

T1

Rapport trimestriel

Premier trimestre - 2023

Pour la période close le 31 mars 2023

Les présents états financiers intermédiaires
consolidés résumés n'ont pas été audités
par les auditeurs externes 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 plus de 30 ans. À titre de producteur indépendant d'énergie renouvelable qui développe, acquiert, détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des parcs solaires et des installations de stockage d'énergie, Innergex est convaincue que l'énergie renouvelable ouvrira la voie à un monde meilleur. Innergex exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France et au Chili, et est guidée par sa philosophie de développement durable qui vise un équilibre entre les personnes, notre planète et la prospérité. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C et ses débetures convertibles sous les symboles INE.DB.B et INE.DB.C.

DONNÉES CLÉS

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

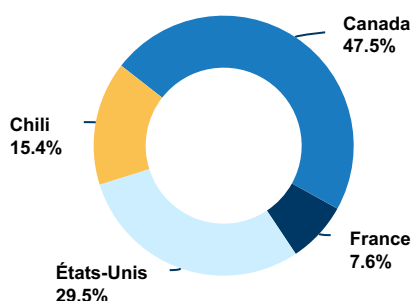
Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues et n'ont pas de signification prescrite selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la section « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

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 crédits d'impôt sur la production et produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels
Production et production proportionnelle	BAIIA ajusté et BAIIA ajusté proportionnel
	Bénéfice net (perte nette) ajusté(e)
	Flux de trésorerie disponibles
	Ratio de distribution

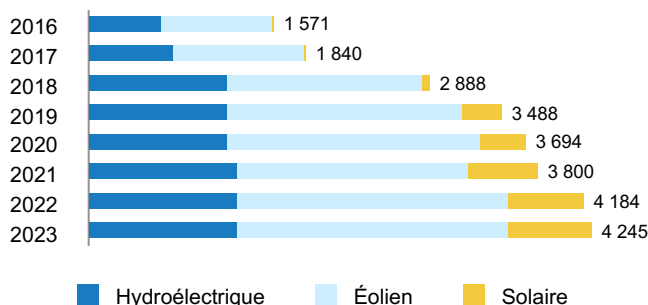
Indicateurs de rendement clés sur le plan de l'exploitation

Au 9 mai 2023, la Société comptait quatre secteurs géographiques et trois secteurs opérationnels.

Puissance installée brute par pays



Puissance installée brute par source d'énergie (MW)



STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

Innergex développe, acquiert, détient et exploite des installations de production d'énergie renouvelable et concentre ses activités dans la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire ainsi que dans les technologies de stockage d'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 d'énergie. Innergex s'engage à développer, à acquérir, à détenir et à exploiter des installations d'énergie renouvelable exclusivement, qui génèrent des flux de trésorerie constants, offrent un rendement sur le capital investi attrayant et ajusté au risque et permettent la distribution d'un dividende durable.

Innergex possède des participations dans 40 centrales hydroélectriques localisées sur 33 bassins versants, 35 parcs éoliens, 11 parcs solaires et 1 installation de stockage d'énergie par batteries. L'expertise et l'innovation développées par notre équipe qualifiée dans différents types d'énergie et divers lieux peuvent être mises à profit et partagées entre les membres de la Société afin de maximiser le rendement de nos actifs de grande qualité.

Progression dans la réalisation du plan stratégique 2020-2025

La transition vers une économie sans carbone sera menée par le secteur de l'énergie renouvelable. Innergex est en bonne posture pour poursuivre sa croissance stratégique et participer à la protection du climat en poursuivant l'optimisation et la croissance de son portefeuille d'installations d'énergie renouvelable. Pour ce faire, la Société s'est fixé quatre objectifs stratégiques à atteindre d'ici 2025 :

Croître responsablement

Concentrer notre croissance sur nos marchés actuels et cibler les opportunités dans les marchés voisins

Bâtir notre expertise

Devenir un expert dans le déploiement de technologies de stockage de l'énergie

Optimiser nos opérations

Valoriser l'expertise et l'innovation pour maximiser les rendements de nos actifs de grande qualité

Diversifier nos activités

Accroître la diversification de la composition des actifs de la Société au sein de ses marchés cibles existants

La Société tirera profit de son expérience pour réaliser des acquisitions et développer de nouveaux projets. Elle adoptera et maîtrisera de nouvelles technologies, principalement le stockage d'énergie, élargira sa clientèle au-delà des services publics traditionnels et déploiera de nouveaux modèles d'affaires grâce auxquels elle offrira plus de valeur pour les électrons produits ou stockés.

Innergex, qui produit de l'énergie verte grâce à ses actifs de qualité depuis des dizaines d'années, a fait ses preuves. Ses installations d'énergie renouvelable sont exploitées par une équipe dévouée de professionnels chevronnés qui continueront à optimiser les opérations et à assurer un entretien de qualité. L'intérêt croissant pour le développement de l'énergie renouvelable amène de nouveaux acteurs dans le secteur, et Innergex restera fidèle à son approche qui, depuis longtemps, lui assure une croissance responsable. La Société est convaincue qu'entretenir des relations pour nouer des partenariats à long terme avec les parties prenantes et les collectivités, en particulier les communautés autochtones, lui a permis de développer des projets d'énergie renouvelable uniques qui créent de la valeur.

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 9 mai 2023, la Société possède et exploite 87 installations en exploitation commerciale (les « installations en exploitation »). Mises en service entre 1986 et juillet 2022, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 10,1 années.

Les installations en exploitation vendent principalement l'électricité produite aux termes de contrats d'achat d'électricité à long terme, des contrats de couvertures du prix de l'électricité¹ ou des contrats industriels à court et long terme (chacun, un « CAÉ ») à des sociétés de services publics ou d'autres contreparties solvables ou sur le marché libre. La durée moyenne pondérée restante des CAÉ est de 13,0 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 sociétés de distribution d'électricité et à des clients industriels, ou sur le marché libre. Veuillez vous reporter à la section « Environnement commercial - Inflation » du présent rapport de gestion pour obtenir une analyse sur l'inflation.

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

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

Le tableau ci-après présente les installations en exploitation et les projets en développement au 9 mai 2023.

