers	4 458	(1 015)	92 167	26 694
BAIIA ajusté	122 685	105 336	265 804	195 755
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	13 784	15 166	62 133	22 622
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	9 493	19 448	26 916	37 588
BAIIA ajusté proportionnel	145 962	139 950	354 853	255 965
Marge du BAIIA ajusté	71,9 %	70,0 %	73,8 %	69,3 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	73,6 %	72,9 %	77,1 %	71,8 %

Bénéfice net ajusté

Les références 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, 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, événements spécifiques inhabituels ou non récurrents 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 qui s'y rapporte.

Le bénéfice net ajusté 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. 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 lecteurs sont avisés que le bénéfice net ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » pour obtenir le rapprochement du bénéfice net ajusté.

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

Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)	Périodes de trois mois closes les		Périodes de six mois closes les	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice net (perte nette)	50 199	(1 566)	(167 673)	(48 497)
<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	344	5 334	20 781	18 805
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	2 158	2 569	18 681	12 819
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	6 314	—	6 314	—
Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	—	—	2 885	—
(Profit réalisé) perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	(1 445)	(816)	(246)	18 842
Profit réalisé sur les contrats de change à terme	(433)	(825)	(748)	(825)
Recouvrement d'impôt lié aux éléments ci-dessus	(38 479)	(212)	(81 471)	(5 201)
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)	18 658	4 484	(8 882)	(4 057)

Le tableau ci-dessous contient un rapprochement des ajustements 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					
	2021			2020			2021			2020		
	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	170 605	—	170 605	150 513	—	150 513	360 256	(54 967)	305 289	282 629	—	282 629
Charges d'exploitation	30 163	—	30 163	30 345	—	30 345	61 156	—	61 156	57 892	—	57 892
Frais généraux et administratifs	11 023	—	11 023	10 070	—	10 070	20 773	—	20 773	20 581	—	20 581
Charges liées aux projets potentiels	6 734	—	6 734	4 762	—	4 762	12 523	—	12 523	8 401	—	8 401
BAlIA ajusté	122 685	—	122 685	105 336	—	105 336	265 804	(54 967)	210 837	195 755	—	195 755
Charges financières	58 719	—	58 719	55 248	—	55 248	118 319	—	118 319	115 578	—	115 578
Autres produits, montant net	(9 325)	433	(8 892)	(18 028)	825	(17 203)	(21 229)	748	(20 481)	(41 525)	825	(40 700)
Amortissements	59 169	—	59 169	57 126	—	57 126	118 054	—	118 054	110 693	—	110 693
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	6 314	(6 314)	—	—	—	—	6 314	(6 314)	—	—	—	—
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(2 993)	(472)	(3 465)	12 726	(7 075)	5 651	204 991	(203 072)	1 919	32 780	(23 873)	8 907
Variation de la juste valeur des instruments financiers	4 458	(713)	3 745	(1 015)	(1 753)	(2 768)	92 167	(92 076)	91	26 694	(31 661)	(4 967)
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(43 856)	38 607	(5 249)	845	1 953	2 798	(85 139)	86 956	1 817	32	10 269	10 301
Bénéfice net (perte nette)	50 199	(31 541)	18 658	(1 566)	6 050	4 484	(167 673)	158 791	(8 882)	(48 497)	44 440	(4 057)

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 tels que les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe, compte tenu de leur occurrence limitée au cours des 12 prochains mois, 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, et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement.

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. 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 lecteurs sont avisés que les flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution » pour le rapprochement des flux de trésorerie disponibles.

Les références aux « flux de trésorerie disponibles ajustés » visent les flux de trésorerie disponibles, exclusion faite des charges liées aux projets potentiels.

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.

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

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

	Aux	
	30 juin 2021	31 décembre 2020
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 441 136	3 504 403
États-Unis	1 877 403	1 990 997
France	847 435	922 330
Chili	149 201	166 881
	6 315 175	6 584 611

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	
	2021	2020	2021	2020
Produits				
Canada	119 566	117 045	202 716	200 920
États-Unis	26 291	15 613	102 324	27 464
France	20 832	16 735	49 200	53 125
Chili	3 916	1 120	6 016	1 120
	170 605	150 513	360 256	282 629

6- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Information financière trimestrielle historique

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les							
	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019	30 sept. 2019
Production (MWh)	2 396 027	1 785 947	2 186 961	2 021 559	2 185 793	1 679 598	1 793 803	1 665 362
Produits	170,6	189,7	167,9	162,7	150,5	132,1	143,1	142,8
BAIIA ajusté ¹	122,7	143,1	117,8	108,5	105,3	90,4	103,3	107,4
Bénéfice net (perte nette)	50,2	(217,9)	11,9	7,5	(1,6)	(46,9)	(47,4)	9,7
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère	41,1	(214,2)	11,9	11,7	(2,5)	(53,7)	(46,8)	14,3
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	0,23	(1,24)	0,06	0,06	(0,02)	(0,35)	(0,35)	0,10
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	41,1	(214,2)	11,9	11,7	(2,5)	(53,7)	(46,2)	14,1
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	0,23	(1,24)	0,06	0,06	(0,02)	(0,35)	(0,35)	0,09
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,3	24,4	23,9
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,175	0,175

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 AUX RÉSULTATS DU DEUXIÈME TRIMESTRE

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 construction	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 (officieusement appelée la tempête hivernale Uri). 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) ¹	Prix de couverture (\$ US)	Produits	Couverture du prix de l'électricité	Couverture de base	Total des conséquences financières
Installations consolidées								
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)
Installations en coentreprises								
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)
Total – conséquences financières consolidées, avant impôt sur le résultat								(81 290)

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

Les installations Phoebe, Shannon et Flat Top font 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
BAIIA ajusté	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) 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	102 496	172 027	30 766	—	305 289
Produits proportionnels	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	122 065	211 146	31 651	—	364 862
BAlIA ajusté	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	77 517	140 458	25 352	(32 490)	210 837
BAlIA ajusté proportionnel	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	90 657	175 507	25 906	(32 490)	259 580

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 :

		Pour la période de 9 jours allant du 11 février au 19 février 2021		
Installation	Incidence	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 la période de douze mois close le 30 juin 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 et le ratio de distribution 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
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)
Flux de trésorerie disponibles	76 702	15 789	92 491
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	125 711	—	125 711
Ratio de distribution	164 %	(28) %	136 %

- 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 et du ratio de distribution, **Innergex inverse l'incidence de la couverture de base de Phoebe en raison de son occurrence limitée** (sur la période contractuelle résiduelle de neuf mois), 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.

2.3 Performance financière prévue pour l'exercice 2021

La performance financière prévue normalisée pour l'exercice 2021 demeurerait inchangée par rapport à celle qui a été présentée antérieurement dans le rapport annuel 2020.

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-concordance¹ 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 %.

1. 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 un tel 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

- Les flux de trésorerie futurs estimatifs demeurent supérieurs à la valeur comptable des actifs.

Flat Top et Shannon

- La direction ne considère pas que ces parcs sont viables à long terme dans leur configuration actuelle.
- Compte tenu de son interprétation des informations actuellement disponibles et compte tenu du fait que les installations sont sans recours pour la Société, aucun des recours ne devrait avoir une incidence plus importante que la valeur comptable des investissements en capitaux propres dans Flat Top et Shannon, qui était de néant au 30 juin 2021, à la suite de la comptabilisation de charges de dépréciation hors trésorerie totalisant 112,6 M\$ au titre de ces installations au 31 mars 2021.
- L'incidence des saisies potentielles sur les flux de trésorerie disponibles de la Société, compte tenu de l'apport des parcs en 2020, pourrait représenter une perte potentielle d'environ 4,2 M\$.
- La saisie potentielle des installations Flat Top et Shannon constituerait 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, ou 118,8 M\$ US (149,4 M\$) si les partenaires commanditaires respectifs de ces installations décidaient de ne pas soutenir les installations.
- Au cours du trimestre clos le 30 juin 2021, les actifs et les passifs des installations Flat Top et Shannon ont été classés comme étant des groupes destinés à être cédés classés comme détenus en vue de la vente, car la valeur comptable de leurs actions de catégorie B respectives sera recouvrée principalement par le biais d'une transaction de vente. Tel que requis, les groupes destinés à être cédés sont évalués au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de vente, dont le montant estimé était nul, sur une base nette, au 30 juin 2021.