	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	3	—	70	—	40	—	—	—
Chili	4	2	170	112	166	85	—	—
Total partiel	40	3	1 259	120	919	89	—	—
ÉOLIEN								
Canada	8	—	908	—	714	—	—	—
France	16	3	324	52	324	45	—	—
États-Unis	8	1	714	330	714	330	—	—
Chili	3	—	332	—	332	—	—	—
Total partiel	35	4	2 278	382	2 084	375	—	—
SOLAIRE								
Canada	4	—	90	—	90	—	—	—
États-Unis	4	3	467	245	466	245	—	180 ⁵
Chili	3	—	153	—	137	—	150 ⁴	—
Total partiel	11	3	709	245	693	245	150	180
STOCKAGE								
France	1	—	—	—	—	—	9	—
Chili	—	2	—	—	—	—	—	425 ⁶
Total partiel	1	2	—	—	—	—	9	425
Total	87	12	4 245	747	3 696	709	159	605

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

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

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

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

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

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

Pour obtenir plus d'information sur les projets potentiels de la Société, se reporter à la section « 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 la période de trois mois close le 31 mars 2023. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 9 mai 2023, 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 la période de trois mois close le 31 mars 2023.

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, ainsi que les données comparables de 2022, 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 section « 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 section « 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	6	Structure du capital	24
Premier trimestre de 2023 - Initiatives de croissance	6	Participation au partage fiscal	25
Premier trimestre de 2023 - Information choisie	7	Situation financière	27
Premier trimestre de 2023 - Performance d'exploitation	8	Éventualités	29
Premier trimestre de 2023 - Capital et ressources	10	Flux de trésorerie	30
Événements postérieurs	11	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	31
2- Aperçu des activités	12	Information sur le capital-actions	33
Environnement commercial	12	Dividendes	34
Installation en exploitation	13	5- Mesures non conformes aux IFRS	35
Activités de construction	14	6- Renseignements complémentaires consolidés	39
Activités de développement	15	Secteurs géographiques - Produits	39
Projets potentiels	17	Secteurs géographiques - Actifs non courants	39
3- Performance financière et résultats d'exploitation	18	Information financière trimestrielle historique	40
Secteur de la production hydroélectrique	19	7- Méthodes comptables et contrôles internes	41
Secteur de la production éolienne	20	Principales méthodes comptables	41
Secteur de la production solaire	21	Contrôles internes	42
Bénéfice net (perte nette)	22	Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société	43
Perte nette ajustée	22	8- Information prospective	44
Participations ne donnant pas le contrôle	23		
4- Capital et liquidités	24		

1- FAITS SAILLANTS | Premier trimestre de 2023 – Initiatives de croissance

Le 18 janvier 2023, Innergex a franchi une nouvelle étape dans le développement de son projet éolien Boswell Springs de 330 MW. Les conditions préalables au contrat d'achat d'électricité d'une durée de 30 ans conclu avec PacifiCorp ont été satisfaites. Les coûts de construction totaux du projet éolien Boswell Springs devraient s'élever à 544 M\$ US (728,2 M\$). Le processus de financement et d'investissement au partage fiscal progresse bien et les activités de construction sur site s'intensifieront au cours du deuxième trimestre de 2023.

Le 9 mars 2023, Innergex a annoncé la clôture de l'acquisition d'un portefeuille solaire de 60 MW composé de trois parcs en exploitation à Sault Ste. Marie, en Ontario, pour un prix d'achat de 51,3 M\$, ainsi que la prise en charge d'une dette existante de 164,3 M\$.

Le 15 mars 2023, Innergex et Mi'gmawei Mawiomi Business Corporation ont annoncé que leur projet éolien Mesgi'g Ugju's'n 2 (« MU2 ») de 102 MW avait été sélectionné dans le cadre de l'appel d'offres d'Hydro-Québec. Sa mise en service est prévue pour 2026, et le contrat d'achat d'électricité qui sera conclu avec Hydro-Québec devrait être structuré comme un contrat d'achat ferme de 30 ans indexé à l'inflation. Les coûts du projet sont estimés à environ 277,4 M\$ et devraient être financés à hauteur de 75 % à 80 % par un emprunt lié au projet à long terme et sans recours. La tranche restante sera financée par la participation de commanditaire, qui sera partagée à parts égales entre les partenaires.

1- FAITS SAILLANTS | Premier trimestre de 2023 – Information choisie

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2023	2022
RÉSULTATS D'EXPLOITATION		
Production (MWh)	2 312 655	2 304 600
Produits et crédits d'impôt sur la production	218 328	207 770
Résultat d'exploitation	65 538	69 342
BAlIA ajusté ¹	145 100	149 843
Perte nette	(13 036)	(34 930)
Perte nette ajustée ¹	(13 914)	(2 336)
PROPORTIONNEL		
Production proportionnelle (MWh) ¹	2 359 970	2 358 027
Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels ¹	224 455	216 116
BAlIA ajusté proportionnel ¹	148 443	155 181
ACTIONS ORDINAIRES		
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	36 749	36 733
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	689	689
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	719	719
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	203 564	196 690

	Périodes de douze mois closes les 31 mars	
	2023	2022
FLUX DE TRÉSORERIE ET RATIO DE DISTRIBUTION		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ²	398 690	290 386
Flux de trésorerie disponibles ^{1,2}	135 686	155 046
Ratio de distribution ^{1,2}	108 %	89 %

	Aux	
	31 mars 2023	31 décembre 2022
SITUATION FINANCIÈRE		
Total de l'actif	8 795 375	8 602 427
Total du passif	7 397 779	7 116 000
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 239 824	1 316 195
Participations ne donnant pas le contrôle	157 772	170 232

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 section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
2. Pour obtenir plus d'information sur le calcul et une explication, se reporter à la section 4 « CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution » du présent rapport de gestion.

1- FAITS SAILLANTS | Premier trimestre de 2023 – Performance d'exploitation

La Société a été en mesure d'afficher une croissance de ses produits au premier trimestre de 2023 malgré les conditions météorologiques exceptionnelles défavorables qui se sont répercutées sur les résultats globaux et sur la production des centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique et des parcs éoliens du Québec, plus particulièrement. Les tendances historiques démontrent clairement le caractère singulier des conditions météorologiques observées au cours des derniers trimestres en Colombie-Britannique, ce qui amène à conclure que les ressources pourraient à nouveau connaître des tendances plus favorables dans un avenir proche. Pendant ce temps, l'équipe d'exploitation continue de mettre en œuvre des initiatives visant à accroître la disponibilité de l'équipement et l'efficacité des installations afin d'en exploiter tout le potentiel de production. Les centrales hydroélectriques des États-Unis et du Québec ont enregistré une solide production au cours du trimestre, tout comme les parcs éoliens de France et des États-Unis. Les résultats trimestriels ont également bénéficié de la récente acquisition de trois parcs solaires dans le nord de l'Ontario au premier trimestre de 2023, qui ont ajouté une puissance installée de 60 MW au portefeuille d'Innergex, et de l'acquisition des parcs éoliens Aela réalisée au deuxième trimestre de 2022 au Chili. Ces acquisitions aideront la Société à atteindre les objectifs de croissance financière énoncés dans son plan stratégique.

Les activités de développement de la Société continuent de progresser. Aux États-Unis, la construction du projet éolien Boswell Springs de 330 MW au Wyoming se poursuit et les conditions préalables à son contrat d'achat d'électricité d'une durée de 30 ans ont été satisfaites au cours du trimestre. Le personnel de l'Ohio Siting Board a approuvé dans son rapport d'enquête le certificat de compatibilité environnementale et de besoin du public (*Certificate of Environmental Compatibility and Public Need*) pour le projet solaire Palomino. Trois autres grands projets aux États-Unis sont à un stade avancé et ont des perspectives prometteuses dans les États du Colorado, du Texas et de Washington. À Hawaii, le projet Hale Kuawehi est en attente de l'approbation par la Public Utility Commission du contrat d'achat d'électricité révisé et le projet solaire et de stockage d'énergie par batteries potentiel de 20 MW Kahana a été vendu au deuxième trimestre de 2023, ce qui a permis à la Société de récupérer son investissement et pourrait lui permettre d'obtenir des paiements éventuels si le projet franchit certaines étapes à l'avenir. Grâce à cette transaction, Innergex peut recentrer ses ressources sur ses autres projets en cours de développement. Au Canada, les perspectives du secteur sont très prometteuses, compte tenu notamment de l'annonce de l'octroi de plus de 48 milliards de dollars par le gouvernement fédéral en soutien à l'électricité propre par le biais de crédits d'impôt à l'investissement (« CII »), d'options de financement à faible coût et d'investissements et de programmes ciblés. Les projets envisagés par Innergex sont prometteurs et les équipes sont prêtes à les soumettre à de futurs appels d'offres au Québec et dans d'autres provinces. Au cours du trimestre, le projet éolien Mesgi'g Ujju's'n 2 (« MU2 ») a été sélectionné par Hydro-Québec dans le cadre d'un appel d'offres, et la signature du contrat d'achat d'électricité est prévue pour le deuxième trimestre de 2023. Le marché canadien demeurera un marché fondamental pour Innergex, et elle entend y maintenir une position de chef de file. Après quelques années de développement actif en France, neuf projets totalisant 226 MW sont actuellement à un stade avancé de développement et présentent une forte probabilité de réalisation. Enfin, l'équipe du Chili se concentre sur l'intégration des récentes acquisitions et sur l'avancement de deux projets de stockage d'énergie par batteries qui devraient être mis en service d'ici la fin de l'année. Innergex cherche toujours des occasions de développement, alors qu'Innergex consolide sa position de producteur d'énergie indépendant de premier plan sur le marché.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, les **produits et crédits d'impôt sur la production** ont augmenté de 5 % pour s'établir à 218,3 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Le secteur de la production **hydroélectrique** a enregistré une baisse des produits principalement attribuable à la production exceptionnellement faible des centrales de la Colombie-Britannique en raison du temps sec et au paiement de BC Hydro au titre de la réduction reçu au premier trimestre de 2022, ce qui a été compensé en partie par l'accroissement de la production des centrales Curtis Palmer et la hausse des prix au comptant des centrales au Chili. L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **éolienne** par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent est surtout attribuable à l'acquisition des parcs éoliens Aela le 9 juin 2022, à l'accroissement de la production des parcs éoliens des États-Unis et à l'incidence de la hausse de la production et des nouveaux CAÉ des parcs éoliens en France. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la diminution de la production des parcs éoliens du Québec. La baisse des produits tirés du secteur de la production **solaire** par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent est essentiellement attribuable à l'ensoleillement moindre, aux restrictions économiques et à la baisse des prix de vente des parcs solaires Phoebe, Salvador et San Andrés, facteurs contrebalancés en partie par l'acquisition des parcs solaires Sault Ste. Marie le 9 mars 2023. Les produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels¹ se sont établis à 224,5 M\$, en hausse de 4 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

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. Se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, les **charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels** ont augmenté de 30 % par rapport à la période correspondante de l'an dernier pour se chiffrer à 75,5 M\$. Le secteur de la production **hydroélectrique** a enregistré une baisse des charges en raison de la diminution des coûts d'entretien de certaines centrales de la Colombie-Britannique. Dans le secteur de la production **éolienne**, ces charges se sont accrues du fait surtout de l'acquisition des parcs éoliens Aela et de l'incidence de la loi de finances rectificative de 2022 en France. La diminution des charges du secteur de la production **solaire** s'explique surtout par les charges d'exploitation moins élevées des parcs solaires chiliens en raison d'une modification de la réglementation, qui a entraîné une réduction des frais liés aux droits de transport.

En raison des facteurs susmentionnés, le BAIIA ajusté¹ s'est établi à 145,1 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, en baisse de 3 %, et le BAIIA ajusté proportionnel¹ a atteint 148,4 M\$, en baisse de 4 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Innergex a comptabilisé une perte nette de 13,0 M\$ (perte de base et diluée de 0,08 \$ par action) pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, comparativement à une perte nette de 34,9 M\$ (perte nette par action, de base et diluée, de 0,18 \$) pour la période correspondante de 2022. Outre la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, la baisse de la perte nette s'explique surtout par une variation favorable de 42,4 M\$ de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à la baisse des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, et par une augmentation de 7,4 M\$ du recouvrement d'impôt différé, découlant surtout des actifs d'impôt différé comptabilisés au Chili et d'une diminution des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal relativement aux CII. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par l'augmentation de 18,4 M\$ des charges financières, laquelle s'explique essentiellement par l'acquisition d'Aela au deuxième trimestre de 2022 et le refinancement subséquent de la dette sans recours au Chili.