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 2021, la Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes.

Réforme des taux d'intérêt de référence, phase 2 (modifications d'IFRS 9, d'IFRS 7 et d'IFRS 16)

Le 27 août 2020, l'IASB a parachevé sa réponse à la réforme des taux interbancaires et autres taux d'intérêt de référence en cours en publiant un ensemble de modifications aux normes IFRS. Ces modifications complètent celles publiées en 2019 dans le cadre de la phase 1 des modifications et traitent essentiellement de ce qui suit :

- modifications touchant les flux de trésorerie contractuels : une société n'aura pas à décomptabiliser la valeur comptable des instruments financiers pour tenir compte des changements requis par la réforme, et devra plutôt mettre à jour le taux d'intérêt effectif pour refléter le remplacement du taux de référence par un taux de référence alternatif;
- comptabilité de couverture : la Société n'aura pas à cesser d'appliquer la comptabilité de couverture uniquement en raison de changements requis par la réforme si la couverture répond aux autres critères d'applicabilité de la comptabilité de couverture;
- informations à fournir : la Société devra fournir des informations sur les nouveaux risques découlant de la réforme et sur sa manière de gérer le passage aux taux de référence alternatifs.

Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2021. Les états financiers intermédiaires consolidés résumés fournissent des informations supplémentaires.

Définition des estimations comptables (modifications d'IAS 8)

Le 12 février 2021, l'IASB a publié *Définition des estimations comptables* (modifications d'IAS 8).

Ces modifications présentent une nouvelle définition des estimations comptables, laquelle précise qu'il s'agit de montants monétaires dans les états financiers qui sont sujets à une incertitude d'évaluation. Les modifications précisent également le lien entre les méthodes comptables et les estimations comptables en indiquant qu'une société établit une estimation comptable afin d'atteindre l'objectif fixé par la méthode comptable. La Société a adopté les modifications de façon anticipée le 1er janvier 2021, ce qui n'a eu aucune incidence sur les états financiers intermédiaires consolidés résumés.

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 allant du 1er avril 2021 au 30 juin 2021, 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.

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 à la performance financière prévue de la Société, à la production d'énergie, à ses projets potentiels, à la réussite du développement, de la construction et du financement des projets (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, les coûts de projets estimés, les produits 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, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et à financer sa croissance ainsi que des résultats possibles des procédures engagées au Texas à l'égard des installations Flat Top et Shannon. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

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

Risques et incertitudes : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels de la Société diffèrent considérablement des résultats et du rendement exprimés, présentés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués sous la rubrique « Risques et incertitudes » du rapport annuel et comprennent, sans s'y limiter : les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; 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; le défaut d'exécution des principales contreparties; l'approvisionnement en équipement; les risques réglementaires et politiques; 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 catastrophes naturelles et les 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; la capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; la capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; la capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants; les fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité; les incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; le défaut 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; l'acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; la capacité 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; 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; la possibilité que la Société ne puisse pas déclarer ou payer un dividende; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; l'exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires; la dépendance envers diverses formes de CAÉ; le caractère suffisant de la couverture d'assurances; la notation de crédit qui ne reflète pas le rendement réel de la Société ou un abaissement de la notation de crédit; 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; les responsabilités inconnues; 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.

Information prospective dans le présent rapport de gestion

Le tableau ci-dessous présente certaines informations prospectives contenues dans le présent rapport de gestion que la Société juge importantes pour mieux renseigner les lecteurs au sujet de ses résultats financiers potentiels, ainsi que les principales hypothèses dont découlent ces informations et les principaux risques et les principales incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ces informations.

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>Production prévue Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (« PMLT »). Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, et pour l'énergie solaire, l'irradiation historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée.</p> <p>La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. Cette consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques et éoliens, ainsi que de l'irradiation</p> <p>Risque d'approvisionnement en matériel, y compris la défaillance ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p> <p>Catastrophes naturelles et cas de force majeure</p> <p>Risques politiques et réglementaires affectant la production</p> <p>Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement affectant la production</p> <p>Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes</p> <p>Disponibilité et fiabilité des systèmes de transport d'électricité</p> <p>Litiges</p>
<p>Produits prévus et produits proportionnels prévus Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Dans la plupart des cas, ces contrats définissent un prix de base pour l'électricité produite et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison. Cela exclut les installations qui reçoivent les produits selon le cours du marché (ou le prix au comptant) de l'électricité, y compris les parcs éoliens Foard City, Shannon et Flat Top, les parcs solaires Phoebe et Salvador et la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Dans la plupart des cas, les CAÉ prévoient également un ajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation.</p> <p>Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. La consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue »</p> <p>Dépendance envers les CAÉ</p> <p>Fluctuations des produits de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité</p> <p>Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité</p> <p>Changements dans la conjoncture économique générale</p> <p>Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants</p>

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>BAIIA ajusté prévu Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en ajoutant au (déduisant du) bénéfice net (perte nette) la charge (le recouvrement) d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, 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.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus » Charges d'entretien imprévues</p>
<p>BAIIA ajusté proportionnel prévu Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté proportionnel annuel en ajoutant au BAIIA ajusté prévu la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex, les autres produits liés aux CIP et la quote-part du montant net des autres produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex liée aux CIP.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAIIA ajusté prévu ».</p>
<p>Flux de trésorerie disponibles prévus, flux de trésorerie disponibles par action prévus et intention de payer un dividende trimestriel La Société estime les flux de trésorerie disponibles prévus comme étant les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien estimées déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont financées au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement. La Société évalue le dividende annuel qu'elle entend distribuer en fonction des résultats d'exploitation de la Société, des flux de trésorerie, des conditions financières, des clauses restrictives de la dette, des perspectives de croissance à long terme, de la solvabilité, des tests imposés en vertu du droit des sociétés pour la déclaration de dividendes et autres facteurs pertinents.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAIIA ajusté prévu ». Possibilité que la Société ne puisse pas déclarer ou payer un dividende</p>
<p>Coûts de projets estimés, obtention prévue des permis, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des projets en développement ou des projets potentiels La Société peut faire (dans la mesure du possible) une estimation de la puissance installée potentielle, de la capacité de stockage estimée, des coûts estimés, des modalités de financement et du calendrier de développement et de construction pour chaque projet en développement ou projet potentiel fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, en plus d'information sur les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts et du calendrier de construction fournis par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) dont les services ont été retenus pour le projet. La Société fournit des indications tenant compte d'estimations sur sa position stratégique et sa position concurrentielle actuelles, ainsi que sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses projets en développement et de ses projets potentiels, que la Société évalue compte tenu de son expérience en tant que promoteur.</p>	<p>Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations Exécution par les principales contreparties, par exemple les fournisseurs ou entrepreneurs Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets Capacité à obtenir les terrains appropriés Obtention des permis Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants Inflation plus élevée que prévu Approvisionnement en matériel Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement de partage fiscal Risques d'ordre réglementaire et politique Catastrophe naturelle et cas de force majeure Relations avec les parties prenantes Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable Capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires Défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants Mesures restrictives liées à la COVID-19</p>

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>Intention de répondre à des appels d'offres La Société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des offres aux termes d'appels d'offres, compte tenu de l'état de préparation de certains de ses Projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces appels d'offres.</p>	<p>Risques réglementaires et politiques Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires Capacité de conclure de nouveaux CAÉ Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable Relations avec les parties prenantes</p>
<p>Admissibilité aux CIP et aux CII et point de basculement attendu de la participation au partage fiscal Pour certains projets en développement aux États-Unis, la Société a effectué des activités sur place et hors site dans le but de les rendre admissibles pour la pleine valeur des CIP ou des CII et ainsi d'obtenir des participations au partage fiscal. Pour évaluer l'admissibilité potentielle d'un projet, la Société tient compte des travaux de construction réalisés et du moment où ils ont été réalisés. Le point de basculement attendu pour les participations au partage fiscal est déterminé en fonction des PMLT et des produits de chaque projet et est assujéti en outre aux risques connexes mentionnés ci-dessus.</p>	<p>Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement de partage fiscal Risques réglementaires et politiques Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets Obtention des permis</p>

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2021	2020	2021	2020
Produits		170 605	150 513	360 256	282 629
Charges					
Exploitation		30 163	30 345	61 156	57 892
Frais généraux et administratifs		11 023	10 070	20 773	20 581
Projets potentiels		6 734	4 762	12 523	8 401
Bénéfice avant les éléments suivants :		122 685	105 336	265 804	195 755
Amortissement des immobilisations corporelles	8	44 860	46 401	89 157	89 522
Amortissement des immobilisations incorporelles		14 309	10 725	28 897	21 171
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	5	6 314	—	6 314	—
Bénéfice avant les éléments suivants :		57 202	48 210	141 436	85 062
Charges financières	3	58 719	55 248	118 319	115 578
Autres produits, montant net	4	(9 325)	(18 028)	(21 229)	(41 525)
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	5	(2 993)	12 726	92 382	32 780
Quote-part des charges de dépréciation	5	—	—	112 609	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	6 b)	4 458	(1 015)	92 167	26 694
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat		6 343	(721)	(252 812)	(48 465)
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat		(43 856)	845	(85 139)	32
Bénéfice net (perte nette)		50 199	(1 566)	(167 673)	(48 497)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		41 102	(2 548)	(173 059)	(56 288)
Participations ne donnant pas le contrôle		9 097	982	5 386	7 791
		50 199	(1 566)	(167 673)	(48 497)
Bénéfice (perte) par action attribuable aux propriétaires :					
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (\$)	7	0,23	(0,02)	(1,01)	(0,36)
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (\$)	7	0,23	(0,02)	(1,01)	(0,36)

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		Périodes de six mois closes les	
	2021	2020	2021	2020
	Notes			
Bénéfice net (perte nette)	50 199	(1 566)	(167 673)	(48 497)
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :				
Écarts de change découlant de la conversion d'établissements à l'étranger	(6 212)	(33 650)	(22 880)	37 967
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	6 3 143	223	4 825	1 247
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	6 (15 093)	(23 305)	59 246	(115 826)
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(396)	(494)	4 780	(6 386)
Impôt différé connexe	969	4 936	(18 140)	29 104
Autres éléments du résultat global	(17 589)	(52 290)	27 831	(53 894)
Total du résultat global	32 610	(53 856)	(139 842)	(102 391)
Total du résultat global attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	22 728	(52 887)	(146 811)	(110 077)
Participations ne donnant pas le contrôle	9 882	(969)	6 969	7 686
	32 610	(53 856)	(139 842)	(102 391)

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 2021	31 décembre 2020
	Notes		
ACTIFS			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		153 645	161 465
Liquidités soumises à restrictions		65 981	67 477
Débiteurs		120 152	92 746
Instruments financiers dérivés	6	10 172	9 039
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	8	107 896	106 353
Charges payées d'avance et autres		21 410	15 372
Total des actifs courants		479 256	452 452
Actifs non courants			
Immobilisations corporelles	8	5 029 902	5 053 125
Immobilisations incorporelles		867 334	919 323
Frais de développement liés aux projets		25 920	14 092
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	5	223 360	446 837
Instruments financiers dérivés	6	43 998	92 040
Actifs d'impôt différé		37 060	25 129
Goodwill		73 761	75 932
Autres actifs non courants		94 898	75 302
Total des actifs non courants		6 396 233	6 701 780
Total des actifs		6 875 489	7 154 232
PASSIFS			
Passifs courants			
Fournisseurs et autres créditeurs		230 035	190 333
Instruments financiers dérivés	6	49 030	72 958
Partie courante des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs		511 669	773 439
Total des passifs courants		790 734	1 036 730
Passifs non courants			
Instruments financiers dérivés	6	97 818	179 154
Prêts et emprunts à long terme		4 372 918	4 046 714
Autres passifs		406 271	397 513
Passifs d'impôt différé		356 928	423 189
Total des passifs non courants		5 233 935	5 046 570
Total des passifs		6 024 669	6 083 300
CAPITAUX PROPRES			
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		793 356	1 008 854
Participations ne donnant pas le contrôle		57 464	62 078
Total des capitaux propres		850 820	1 070 932
Total des passifs et des capitaux propres		6 875 489	7 154 232

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	Débiteures 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
Débiteures 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.

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de six mois close le 30 juin 2020	Capitaux propres attribuables aux propriétaires							Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Débitures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total		
Solde au 1er janvier 2020	97 215	1 268 311	131 069	2 869	(879 849)	(15 231)	604 384	10 942	615 326
(Perte nette) bénéfice net	—	—	—	—	(56 288)	—	(56 288)	7 791	(48 497)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	(53 789)	(53 789)	(105)	(53 894)
Total du résultat global	—	—	—	—	(56 288)	(53 789)	(110 077)	7 686	(102 391)
Actions ordinaires émises le 6 février 2020 : placement privé	660 870	—	—	—	—	—	660 870	—	660 870
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 632 \$)	(1 732)	—	—	—	—	—	(1 732)	—	(1 732)
Actions ordinaires émises par le biais du Régime de réinvestissement de dividendes	2 695	—	—	—	—	—	2 695	—	2 695
Réduction du capital sur les actions ordinaires	(754 355)	754 355	—	—	—	—	—	—	—
Paiements fondés sur des actions	—	39	—	—	—	—	39	—	39
Exercice d'options d'achat d'actions	250	(1 122)	—	—	—	—	(872)	—	(872)
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	1 046	—	—	—	—	—	1 046	—	1 046
Achat d'actions – Régime d'actions liées au rendement	(6 008)	—	—	—	—	—	(6 008)	—	(6 008)
Actions émises en vertu du Régime d'unités d'actions différées	20	—	—	—	—	—	20	—	20
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 11)	—	—	—	—	(62 709)	—	(62 709)	—	(62 709)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 11)	—	—	—	—	(2 971)	—	(2 971)	—	(2 971)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(5 622)	(5 622)
Solde au 30 juin 2020	1	2 021 583	131 069	2 869	(1 001 817)	(69 020)	1 084 685	13 006	1 097 691