1- FAITS SAILLANTS | Premier trimestre de 2023 – Capital et ressources

L'augmentation du total des actifs est en grande partie attribuable aux actifs acquis à la suite de l'acquisition de Sault Ste. Marie et aux activités de construction des projets Hale Kuawehi et Boswell Springs et des projets de stockage par batteries Salvador et San Andrés. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par les amortissements et la vente des modules solaires « Safe Harbor » au cours du trimestre.

L'augmentation du total des passifs découle essentiellement de la hausse des prêts et emprunts à long terme attribuable à l'acquisition de Sault Ste. Marie ainsi que des prélèvements sur la tranche restante des fonds disponibles provenant des obligations vertes afin d'achever la construction du projet de stockage d'énergie par batteries Salvador au Chili et sur la disponibilité restante de la facilité à prélèvements différés des prêts Alterra.

La diminution des capitaux propres attribuables aux propriétaires est principalement attribuable au total du résultat global, aux dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées et aux distributions aux participations ne donnant pas le contrôle.

La baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 s'explique essentiellement par l'augmentation des charges financières payées se rapportant au calendrier de versement des intérêts pour certaines dettes de projet en Colombie-Britannique au premier trimestre de 2023, par l'acquisition d'Aela au deuxième trimestre de 2022 et par le refinancement subséquent de la dette sans recours au Chili au début du troisième trimestre de 2022. Pour la période de douze mois close le 31 mars 2023, les flux de trésorerie disponibles¹ ont subi l'incidence d'une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, attribuable à la production exceptionnellement faible en Colombie-Britannique au quatrième trimestre de 2022 et au premier trimestre de 2023 en raison du temps sec et au paiement ponctuel de BC Hydro au titre de la réduction reçu au premier trimestre de 2022, d'une augmentation des intérêts payés, essentiellement attribuable à l'acquisition d'Aela au deuxième trimestre de 2022 et au refinancement subséquent de la dette sans recours au Chili au début du troisième trimestre de 2022, des récentes acquisitions de Sault Ste. Marie, de Mountain Air et en France ainsi que des activités de construction, facteurs partiellement compensés par une diminution des flux de trésorerie disponibles attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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. Se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

1- FAITS SAILLANTS | Événements postérieurs

Financement du projet de stockage d'énergie par batteries San Andrés

Le 21 avril 2023, la Société a annoncé la clôture d'un financement de construction sans recours de 49,5 M\$ US (66,7 M\$) pour le projet de stockage d'énergie par batteries San Andrés. Le crédit-relais pour la construction devrait être remboursé à même le produit d'un futur financement à long terme sans recours une fois que l'installation aura été mise en service commercial. La tranche de 12,4 M\$ US (16,7 M\$) restante sera financée au moyen des facilités de crédit renouvelables d'Innergex.

Résiliation de certains contrats de fourniture des systèmes de stockage d'énergie par batteries à Hawaii

Le 1er avril 2023, les contrats de fourniture des systèmes de stockage d'énergie par batteries des projets d'énergie solaire et de stockage d'énergie par batteries Paeahu, Kahana et Barbers Point à Hawaii ont été résiliés, bien que le contrat pour le projet Hale Kuawehi demeure en vigueur. Dans le cadre du règlement, Innergex recevra des paiements totalisant 13,3 M\$ US (18,0 M\$) au deuxième trimestre de 2023. Aucun produit ou charge important n'a été comptabilisé dans le cadre de cette transaction.

Vente du projet d'énergie solaire et de stockage d'énergie par batteries Kahana

Le 19 avril 2023, Innergex a cédé le projet d'énergie solaire et de stockage d'énergie par batteries Kahana pour un montant symbolique, lui permettant ainsi de récupérer son investissement et éventuellement d'obtenir des paiements supplémentaires si le projet franchit certaines étapes. Aucun produit ou charge important n'a été comptabilisé dans le cadre de cette transaction.

Augmentation de la facilité de lettre de crédit d'EDC

Le 12 avril 2023, la Société a accru sa facilité de lettre de crédit existante garantie par Exportation et développement Canada (« EDC ») pour la porter à un montant allant jusqu'à 200,0 M\$, soit une augmentation de 50,0 M\$ par rapport à 2022.

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									
	T1		T2		T3		T4		Total	
HYDRO-ÉLECTRIQUE	538	14 %	1 256	33 %	1 219	32 %	824	21 %	3 837	32 %
ÉOLIEN	1 792	28 %	1 569	24 %	1 355	21 %	1 766	27 %	6 482	54 %
SOLAIRE	340	21 %	469	29 %	472	29 %	322	20 %	1 603	13 %
Total	2 670	22 %	3 294	28 %	3 046	26 %	2 912	24 %	11 922	100 %

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 9 mai 2023. 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 section « Données clés » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Inflation

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

Taux d'intérêt

Les fluctuations des taux d'intérêt constituent une préoccupation particulièrement importante dans un secteur qui exige beaucoup d'investissements comme celui de l'énergie électrique. La Société a généralement recours dans une forte proportion à des prêts et emprunts à long terme pour financer les besoins en capital de ses installations. La Société est exposée au risque de taux d'intérêt principalement par le biais des prêts et emprunts à long terme à taux variable. Elle atténue ce risque en concluant des accords de financement à taux fixe ou des accords de swap de taux d'intérêt en même temps qu'elle conclut des facilités d'emprunt à taux variable, habituellement assortis de périodes nominales et d'amortissement similaires. Au 31 mars 2023, environ 7,7 % du total des prêts et emprunts à long terme de la Société étaient exposés aux fluctuations des taux d'intérêt. Les prêts et emprunts à long terme de la Société ont une échéance moyenne pondérée de 12,9 ans, de sorte que les fluctuations à court terme des taux d'intérêt ont une incidence limitée sur les flux de trésorerie futurs de la Société.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Installations en exploitation