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	
		2021	2020	2021	2020
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION					
Bénéfice net (perte nette)		50 199	(1 566)	(167 673)	(48 497)
Éléments sans effet sur la trésorerie :					
Amortissements		59 169	57 126	118 054	110 693
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		6 314	—	6 314	—
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées		(2 993)	12 726	204 991	32 780
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	6	2 158	2 569	18 681	12 819
Crédits d'impôt sur la production et attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	4	(10 753)	(17 200)	(21 949)	(34 482)
Autres		(79)	194	913	212
Charges financières		58 719	55 248	118 319	115 578
Charges financières payées	12 b)	(52 539)	(52 236)	(91 161)	(89 551)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées		7 083	3 021	13 497	8 145
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat		(43 856)	845	(85 139)	32
Impôt sur le résultat payé		(3 115)	(1 142)	(3 082)	(2 662)
Incidence de la variation des taux de change		499	(364)	221	(3 017)
		70 806	59 221	111 986	102 050
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	12 a)	(21 167)	14 250	(2 377)	(9 546)
		49 639	73 471	109 609	92 504
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT					
Dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées		(28 410)	(30 332)	(61 166)	(56 010)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle		(10 692)	(5 622)	(11 583)	(5 622)
Augmentation de la dette à long terme, déduction faite des frais de financement différés	12 c)	116 673	234 752	388 571	305 677
Remboursement de la dette à long terme	12 c)	(75 127)	(51 663)	(263 007)	(619 021)
Paiement d'autres passifs		(199)	(112)	(2 309)	(555)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires		—	(359)	—	658 506
Achat d'actions ordinaires en vertu du régime d'actions liées au rendement		(2 445)	(2 904)	(2 445)	(6 008)
Rachat d'actions ordinaires		(3 414)	—	(3 414)	—
Paiement des retenues à la source liées à l'exercice d'options d'achat d'actions et au régime d'actions liées au rendement		(70)	(852)	(3 146)	(852)
		(3 684)	142 908	41 501	276 115
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT					
Acquisitions d'entreprise, déduction faite de la trésorerie acquise		—	(89 781)	—	(89 781)
Variation des liquidités soumises à des restrictions		(489)	2 835	133	6 905
Ajouts aux immobilisations corporelles, montant net		(64 938)	(121 378)	(141 269)	(171 232)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(5 067)	(21 823)	(12 094)	(23 636)
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		—	—	(65)	—
Variation des autres actifs non courants		(2 172)	(23 151)	(1 255)	(25 171)
		(72 666)	(253 298)	(154 550)	(302 915)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(1 034)	(5 111)	(4 380)	7 050
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(27 745)	(42 030)	(7 820)	72 754
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période		181 390	271 008	161 465	156 224
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période		153 645	228 978	153 645	228 978

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 2021.

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 2021, la Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes, lesquelles n'ont pas eu d'incidence importante sur les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

Réforme des taux d'intérêt de référence, phase 2 (modifications d'IFRS 9, d'IAS 39, d'IFRS 7 et d'IFRS 16)

Le 27 août 2020, l'IASB a parachevé sa réponse à la réforme des taux interbancaires et autres taux d'intérêt de référence en cours en publiant un ensemble de modifications aux normes IFRS. Ces modifications complètent celles publiées en 2019 dans le cadre de la phase 1 des modifications et traitent essentiellement de ce qui suit :

- modifications touchant les flux de trésorerie contractuels : une société n'aura pas à décomptabiliser la valeur comptable des instruments financiers pour tenir compte des changements requis par la réforme, et devra plutôt mettre à jour le taux d'intérêt effectif pour refléter le remplacement du taux de référence par un taux de référence alternatif;
- comptabilité de couverture : la Société n'aura pas à cesser d'appliquer la comptabilité de couverture uniquement en raison de changements requis par la réforme si la couverture répond aux autres critères d'applicabilité de la comptabilité de couverture;
- informations à fournir : la Société devra fournir des informations sur les nouveaux risques découlant de la réforme et sur sa manière de gérer le passage aux taux de référence alternatifs.

Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2021. La note 13 fournit des informations supplémentaires.

Définition des estimations comptables (modifications d'IAS 8)

Le 12 février 2021, l'IASB a publié *Définition des estimations comptables* (modifications d'IAS 8).

Ces modifications présentent une nouvelle définition des estimations comptables, laquelle précise qu'il s'agit de montants monétaires dans les états financiers qui sont sujets à une incertitude d'évaluation. Les modifications précisent également le lien entre les méthodes comptables et les estimations comptables en indiquant qu'une société établit une estimation comptable afin d'atteindre l'objectif fixé par la méthode comptable. La Société a adopté les modifications de façon anticipée le 1er janvier 2021, ce qui n'a eu aucune incidence sur les états financiers intermédiaires consolidés résumés.

3. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Charges d'intérêts sur les emprunts de sociétés et les emprunts liés aux projets à long terme	40 909	43 275	83 959	86 526
Charges d'intérêts sur le financement de partage fiscal	4 409	6 532	10 095	12 988
Charge d'intérêts sur les débetures convertibles	3 410	3 396	6 805	6 874
Amortissement des frais de financement	1 651	2 356	3 652	4 781
Charges de désactualisation des autres passifs	1 336	1 157	2 591	2 479
Intérêts sur les obligations locatives	1 019	1 061	2 034	2 265
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	4 133	(2 211)	5 517	(1 795)
Désactualisation des prêts et emprunts à long terme	116	668	274	1 349
Produits d'intérêts sur les actions privilégiées des participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(229)	(2 962)	(229)	(2 962)
Autres	1 965	1 976	3 621	3 073
	58 719	55 248	118 319	115 578

4. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Crédits d'impôt sur la production	(9 493)	(12 120)	(20 882)	(23 052)
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	(1 260)	(5 080)	(1 067)	(11 430)
Dommages-intérêts	149	(1 371)	(229)	(2 072)
Perte sur le remboursement des prêts	192	—	1 317	—
(Profit réalisé) perte réalisée sur les contreparties conditionnelles	—	(945)	547	(945)
Coûts de restructuration	—	166	—	450
Honoraires professionnels et autres honoraires - événements de février 2021 au Texas	867	—	1 178	—
Autres, montant net	220	1 322	(2 093)	(4 476)
	(9 325)	(18 028)	(21 229)	(41 525)

Honoraires professionnels et autres honoraires - événements de février 2021 au Texas

Au cours du mois de février 2021, les installations de la Société au Texas ont été soumises à des conditions météorologiques hivernales extrêmes sans précédent qui ont eu des conséquences sur leur capacité à produire de l'électricité. Bien que la production d'électricité se soit poursuivie dans une certaine mesure tout au long de ces événements, l'effet combiné des interruptions de production, des conditions anormales de fixation des prix sur les marchés et des obligations contractuelles de générer une production horaire prédéterminée en vertu des couvertures du prix de l'électricité a eu une incidence défavorable nette sur les installations suivantes de la Société : le parc éolien Flat Top dans le comté de Mills, le parc éolien Shannon dans le comté de Clay et le parc solaire Phoebe dans le comté de Winkler.

Les honoraires professionnels et autres honoraires représentent essentiellement les frais juridiques encourus pour la période close le 30 juin 2021 à la suite des événements de février 2021 au Texas.

5. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES

Flat Top et Shannon

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 (les « événements de février 2021 au Texas »). 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. La baisse de la production d'électricité jumelée à l'augmentation sans précédent des prix du marché a entraîné des pertes importantes en raison des volumes horaires faisant l'objet d'engagements en vertu des couvertures du prix de l'électricité respectives des projets.

j) 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-concordance¹ dans cette région. Ces facteurs ont contribué à l'augmentation des taux d'actualisation pour tenir compte de la hausse des primes de risque. Au cours du premier trimestre clos 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 83 005 \$ US (105 408 \$) et de 92 686 \$ US (117 702 \$), 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 53 758 \$ et de 58 851 \$.

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 %.

Les principales hypothèses utilisées pour établir le montant recouvrable des actifs sont les suivantes :

- Le taux d'actualisation reflète une moyenne pondérée entre le coût consolidé de la dette et le coût consolidé des capitaux propres, ajustés avec des facteurs alpha propres au secteur d'activité et au pays dans lequel l'installation est exploitée.
- Le prix de vente prévu de l'électricité à la suite du renouvellement des contrats d'achat d'électricité et des couvertures du prix de l'électricité ou de leur entrée sur le marché au comptant.
- Chaque unité génératrice de trésorerie correspond à une installation.
- Les flux de trésorerie futurs prévus sont fondés sur les budgets avant le service de la dette et l'impôt sur le résultat de chaque unité génératrice de trésorerie. Les budgets ont été élaborés en fonction des moyennes à long terme de la production prévue. Ces moyennes à long terme devraient avoisiner les résultats réels.

1. 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 un tel 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.

ii) Classement comme détenu en vue de la vente

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 de Flat Top et de 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.