Secteur énergétique	Emplacement	Période de trois mois close le 31 mars 2023		Période de trois mois close le 31 mars 2022		Période de douze mois Variation de la production en %
		Production (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	Production en % de la PMLT	
HYDRO-ÉLECTRIQUE	Québec	131 827	106 %	129 667	104 %	2 %
	Ontario	23 604	97 %	23 680	97 %	— %
	Colombie-Britannique	105 528	49 %	171 175	80 %	(38) %
	États-Unis	118 506	118 %	99 932	99 %	19 %
	Chili	59 801	79 %	50 469	66 %	18 %
	Total partiel	439 266	82 %	474 923	88 %	(8) %
ÉOLIEN	Québec	519 748	75 %	704 246	102 %	(26) %
	France	239 022	103 %	207 857	90 %	15 %
	États-Unis	721 756	110 %	650 958	100 %	11 %
	Chili ⁴	157 347	74 %	—	— %	— %
	Total partiel	1 637 873	91 %	1 563 061	99 %	5 %
SOLAIRE	Ontario	12 540	94 %	6 030	87 %	108 %
	États-Unis	149 296	67 %	183 401	82 %	(19) %
	Chili ³	73 680	73 %	77 185	89 %	(5) %
	Total partiel	235 516	70 %	266 616	84 %	(12) %
PRODUCTION TOTALE¹		2 312 655	87 %	2 304 600	95 %	— %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex		47 315	98 %	53 427	111 %	(11) %
PRODUCTION PROPORTIONNELLE^{1,2}		2 359 970	87 %	2 358 027	95 %	— %

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 de l'installation en coentreprise Shannon depuis le 1er avril 2021 ont été exclus en raison du classement des actifs et des passifs de ce projet comme étant un groupe destiné à être cédé classé comme détenu en vue de la vente, jusqu'à sa vente le 4 mars 2022.

3. L'acquisition de San Andrés a été conclue le 28 janvier 2022.

4. L'acquisition d'Aela a été conclue le 9 juin 2022.

La **production** pour la période de trois mois close le 31 mars 2023 s'est établie à 87 % de la PMLT. Ce résultat s'explique principalement par les débits d'eau exceptionnellement faibles aux centrales de la Colombie-Britannique, par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec et au Chili et par l'ensoleillement moindre et la réduction économique au parc solaire Phoebe au Texas et aux parcs solaires Salvador et San Andrés au Chili. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la production plus élevée des centrales hydroélectriques du Québec et des États-Unis et des parcs éoliens de France et des États-Unis. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 98 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une production proportionnelle représentant 87 % de la PMLT.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de construction

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

Nom (emplacement)	Type	Participation (%)	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée ¹ (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Date prévue de mise en service
Hale Kuawehi (Hawaii, É.-U.)	Solaire	100	30,0 ²	87,4 ³	25	2024
Innavik (QC, Canada)	Hydroélectrique	50	7,5	54,7	40	2023
Boswell Springs (Wyoming, É.-U.)	Éolien	100	329,8	1 262,0	30	2024
Stockage d'énergie par batteries Salvador (Chili)	Stockage	100	Note 4	—	—	2023
Stockage d'énergie par batteries San Andrés (Chili)	Stockage	100	Note 5	—	—	2023

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

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

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

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

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

Le statut des projets suivants a été mis à jour :

Hale Kuawehi :

- Les activités de construction limitées ont repris et la révision du CAÉ a été approuvée.
- Le contrat de fourniture du système de stockage d'énergie par batteries avec Tesla a été modifié, garantissant la livraison de toutes les composantes au quatrième trimestre de 2023.
- Le CAÉ avec HECO, la société de services publics locale, a été modifié et a été présenté à la Public Utility Commission (« PUC ») pour approbation.
- Les permis pour la sous-station et le poste de départ ont été approuvés au quatrième trimestre de 2022. Le permis pour la ligne de transport et le permis de la structure photovoltaïque ont été approuvés au premier trimestre de 2023.
- La mise en service commerciale du projet est prévue au troisième trimestre de 2024.

Innavik :

- La construction des structures civiles est pratiquement terminée; il ne manque plus que la fermeture de la structure de dérivation pour faire monter le niveau d'eau dans le bassin d'amont.
- La construction devrait reprendre au début du deuxième trimestre de 2023.
- L'entrepreneur a inscrit une hypothèque légale au premier trimestre de 2023, réclamant le paiement de coûts supplémentaires. La Société conteste cette réclamation, mais a convenu de continuer de travailler à l'achèvement du projet.
- La mise en service commerciale du projet est prévue au troisième trimestre de 2023.

Boswell Springs

- L'approbation du CAÉ par la PUC du Wyoming a été obtenue et le CAÉ avec PacifiCorp est en vigueur depuis janvier 2023.
- Le contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction a été signé au premier trimestre de 2023.
- La clôture du financement progresse et est prévue au deuxième trimestre de 2023.
- La mise en service commerciale du projet est prévue pour le quatrième trimestre de 2024.

Stockage d'énergie par batteries Salvador :

- Les travaux électriques, les interconnexions et la livraison et l'installation de l'équipement se poursuivront jusqu'au deuxième trimestre de 2023.
- Mitsubishi fournira six conteneurs supplémentaires sans frais pour la Société afin de combler une éventuelle insuffisance de la capacité d'énergie en raison du retard actuel du fournisseur.
- La mise en service commerciale du projet est prévue au troisième trimestre de 2023.

Stockage d'énergie par batteries San Andrés :

- Les travaux de terrassement ont été achevés au premier trimestre de 2023.
- L'installation des fondations préfabriquées se poursuivra jusqu'au deuxième trimestre de 2023.
- Les appareillages électriques ont été reçus au premier trimestre de 2023.
- La livraison et l'installation de l'équipement commenceront au deuxième trimestre de 2023.
- La clôture du financement aura lieu au début du deuxième trimestre de 2023.
- La mise en service commerciale du projet est prévue pour le quatrième trimestre de 2023.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de développement

Innergex détient un portefeuille de projets au stade de développement d'une puissance installée brute d'environ 480,9 MW. Le tableau ci-après présente leur statut à la date du présent rapport de gestion.

Nom (emplacement)	Type	Puissance installée brute (MW)	Durée du CAÉ (années)	Date prévue de mise en service
Frontera (Chili)	Hydroélectrique	109,0	— 1	— 3
Rucacura (Chili)	Hydroélectrique	3,0	— 1	2025
Lazenay (France)	Éolien	9,0	— 1	2024
Auxy Bois Régnier (France)	Éolien	29,4	20	2025
Montjean 2 (France)	Éolien	13,5	20	2028
Paeahu (Hawaii, É.-U.)	Solaire	15,0 ²	25	— 3
Palomino (Ohio, É.-U.)	Solaire	200,0	—	2025
Mesgi'g Ugju's'n 2 (Canada)	Éolien	102,0	—	2026

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

2. Projet solaire disposant d'une capacité de stockage par batteries de 15 MW/60 MWh (4 heures).

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

Le statut des projets suivants a été mis à jour depuis le trimestre précédent :

Frontera :

- Le tracé de la ligne de transport est à l'étude.

Rucacura :

- L'équipement électromécanique est en cours de négociation avec divers fournisseurs.

Lazenay :

- Le contrat de servitude est en cours de négociation et devrait être conclu au troisième trimestre de 2023.
- Le modèle d'éolienne a été choisi et le contrat est à l'étude.

Auxy Bois Régnier :

- L'appel est toujours en cours et l'interconnexion est prévue pour le premier trimestre de 2025.

Montjean 2 :

- Le projet a été acquis pour un montant symbolique.
- Un CAÉ est en place depuis le deuxième trimestre de 2021.
- Le projet est prêt à être construit, mais diverses options d'interconnexion au réseau sont à l'étude afin de devancer la mise en service commerciale du projet.

Paeahu :

- La Société présentera une augmentation des prix du CAÉ et une mise à jour du calendrier de construction aux services publics pour examen dans l'attente d'une décision positive sur la contestation de la PUC.

Palomino :

- Des discussions commerciales sont en cours avec divers preneurs intéressés.
- L'étude d'interconnexion se poursuit et devrait être achevée au deuxième trimestre de 2023.
- Le certificat de compatibilité environnementale et de besoin du public (*Certificate of Environmental Compatibility and Public Need*) a été obtenu.

Mesgi'g Ugju's'n 2 (« MU2 ») :

- La signature du CAÉ avec Hydro-Québec est prévue au deuxième trimestre de 2023.
- Des négociations sont en cours avec des fabricants d'éoliennes.
- L'étude d'impact environnemental a été présentée pour approbation.

Stockage d'énergie par batteries San Andrés :

- Le projet a été déplacé des projets en développement aux projets en cours de construction.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Projets potentiels

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

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

Stade préliminaire	Les projets potentiels de cette catégorie présentent un statut de développement FAIBLE combiné à un facteur de probabilité de réussite FAIBLE ; ou un statut de développement MOYEN combiné à un facteur de probabilité de réussite FAIBLE .
Stade intermédiaire	Les projets potentiels de cette catégorie présentent un statut de développement MOYEN combiné à un facteur de probabilité de réussite MOYEN ; ou un statut de développement ÉLEVÉ combiné à un facteur de probabilité de réussite MOYEN .
Stade avancé	Les projets potentiels de cette catégorie présentent un statut de développement ÉLEVÉ combiné à un facteur de probabilité de réussite ÉLEVÉ ; ou un statut de développement 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	15	—	—	—	—	500	15
Solaire	280	5	—	—	—	—	280	5
Éolien	2 623	11	2 550	7	—	—	5 173	18
Stockage	111	1	—	—	—	—	111	1
Total partiel	3 514	32	2 550	7	—	—	6 064	39
ÉTATS-UNIS								
Solaire	572	6	300	1	685	4	1 557	11
Éolien	—	—	400	1	—	—	400	1
Hydrogène vert ²	5	1	—	—	—	—	5	1
Total partiel	577	7	700	2	685	4	1 962	13
FRANCE								
Solaire	34	3	—	—	85	1	119	4
Éolien	21	1	116	7	141	8	278	16
Total partiel	55	4	116	7	226	9	397	20
CHILI								
Hydroélectrique	29	2	—	—	154	1	183	3
Solaire	32	1	—	—	—	—	32	1
Éolien	245	2	—	—	—	—	245	2
Total partiel	306	5	—	—	154	1	460	6
Total	4 452	48	3 366	16	1 065	14	8 883	78
Variations par rapport au quatrième trimestre de 2022	+52	(2)	+158	+2	(28)	(1)	+182	(1)

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

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

Depuis le quatrième trimestre de 2022, un nouveau projet en France a été ajouté au stade préliminaire et un projet a été abandonné. Deux projets existants au stade préliminaire, soit un au Canada et un au Chili, ont vu leur capacité augmenter et un projet en France a vu sa capacité diminuer. Au Canada, un projet est passé du stade préliminaire au stade intermédiaire et un projet est passé du stade préliminaire aux projets en développement (MU2). Un nouveau projet en France a été ajouté au stade intermédiaire. Deux projets au stade avancé ont vu leur capacité diminuer en France. Aux États-Unis, un projet au stade avancé a été vendu (projet d'énergie solaire et de stockage d'énergie par batteries Kahana).

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 31 mars			
	2023	2022	Variation	
Produits	197 399	188 723	8 676	5 %
Crédits d'impôt sur la production	20 929	19 047	1 882	10 %
Produits et crédits d'impôt sur la production	218 328	207 770	10 558	5 %
Charges d'exploitation	51 246	40 038	11 208	28 %
Frais généraux et administratifs	19 709	14 139	5 570	39 %
Charges liées aux projets potentiels	4 498	4 020	478	12 %
Amortissements	77 337	80 231	(2 894)	(4) %
Résultat d'exploitation	65 538	69 342	(3 804)	(5) %
Charges financières	84 802	66 401	18 401	28 %
Autres (produits) charges, montant net	2 129	(1 082)	3 211	297 %
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées ¹	4 673	2 208	2 465	112 %
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(1 881)	40 515	(42 396)	(105) %
Recouvrement d'impôt sur le résultat	(11 149)	(3 770)	(7 379)	(196) %
Bénéfice net (perte nette)	(13 036)	(34 930)	21 894	63 %
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(14 336)	(34 402)	20 066	58 %
Participations ne donnant pas le contrôle	1 300	(528)	1 828	346 %
	(13 036)	(34 930)	21 894	63 %
Perte nette par action découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires, de base et diluée (\$)	(0,08)	(0,18)		

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.