Au cours du trimestre clos 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 classés comme détenus en vue de la vente, car la valeur comptable de leurs actions de catégorie B respectives sera recouvrée principalement par le biais d'une transaction de vente. Tel que requis, les groupes destinés à être cédés sont évalués au plus faible de leur valeur comptable respective et de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente, dont le montant estimé était nul, sur une base nette, au 30 juin 2021.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

Le sommaire de l'information financière présentée ci-dessous représente des montants indiqués dans les états financiers des coentreprises et des entreprises associées qui ont été préparés selon les IFRS et après ajustement pour tenir compte des ajustements de la juste valeur à l'acquisition et des différences de méthodes comptables. Les chiffres ci-dessous excluent les résultats des installations Shannon et Flat Top à partir du 1er avril 2021, 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.

	Période de trois mois close le 30 juin 2021					
	Energía Llaima	Toba Montrose	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville
Produits	5 544	20 734	5 866	4 726	2 057	2 394
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	1 835	3 302	2 317	776	696	414
	3 709	17 432	3 549	3 950	1 361	1 980
Charges financières	1 337	5 723	1 616	2 327	600	722
Autres charges (produits), montant net	340	(12)	59	9	(263)	(4)
Amortissements	2 549	4 914	3 510	1 058	989	903
Variation de la juste valeur des instruments financiers	—	1 766	—	—	(326)	(151)
Charge d'impôt sur le résultat	(1 607)	—	—	—	—	—
Bénéfice net (perte nette)	1 090	5 041	(1 636)	556	361	510
Autres éléments du résultat global	—	(996)	—	—	—	(251)
Total du résultat global	1 090	4 045	(1 636)	556	361	259
Bénéfice net (perte nette) attribuable à Innergex	677	2 017	(417)	284	176	256
Total du résultat global attribuable à Innergex	—	(270)	—	—	—	(126)
Total	677	1 747	(417)	284	176	130

	Période de six mois close le 30 juin 2021							
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon (période de 90 jours)	Flat Top (période de 90 jours)	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville
Produits	14 123	21 324	68 908	20 271	18 794	5 150	3 360	5 853
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	5 828	6 216	2 770	2 174	4 629	1 584	1 073	795
Charges financières	8 295	15 108	66 138	18 097	14 165	3 566	2 287	5 058
Crédits d'impôt sur la production	3 248	11 435	3 459	3 734	3 223	4 660	1 188	1 458
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	—	—	(5 533)	(6 406)	—	—	—	—
Autres charges (produits), montant net	—	—	745	186	—	—	—	—
Amortissements	760	(43)	506	448	(313)	17	(267)	(8)
Perte de valeur des immobilisations corporelles	6 064	10 027	3 257	3 628	7 016	2 144	2 000	1 368
Variation de la juste valeur des instruments financiers	—	—	117 702	105 408	—	—	—	—
Charge d'impôt sur le résultat	—	928	114 615	143 380	—	—	(1 627)	(332)
(Perte nette) bénéfice net	(145)	—	—	—	—	—	—	—
(Perte nette) bénéfice net	(1 632)	(7 239)	(168 613)	(232 281)	4 239	(3 255)	993	2 572
Autres éléments du résultat global	—	9 876	—	—	—	—	—	1 402
Total du résultat global	(1 632)	2 637	(168 613)	(232 281)	4 239	(3 255)	993	3 974
(Perte nette) bénéfice net attribuable à Innergex	(522)	(2 897)	(84 306)	(118 463)	1 081	(1 660)	487	1 289
Autres éléments du résultat global attribuables à Innergex	—	4 079	—	—	—	—	—	701
Total	(522)	1 182	(84 306)	(118 463)	1 081	(1 660)	487	1 990

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans les coentreprises et les entreprises associées comptabilisée dans les états financiers consolidés :

Pour la période close le 30 juin 2021										
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger- Denonville	Autres	Total
Solde au 1er janvier 2021	108 977	72 533	84 490	118 651	23 900	32 572	4 950	381	383	446 837
Augmentation de la participation	—	—	—	—	—	—	—	—	65	65
Quote-part (de la perte) du bénéfice	(522)	(2 897)	(84 306)	(118 463)	1 081	(1 660)	487	1 289	—	(204 991)
Quote-part des autres éléments du résultat global	—	4 079	—	—	—	—	—	701	—	4 780
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(6 314)	—	—	—	—	—	—	—	—	(6 314)
Écarts de change	(3 123)	—	(184)	(188)	—	—	—	—	(25)	(3 520)
Distributions reçues	(6 063)	(3 200)	—	—	(2 614)	(1 020)	—	(600)	—	(13 497)
Solde au 30 juin 2021	92 955	70 515	—	—	22 367	29 892	5 437	1 771	423	223 360

6. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

a) Situation financière

Le tableau suivant présente un rapprochement entre les soldes d'ouverture et de clôture des instruments financiers dérivés (se reporter à la note 13 – Informations à fournir à l'égard de la gestion des risques financiers et de la juste valeur pour obtenir plus de renseignements sur les principales données, hypothèses et estimations et les principaux jugements utilisés dans le calcul de la juste valeur) :

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 et de base (niveau 3)	Conversion des prêts intragroupe ¹	Total
Au 1er janvier 2021	(37 113)	(168 002)	54 082	—	(151 033)
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat ²	18 548	5 043	(30 683)	(11 589)	(18 681)
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	4 825	60 981	(1 735)	—	64 071
Amortissement du cumul des autres éléments du résultat global comptabilisé dans les produits	—	—	1 735	—	1 735
Écarts de change, montant net	—	1 237	(1 596)	11 589	11 230
Au 30 juin 2021	(13 740)	(100 741)	21 803	—	(92 678)

1. La réévaluation, en dollars canadiens, de prêts intragroupe libellés en monnaie étrangère a donné lieu à une perte de 11 589 \$. 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 le profit comptabilisé dans le résultat.

2. Se reporter à la note 6 b) pour obtenir un rapprochement de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat.

Présentés dans les états consolidés de la situation financière :

Aux	30 juin 2021	31 décembre 2020
Actifs courants	10 172	9 039
Actifs non courants	43 998	92 040
Passifs courants	(49 030)	(72 958)
Passifs non courants	(97 818)	(179 154)
	(92 678)	(151 033)

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

Présentés dans les comptes consolidés de résultat :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	2 158	2 569	18 681	12 819
Partie réalisée des instruments financiers				
Perte réalisée sur les swaps de taux d'intérêt	—	—	2 885	—
Perte réalisée (profit réalisé) sur les couvertures du prix de l'électricité	3 745	(2 768)	70 847	(4 967)
(Profit réalisé) perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	(1 445)	(816)	(246)	18 842
Variation de la juste valeur des instruments financiers	4 458	(1 015)	92 167	26 694

7. BÉNÉFICE (PERTE) PAR ACTION

De base	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	41 102	(2 548)	(173 059)	(56 288)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 407)	(1 485)	(2 816)	(2 971)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	39 695	(4 033)	(175 875)	(59 259)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	174 172 426	173 670 737	174 141 182	166 676 433
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (\$)	0,23	(0,02)	(1,01)	(0,36)

Dilué	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	39 695	(4 033)	(175 875)	(59 259)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué	174 779 164	173 670 737	174 141 182	166 676 433
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (\$)	0,23	(0,02)	(1,01)	(0,36)

Instrument qui sont exclus des éléments dilutifs :	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Options sur actions	—	507 998	262 784	507 998
Actions détenues en fiducie liées au régime d'actions liées au rendement	—	557 091	541 261	557 091
Débitures convertibles	13 604 473	13 777 293	13 604 473	13 777 293
	13 604 473	14 842 382	14 408 518	14 842 382