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

Secteur de la production hydroélectrique	Périodes de trois mois closes les 31 mars		
	2023	2022	Variation
Production (MWh)	439 266	474 923	(8) %
PMLT (MWh)	538 420	538 432	— %
PMLT (%)	82 %	88 %	(8) %
Produits	58 829	65 911	(11) %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	18 093	19 281	(6) %
BAIIA ajusté ¹	40 736	46 630	(13) %
PROPORTIONNEL¹			
Production proportionnelle (MWh)	454 750	489 568	(7) %
PMLT proportionnelle (%)	82 %	88 %	(7) %
Produits proportionnels	60 461	69 142	(13) %
BAIIA ajusté proportionnel	40 481	47 771	(15) %

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 section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, la diminution de 11 % des produits du secteur de la production hydroélectrique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent s'explique principalement par la production exceptionnellement faible des centrales de la Colombie-Britannique en raison du temps plus sec et le paiement de BC Hydro au titre de la réduction reçu au premier trimestre de 2022, ce qui a été partiellement compensé par l'accroissement de la production de Curtis Palmer et la hausse des prix au comptant des centrales au Chili. La diminution de 6 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique par la baisse des coûts d'entretien de certaines centrales de la Colombie-Britannique. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a diminué de 13 % pour s'établir à 40,7 M\$.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, la diminution de 13 % des produits proportionnels¹ du secteur de la production hydroélectrique est attribuable essentiellement à la baisse des produits consolidés et des produits des coentreprises et des entreprises associées, en raison de la production exceptionnellement faible des centrales en Colombie-Britannique découlant du temps plus sec et du paiement de BC Hydro au titre de la réduction reçu au premier trimestre de 2022. Les coentreprises et les entreprises associées n'ont pas eu d'incidence importante sur les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs par rapport à la période correspondante de l'an dernier. Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel¹ a diminué de 15 % pour s'établir à 40,5 M\$.

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

Secteur de la production éolienne	Périodes de trois mois closes les 31 mars		
	2023	2022	Variation
Production (MWh)	1 637 873	1 563 061	5 %
PMLT (MWh)	1 796 898	1 578 983	14 %
PMLT (%)	91 %	99 %	5 %
Produits et crédits d'impôt sur la production	143 587	124 944	15 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	30 106	16 421	83 %
BAIIA ajusté ¹	113 481	108 523	5 %
PROPORTIONNEL¹			
Production proportionnelle (MWh)	1 669 704	1 601 843	4 %
Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels	148 082	130 059	14 %
PMLT proportionnelle (%)	91 %	99 %	4 %
BAIIA ajusté proportionnel	117 079	112 720	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 section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, les produits du secteur de la production éolienne ont augmenté de 15 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'acquisition d'Aela le 9 juin 2022, le régime éolien supérieur à la moyenne des parcs éoliens aux États-Unis ainsi que par l'accroissement de la production et la hausse des produits tirés des nouveaux CAÉ des parcs éoliens en France. Cette hausse a été compensée en partie par la baisse de la production des parcs éoliens du Québec. L'augmentation de 83 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique essentiellement par les charges plus élevées à la suite de l'acquisition d'Aela et par l'incidence de la loi de finances rectificative de 2022 sur les parcs éoliens en France. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 5 % pour s'établir à 113,5 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, l'augmentation de 14 % des produits proportionnels¹ est attribuable essentiellement à la hausse des produits consolidés et aux produits des coentreprises et des entreprises associées, qui ont augmenté par rapport à ceux de la même période de l'an dernier du fait de l'accroissement de la production. Les coentreprises et les entreprises associées n'ont pas eu d'incidence importante sur les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs par rapport à la période correspondante de l'an dernier. Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel¹ a augmenté de 4 % pour s'établir à 117,1 M\$.

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

Secteur de la production solaire	Périodes de trois mois closes les 31 mars		
	2023	2022	Variation
Production (MWh)	235 516	266 616	(12) %
PMLT (MWh)	335 632	316 715	6 %
PMLT (%)	70 %	84 %	(12) %
Produits	15 912	16 915	(6) %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	4 253	5 605	(24) %
Profit réalisé sur les couvertures du prix de l'électricité	(2 225)	(270)	724 %
BAlIA ajusté ¹	13 884	11 580	20 %

PROPORTIONNEL¹

Aucune mesure proportionnelle présentée pour le secteur de la production solaire

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 section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, les produits du secteur de la production solaire ont diminué de 6 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'ensoleillement moindre, la réduction économique et la baisse des prix de vente aux parcs solaires Phoebe, Salvador et San Andrés, facteurs compensés en partie par l'acquisition de Sault Ste. Marie le 9 mars 2023. La diminution de 24 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs est attribuable surtout à la baisse des charges d'exploitation des parcs solaires chiliens en raison de la modification de la réglementation, qui a entraîné une réduction des frais liés aux droits de transport. Par conséquent, le BAlIA ajusté¹ a augmenté de 20 % pour s'établir à 13,9 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

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

Perte nette de 13,0 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,08 \$ par action) pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, comparativement à une perte nette de 34,9 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,18 \$ par action) pour la période correspondante de 2022.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, la diminution de 21,9 M\$ de la perte nette s'explique principalement par :

- une variation favorable de 42,4 M\$ de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à la baisse des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe;
- une augmentation de 7,4 M\$ du recouvrement d'impôt sur le résultat, en raison essentiellement des actifs d'impôt différé comptabilisés au Chili et d'une diminution des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal relativement aux CII.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une augmentation de 18,4 M\$ des charges financières se rapportant surtout à l'acquisition d'Aela au deuxième trimestre de 2022 et au refinancement subséquent de la dette sans recours au Chili.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Perte nette ajustée

La perte nette ajustée¹ est une mesure qui a pour but d'éliminer l'incidence sur le bénéfice de certains instruments financiers dérivés et événements non récurrents, qui ne sont pas représentatifs de la performance d'exploitation de la Société. La perte nette ajustée¹ 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 section « Mesures non conformes aux IFRS ».

Les références à la « perte nette ajustée¹ » 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, perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt, profit réalisé sur les contrats de change à terme, pertes de valeur, éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie de la Société, charge (recouvrement) d'impôt liée à ces éléments, et quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées liée aux éléments ci-dessus, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte.

Le tableau suivant présente un sommaire de la (perte nette ajustée) du bénéfice net ajusté¹ (se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » pour obtenir un rapprochement avec le compte consolidé de résultat) :

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2023	2022
Produits et crédit d'impôt sur la production	218 328	207 770
Charges :		
Charges d'exploitation	51 246	40 038
Frais généraux et administratifs	19 709	14 139
Charges liées aux projets potentiels	4 498	4 020
Amortissements	77 337	80 231
Résultat d'exploitation	65 538	69 342
Charges financières	84 802	66 401
Autres charges (produits), montant net	2 162	(595)
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	4 750	2 630
Profit réalisé sur les couvertures du prix de l'électricité	(2 225)	(270)
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(10 037)	3 512
Perte nette ajustée¹	(13 914)	(2 336)

1. La perte nette ajustée n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Perte nette ajustée¹ de 13,9 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, comparativement à une perte nette ajustée¹ de 2,3 M\$ pour la période correspondante de 2022.