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations en construction	Autres	Total
Coût							
Au 1er janvier 2021	176 831	2 091 345	2 596 633	516 989	529 484	33 970	5 945 252
Ajouts ¹	—	474	589	15	157 809	3 258	162 145
Crédits d'impôt à l'investissement ²	—	—	—	—	(4 473)	—	(4 473)
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	—	14 351	—	(14 351)	—	—
Reclassement	—	—	—	(644)	104	540	—
Cessions	—	—	(474)	—	—	(188)	(662)
Autres variations	700	8	(8 075)	(399)	—	626	(7 140)
Écarts de change, montant net	(4 739)	(250)	(60 156)	(10 322)	(16 622)	(267)	(92 356)
Au 30 juin 2021	172 792	2 091 577	2 542 868	505 639	651 951	37 939	6 002 766
Cumul de l'amortissement							
Au 1er janvier 2021	(10 482)	(348 109)	(445 896)	(69 382)	—	(18 258)	(892 127)
Amortissement ³	(3 240)	(19 163)	(55 963)	(9 844)	—	(1 998)	(90 208)
Reclassement	—	—	—	249	—	(249)	—
Cessions	—	—	182	—	—	183	365
Écarts de change, montant net	325	103	8 074	553	—	51	9 106
Au 30 juin 2021	(13 397)	(367 169)	(493 603)	(78 424)	—	(20 271)	(972 864)
Valeur comptable au 30 juin 2021	159 395	1 724 408	2 049 265	427 215	651 951	17 668	5 029 902

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 7 325 \$.
- La Société a accumulé 3 523 \$ US (4 473 \$) en crédits d'impôt à l'investissement recouvrables en lien avec la construction du projet solaire Hillcrest, lesquels ont été reconnus en tant que réduction du coût des immobilisations corporelles d'Hillcrest. Au 30 juin 2021, le solde des montants recouvrables au titre des crédits d'impôt à l'investissement s'établissait à 87 055 \$ US (107 896 \$).
- Une tranche de 1 051 \$ de la charge d'amortissement des baux fonciers est incorporée dans le coût de construction dans les installations en construction.

9. PRÊTS ET EMPRUNTS À LONG TERME

Au 30 juin 2021, la Société et ses filiales ont respecté l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, à l'exception de ce qui suit :

- Bien que toutes les clauses restrictives étaient respectées au 30 juin 2021, les installations Montjean et Theil-Rabier ne respectaient pas leurs ratios de couverture de la dette cibles respectifs au 31 décembre 2020, ce qui a déclenché un défaut de leur convention de crédit respective. Cette situation est imputable à des incidents impliquant deux pales, qui ont provoqué des interruptions d'activité des installations Montjean et Theil-Rabier pendant une longue période, suivies de plusieurs restrictions de production. Ainsi, au 30 juin 2021, les prêteurs auraient le droit de demander un remboursement et, en conséquence, la tranche de 11 635 € (17 102 \$) de chaque emprunt qui serait autrement classée dans la dette à long terme a été reclassée dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Après le 30 juin 2021, les prêteurs ont renoncé à leur droit de demander le remboursement relatif au non-respect du ratio de couverture de la dette minimal au 31 décembre 2020.
- Le parc solaire Phoebe a reçu de ses prêteurs un avis de défaut potentiel. Ce défaut potentiel est lié à certains montants impayés à la suite des événements de février 2021 au Texas, dont l'exactitude est contestée, et la Société cherche à obtenir un ajustement pour la partie liée à un événement de force majeure allégué. La Société considère qu'il n'y a pas de défaut dans ces circonstances et a réagi en conséquence. Bien que les discussions soient en cours, la tranche de 102 981 \$ US (127 635 \$) de l'emprunt qui serait autrement classée dans la partie non courante a été reclassée dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Après le 30 juin 2021, le défaut potentiel a été corrigé grâce au règlement des montants en litige.

Remboursement des prêts d'Alterra

Le 11 janvier 2021, la Société a remboursé le solde des prêts à terme d'Alterra, qui comprenait une tranche libellée en dollars canadiens et une tranche libellée en dollars américains d'un montant de respectivement 90 839 \$ et 21 359 \$ US (26 725 \$) représentant le capital et les intérêts courus. Une perte de 1 317 \$ a été comptabilisée au poste « Autres produits, montant net ». De plus, le même jour, deux swaps de taux d'intérêt connexes ont été résiliés, ce qui a entraîné une sortie nette de trésorerie de 3 154 \$, dont une perte réalisée de 2 885 \$ sur la valeur finale des dérivés comptabilisée au poste « Variation de la juste valeur des instruments financiers », y compris les intérêts courus.

10. AUTRES PASSIFS

Lettre de crédit de Mesgi'g Ugju's'n

En 2019, le fournisseur de services en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes à Mesgi'g Ugju's'n, a demandé la protection de la *Loi sur les faillites*. Certaines des obligations de prestation en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes étaient couvertes, sous réserve des conditions préalables, par une lettre de crédit de 19 642 \$. La Société s'est prévaluée de la totalité de cette somme le 27 avril 2021. Le produit est assujéti à des restrictions en vertu de l'accord de crédit de Mesgi'g Ugju's'n et, par conséquent, il a été comptabilisé dans les autres actifs non courants, et l'obligation connexe a été comptabilisée dans les autres passifs non courants. Le produit sera utilisé ultérieurement pour pallier les obligations de prestation non satisfaites en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes.

11. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

Actions ordinaires

Rachat d'actions ordinaires et d'actions privilégiées

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2021, 180 602 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 2021, à un prix moyen de 18,90 \$.

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 (la « nouvelle offre »). Conformément à cette nouvelle offre, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 1,15 % des 174 692 091 actions ordinaires de la Société émises et en circulation au 11 mai 2021. La nouvelle offre a débuté le 24 mai 2021 et prendra fin le 23 mai 2022.

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 2021, 29 245 options ont été attribuées. Les options attribuées deviennent acquises en quatre tranches égales jusqu'au 1er mars 2025 et doivent être exercées avant le 1er mars 2028 à un prix d'exercice de 24,49 \$.

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.

	30 juin 2021
Taux d'intérêt sans risque	0,97 %
Dividende annuel prévu par action ordinaire	0,72 \$
Durée prévue des options	6
Volatilité attendue	26,03 %

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

Une charge de rémunération de 41 \$ a été comptabilisée au cours du premier semestre de 2021 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 2021, 281 313 droits d'actions liées au rendement ont été acquis.

Par ailleurs, 157 339 droits d'actions liées au rendement ont été attribués au cours du premier semestre de 2021, lesquelles deviendront acquis le 31 décembre 2023.

Régime d'unité d'actions différées

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2021, 21 611 unités ont été attribuées.

Une charge de rémunération de 994 \$ a été comptabilisée au cours du premier semestre de 2021 au titre du régime d'ALR et du régime d'UAD.

Dividendes

a) Dividendes déclarés

Les taux de dividende applicables aux actions privilégiées de série A et de série B de la Société ont été rajustés au cours de la période de six mois close le 30 juin 2021. Le taux de dividende des actions privilégiées de série A applicable à la période de cinq ans allant du 15 janvier 2021 au 15 janvier 2026, exclusivement, est de 3,244 % par année, ou 0,202750 \$ par action par trimestre. Le taux de dividende des actions de série B applicable à chaque période trimestrielle à compter du 15 janvier 2021 correspond au rendement des bons du Trésor majoré de 2,79 % par année, calculé chaque trimestre. Au 30 juin 2021, aucune action privilégiée de série B n'était en circulation.

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de six mois closes les 30 juin			
	2021		2020	
	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	0,3600	62 877	0,3600	62 709
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,4055	1 379	0,4510	1 533
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	0,7188	1 437	0,7188	1 438

Dividendes déclarés 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 15 octobre 2021 :

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 2021	30 septembre 2021	15 octobre 2021	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	
	2021	2020	2021	2020
Débiteurs	(26 875)	2 411	(28 867)	3 885
Charges payées d'avance et autres	(2 857)	(3 645)	(6 223)	(6 015)
Fournisseurs et autres créditeurs	8 565	15 484	32 713	(7 416)
	(21 167)	14 250	(2 377)	(9 546)

b) Renseignements supplémentaires

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Charges financières payées relativement aux activités d'exploitation avant les intérêts sur les contrats de location	(50 835)	(52 212)	(88 728)	(88 517)
Intérêts payés sur les contrats de location relativement aux activités d'exploitation	(1 704)	(24)	(2 433)	(1 034)
Intérêts inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(981)	(1 080)	(2 010)	(1 508)
Intérêts sur les contrats de location inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(605)	(531)	(1 183)	(531)
Total des charges financières	(54 125)	(53 847)	(94 354)	(91 590)
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>				
Variation des immobilisations corporelles impayées	(20 473)	16 118	7 993	5 338
Crédits d'impôt à l'investissement	—	76 753	4 473	76 753
Variation des actifs à long terme	(30)	—	(16)	—
Variation des coûts de développement de projets impayés	(770)	—	291	—
Réévaluation des autres passifs	8 197	37 292	(13 380)	2 854
Évaluation initiale des autres passifs	7 249	742	6 879	52 776
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	—	(399)	3 174	1 296
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement de dividendes	2 593	2 492	2 747	2 695

c) Variations des passifs issus des activités de financement

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Variations de la dette à long terme				
Dette à long terme au début de la période	4 575 176	3 994 269	4 533 806	4 412 842
Augmentation de la dette à long terme	116 673	244 008	388 571	314 933
Remboursement de la dette à long terme	(75 127)	(51 663)	(263 007)	(619 021)
Paiement des frais de financement différés	—	(9 256)	—	(9 256)
Attributs fiscaux	(1 260)	(5 080)	(1 067)	(11 430)
Crédits d'impôt sur la production	(9 493)	(12 120)	(20 882)	(23 052)
Autres charges financières hors trésorerie	12 318	6 830	23 854	16 299
Écarts de change, montant net	(18 054)	(33 515)	(61 042)	52 158
Dette à long terme à la fin de la période	4 600 233	4 133 473	4 600 233	4 133 473
Variations des débetures convertibles				
Débetures convertibles au début de la période	278 477	279 438	280 075	278 827
Débetures convertibles converties en actions ordinaires	—	—	(2 306)	—
Désactualisation des débetures convertibles	635	619	1 343	1 230
Débetures convertibles à la fin de la période	279 112	280 057	279 112	280 057

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 prévus 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 2021, 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 21,46 \$ US à 101,96 \$ US le MWh entre le 1er juillet 2021 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 4,25 \$ US à 64,33 \$ US le MWh entre le 1er juillet 2021 et le 31 décembre 2030.

En ce qui concerne la couverture de base 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 35,23 \$ US à 101,96 \$ US le MWh entre le 1er juillet 2021 et le 31 décembre 2021, tandis que les prix de l'électricité à terme du point d'injection de Phoebe sont calculés en utilisant un écart historique par rapport au réseau ERCOT South de néant par MWh.

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 en fonction des données de marché observables suivantes disponibles à la date d'évaluation : 1) une combinaison des prix observables et des cours des courtiers hors cote obtenus jusqu'en mai 2031; et 2) pour le mois restant jusqu'en juin 2031, les prix extrapolés qui reposent sur le taux de croissance implicite des contrats à terme normalisés sur le prix NYMEX du gaz naturel.

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.

Couverture de base de Phoebe : La juste valeur de la couverture de base est tirée des prix à terme de l'électricité observables du réseau ERCOT South pour la durée résiduelle de la période du contrat et d'une courbe des prix à terme du point d'injection de Phoebe conçue en utilisant diverses hypothèses en fonction des données de marché observables suivantes disponibles à la date d'évaluation : 1) les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South pour la durée résiduelle de la période du contrat et 2) l'écart historique entre les prix du réseau ERCOT South et du point d'injection de Phoebe pour la période allant du 1er janvier 2021 au 30 juin 2021.

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 224 319 \$ US (275 542 \$) au 30 juin 2021.

Canadian Dollar Offered Rate (« CDOR »)

Bien que le CDOR ne devrait pas être retiré immédiatement, la Banque du Canada s'attend à ce que sa pertinence diminue, comme celle d'autres indices de référence fondés sur le crédit, à mesure que les marchés mondiaux se tournent vers les taux sans risque. Alors que les durées de 1 mois, de 2 mois et de 3 mois ne devraient pas être touchées dans un avenir prévisible, 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, 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.

Événements de février 2021 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. L'effet combiné des interruptions de production, des conditions anormales de fixation des prix sur les marchés et des obligations contractuelles de générer une production quotidienne prédéterminée en vertu des couvertures du prix de l'électricité a eu une incidence défavorable nette sur les installations suivantes de la Société : le parc solaire Phoebe dans le comté de Winkler, le parc éolien Flat Top dans le comté de Mills et le parc éolien Shannon dans le comté de Clay.

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. Après le 30 juin 2021, les montants en litige ont été réglés.

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 de Flat Top et de 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.

Compte tenu de son interprétation des informations actuellement disponibles et compte tenu du fait que les projets sont sans recours pour la Société, les risques financiers de la Société sont limités aux incidences hors trésorerie sur la reprise potentielle des écarts de conversion dans le cumul des autres éléments du résultat global relativement à ces deux projets. Au 30 juin 2021, la valeur comptable des placements en capitaux propres de la Société dans Flat Top et Shannon était de néant, à la suite de la comptabilisation par la Société de charges de dépréciation respectives de 53 758 \$ et de 58 851 \$ par l'entremise de sa quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021. En outre, au 30 juin 2021, 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 des recouvrements d'impôt différé respectifs de 24 390 \$ et de 15 101 \$ lors du reclassement des actifs et passifs des projets comme étant des groupes destinés à être cédés classés comme détenus en vue de la vente au cours de la période close le 30 juin 2021.

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. La Société a comptabilisé un montant à recevoir de 3 181 \$ au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Le 31 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a transféré un montant équivalant au montant à recevoir comptabilisé, représentant le capital de 3 181 \$ et les intérêts courus entre le 28 juin 2017 et le 31 janvier 2020, sur un compte en fiducie constitué par le conseiller juridique externe d'Harrison Hydro L.P. et ses filiales portant intérêt en faveur de ces derniers. 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. En mars 2021, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a informé la Société qu'il fera appel de la décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique. Le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé les documents d'appel le 21 juin 2021.

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 cite 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'est pas en mesure d'accepter ou d'acheter de l'énergie au titre des CAÉ. Les avis à Innergex font suite aux déclarations publiques de BC Hydro concernant les mesures qu'elle prend 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 conteste que la pandémie actuelle et les mesures gouvernementales connexes empêchent de quelque façon que ce soit BC Hydro de remplir ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettent 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 et cherche 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'élèvent à 12 456 \$ (14 183 \$ sur la base des produits proportionnels¹).

1. 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.

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, à l'exception des avis de réduction reçus de BC Hydro, comme il est décrit à la note 14, *Éventualités*, 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 bénéfice net (la perte nette) avant la charge d'impôt, les charges financières, les amortissements, ajustés pour exclure 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.

Les résultats sectoriels ci-dessous excluent les résultats des installations en coentreprise Shannon et Flat Top à compter du 1er avril 2021, 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.

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 %	79 %	89 %	82 %

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	76 %	83 %	92 %	83 %

Au 30 juin 2021	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs ¹
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	165 616	24 137	12 607	202 360
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	14 351	—	14 351
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	847	755	734	2 336

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

Période de trois mois close le 30 juin 2020

Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	65 030	71 794	13 689	150 513
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	14 672	6 937	434	22 043
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	19 448	—	19 448
Produits proportionnels sectoriels	79 702	98 179	14 123	192 004
BAIIA ajusté sectoriel	52 071	55 915	11 349	119 335
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	11 744	3 184	238	15 166
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	19 448	—	19 448
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	63 815	78 547	11 587	153 949
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	80 %	78 %	83 %	79 %

Période de six mois close le 30 juin 2020

Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	92 987	167 599	22 043	282 629
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	19 461	15 680	1 017	36 158
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	37 588	—	37 588
Produits proportionnels sectoriels	112 448	220 867	23 060	356 375
BAIIA ajusté sectoriel	68 521	136 856	17 045	222 422
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	13 070	8 990	562	22 622
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	37 588	—	37 588
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	81 591	183 434	17 607	282 632
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	74 %	82 %	77 %	79 %

Au 30 juin 2020

	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs ¹
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises	—	—	61 022	61 022
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	226	735	1 407	2 368

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 :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Produits	170 605	150 513	360 256	282 629
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	18 302	22 043	72 963	36 158
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	9 493	19 448	26 916	37 588
Produits proportionnels	198 400	192 004	460 135	356 375
Bénéfice net (perte nette)	50 199	(1 566)	(167 673)	(48 497)
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(43 856)	845	(85 139)	32
Charges financières	58 719	55 248	118 319	115 578
Amortissements	59 169	57 126	118 054	110 693
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	6 314	—	6 314	—
BAlIA	130 545	111 653	(10 125)	177 806
Autres produits, montant net	(9 325)	(18 028)	(21 229)	(41 525)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(2 993)	12 726	204 991	32 780
Variation de la juste valeur des instruments financiers	4 458	(1 015)	92 167	26 694
BAlIA ajusté	122 685	105 336	265 804	195 755
Charges non attribuées :				
Frais généraux et administratifs	10 687	9 237	19 967	18 266
Projets potentiels	6 734	4 762	12 523	8 401
BAlIA ajusté sectoriel	140 106	119 335	298 294	222 422
Quote-part du BAlIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	13 784	15 166	62 133	22 622
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	9 493	19 448	26 916	37 588
BAlIA ajusté proportionnel sectoriel	163 383	153 949	387 343	282 632
Marge du BAlIA ajusté sectorielle	82,1 %	79,3 %	82,8 %	78,7 %

Secteurs géographiques

Au 30 juin 2021, 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, une centrale hydroélectrique, 8 parcs éoliens et 4 parcs solaires aux États-Unis ainsi que 3 centrales hydroélectriques et 2 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	
	2021	2020	2021	2020
Produits				
Canada	119 566	117 045	202 716	200 920
États-Unis	26 291	15 613	102 324	27 464
France	20 832	16 735	49 200	53 125
Chili	3 916	1 120	6 016	1 120
	170 605	150 513	360 256	282 629

Aux	30 juin 2021	31 décembre 2020
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 441 136	3 504 403
États-Unis	1 877 403	1 990 997
France	847 435	922 330
Chili	149 201	166 881
	6 315 175	6 584 611

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

17. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Acquisition par Innergex de la participation restante dans Energía Llaima

Innergex a conclu une convention d'achat d'actions aux termes de laquelle elle a acquis, le 9 juillet 2021, la participation restante de 50 % dans Energía Llaima SpA (« Energía Llaima »), une société d'énergie renouvelable établie au Chili, qu'Innergex détenait déjà à 50 %, pour une contrepartie en trésorerie totale de 71 350 \$ US (89 437 \$).

En contrepartie de cette transaction, Innergex a émis aux actionnaires d'Energía Llaima des actions ordinaires d'Innergex d'une valeur totale de 71 350 \$ US à un prix représentant le prix par action égal à la moyenne pondérée en fonction du volume sur 10 jours avant la clôture de l'acquisition, pour un total de 4 048 215 actions émises.

De plus, aux termes de la convention des droits de l'investisseur conclue entre Innergex et Hydro-Québec, Hydro-Québec détient un droit préférentiel de souscription lui permettant de maintenir sa participation de 19,9 %. Hydro-Québec peut donc souscrire des actions ordinaires d'Innergex dans le cadre de toute émission à un prix égal, y compris dans le cadre d'une acquisition. Hydro-Québec dispose également d'un droit de souscription lui permettant de maintenir sa participation à la suite de toute émission annuelle de titres de participation, de titres incitatifs ou de titres octroyés dans le cadre d'une rémunération. À cet égard, Innergex a émis, parallèlement à la clôture de la transaction décrite ci-dessus, 1 148 050 actions ordinaires pour un produit total de 25 325 \$ afin de permettre à Hydro-Québec de maintenir sa participation de 19,9 %.

Acquisition par Innergex d'une centrale hydroélectrique au fil de l'eau au Chili

La Société a acquis une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 18 MW au Chili. La transaction a été conclue le 3 août 2021. L'installation mise en service en 2011 a été acquise pour une valeur d'entreprise de 40 500 \$ US (50 471 \$) avec un investissement en capitaux propres d'Innergex de 16 563 \$ US (20 641 \$), montant réparti entre le paiement aux actionnaires et le remboursement partiel de la dette existante et d'autres coûts.

Parc solaire Phoebe - Règlement des montants impayés

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 23 956 \$ US (29 691 \$) 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 projet¹, déduction faite de l'électricité impayée vendue par le projet durant le processus de négociation.

1. Les projets d'énergie renouvelable qui vendent de l'électricité dans le cadre d'une structure de couverture du prix de l'électricité sont exposés à un risque de décalage principalement attribuable 1) au risque lié au volume ou au risque de non-concordance, qui représente le risque d'une insuffisance de l'énergie réellement produite par rapport à la quantité horaire contractuelle, et 2) au risque de base, qui représente le risque de différentiel de prix entre les prix du réseau et les prix au point d'injection par MWh d'électricité prévus aux contrats. Pour couvrir les décalages défavorables temporaires, les contreparties fournissent aux projets un compte de suivi, soit un prêt de fonds de roulement qui est remboursé avec des décalages favorables ultérieurs ou des paiements en trésorerie.

Activités de mise en service - Parc éolien Griffin Trail

Le 26 juillet 2021, Innergex a terminé la mise en service du parc éolien Griffin Trail de 225,6 MW situé dans le nord-ouest du Texas. L'emprunt lié à la construction de 256 201 \$ US (318 970 \$) a été remboursé le 30 juillet 2021 par une participation au partage fiscal de 169 155 \$ US (210 598 \$), alors que la Société a fourni une participation de commanditaire de 115 512 \$ US (143 812 \$). L'excédent de la participation au partage fiscal et de la participation de commanditaire servira aux dépenses liées à la construction et aux montants liés aux retenues de garantie une fois les activités de construction terminées.

Conditions météorologiques en Colombie-Britannique, au Canada

Les récentes conditions météorologiques ont provoqué la propagation de feux de forêt un peu partout en Colombie-Britannique. Sous l'effet des rafales de vent, le feu de Lytton s'est déplacé rapidement vers la ligne de transport de la centrale Kwoiek Creek. Bien que les employés sur place soient en sécurité et que l'installation ne présente aucun danger immédiat, ses activités ont été interrompues temporairement, car l'incendie a endommagé la ligne de transport.

Il est trop tôt pour évaluer les dommages et quantifier les pertes, tant directes qu'indirectes, mais l'événement devrait être couvert par la police d'assurance de la Société. Un cas de force majeure a été signalé à BC Hydro en vertu du contrat d'achat d'électricité.

18. CHIFFRES COMPARATIFS

Certains reclassements ont été effectués dans les états financiers consolidés du trimestre précédent afin d'améliorer la comparabilité avec les états financiers consolidés du trimestre en cours.

Par conséquent, certains postes ont été modifiés dans le tableau consolidé des flux de trésorerie ainsi que dans les notes afférentes aux états financiers. Les chiffres comparatifs ont été ajustés pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour le trimestre à l'étude.

RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

Siège social

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

Relations avec les investisseurs
Jean-François Neault
Chef de la direction
financière
Tél. 450 928-2550 x1207
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 Standard & Poor's

Innergex énergie renouvelable inc.	BB+
Actions privilégiées de série A	B+/P-4 (élevé)
Actions privilégiées de série C	B+/P-4 (élevé)

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.