L'augmentation de 11,6 M\$ de la perte nette ajustée¹ s'explique principalement par :

- une augmentation de 18,4 M\$ des charges financières se rapportant surtout à l'acquisition d'Aela au deuxième trimestre de 2022 et au refinancement subséquent de la dette sans recours au Chili.

Outre la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une augmentation de 13,5 M\$ du recouvrement d'impôt, en raison essentiellement des actifs d'impôt différé comptabilisés au Chili, de la baisse des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal relativement aux CII et de la hausse des charges par rapport aux produits supplémentaires.

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

Attribution d'un bénéfice de 1,3 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, comparativement à l'attribution d'une perte de 0,5 M\$ pour la période correspondante de 2022.

L'augmentation de 1,8 M\$ du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'explique essentiellement par :

- une hausse des produits attribuable surtout à l'accroissement de la production de Curtis Palmer;
- une répartition moins élevée des pertes aux participations ne donnant pas le contrôle de Harrison Hydro, du fait surtout d'une baisse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par :

- une baisse des produits principalement attribuable à la production exceptionnellement faible des installations Kwoiek Creek et Mesgi'g Ujju's'n en raison des conditions météorologiques et de l'entretien;
- l'absence de répartition des produits aux participations ne donnant pas le contrôle d'Innergex Europe et de Mountain Air au premier trimestre de 2023 en raison de leur acquisition au quatrième trimestre de 2022.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Structure du capital

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

Aux	31 mars 2023	31 décembre 2022
Capitaux propres¹		
Actions ordinaires ²	2 997 078	3 306 952
Actions privilégiées ³	92 450	87 640
Participations ne donnant pas le contrôle	157 772	170 232
	3 247 300	3 564 824
Prêts et emprunts à long terme¹		
Facilité de crédit renouvelable de la Société	776 771	718 232
Autres dettes de la Société	325 000	305 000
Dette au niveau des projets	4 291 868	4 088 456
Financement par participation au partage fiscal	432 986	443 147
Débentures convertibles	283 262	282 678
Frais de financement différés	(75 071)	(78 303)
	6 034 816	5 759 210
	9 282 116	9 324 034

1. Les actions ordinaires et privilégiées sont présentées à leur juste valeur au 31 mars 2023 et au 31 décembre 2022, tandis que les participations ne donnant pas le contrôle et les prêts et emprunts à long terme sont présentés à leur valeur comptable.

2. Correspond au nombre d'actions ordinaires en circulation au 31 mars 2023 et au 31 décembre 2022, multiplié par le cours de l'action en vigueur à la clôture du marché, soit 14,68 \$ (16,20 \$ en 2022).

3. Correspond au nombre d'actions privilégiées en circulation au 31 mars 2023 et au 31 décembre 2022, multiplié par le cours des actions privilégiées de série A et de série C en vigueur à la clôture du marché, soit 14,25 \$ et 22,00 \$, respectivement (13,40 \$ et 21,04 \$, respectivement, en 2022).

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

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

La juste valeur des actions ordinaires a principalement subi l'incidence de la baisse du cours des actions. La structure des actions privilégiées est demeurée stable par rapport au 31 décembre 2022 et la juste valeur a été touchée par une hausse du cours des actions privilégiées. La diminution des participations ne donnant pas le contrôle s'explique principalement par les distributions attribuées aux participations ne donnant pas le contrôle pendant le trimestre.

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme est surtout attribuable à l'acquisition de Sault Ste. Marie, aux prélèvements nets sur la tranche restante des fonds disponibles provenant des obligations vertes du Chili afin d'achever la construction du projet de stockage d'énergie par batteries Salvador au Chili ainsi qu'aux prélèvements nets sur la disponibilité restante de la facilité à prélèvements différés des prêts d'Alterra.

Le taux d'intérêt global effectif des prêts et emprunts à long terme de la Société était de 5,17 % au 31 mars 2023 (5,06 % au 31 décembre 2022).

Conventions de crédit – conditions financières et non financières significatives

Au 31 mars 2023, 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.

La centrale hydroélectrique Fitzsimmons Creek s'est trouvée en situation de défaut de sa convention de crédit. La tranche de 15,6 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. Un dialogue permanent est établi et des rapports sont fournis aux prêteurs de la centrale jusqu'à ce que cette situation soit résolue.

La centrale hydroélectrique Rutherford Creek s'est trouvée en situation de défaut de sa convention de crédit. La tranche de 1,6 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. Un dialogue permanent est établi et des rapports sont fournis aux prêteurs de la centrale jusqu'à ce que cette situation soit résolue.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Financement par participation au partage fiscal

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

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

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

Éléments ayant une incidence sur le coût amorti du financement de partage fiscal	Description
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	Attribution des CIP à l'IPF, qui découlent de l'énergie produite pendant la période et sont comptabilisés dans les produits et crédits d'impôt sur la production 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.

Loi sur la réduction de l'inflation de 2022 (IRA)

La loi sur la réduction de l'inflation (Inflation Reduction Act ou « IRA ») a été promulguée en août 2022 par le gouvernement des États-Unis. L'IRA prévoit notamment une prolongation des programmes de CII et de CIP pour les installations dont la construction commence avant le 1er janvier 2025. En outre, les projets solaires dont la construction débute avant le 1er janvier 2025 peuvent être admissibles aux CIP plutôt qu'aux CII. Pour les projets dont la construction commence après le 1er janvier 2025, l'IRA prévoit la transition vers un système de crédits d'impôt neutres sur le plan technologique, dont la fonction et le montant sont essentiellement les mêmes que ceux des programmes de CII et de CIP. Cette nouvelle structure neutre sur le plan technologique se prolongera jusqu'à ce que les émissions du secteur de l'électricité soient réduites de 75 % par rapport à celles de 2022 ou jusqu'à ce qu'elles commencent à diminuer après 2032, selon la date qui est la plus éloignée.

Au 31 mars 2023, les installations bénéficiant du programme de CIP généraient 26 \$ US/MWh, sous réserve d'un ajustement annuel de l'inflation selon l'IPC. De plus, les taux actuels des CII représentent 30 % des dépenses d'investissement autorisées.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Situation financière

Aux	31 mars 2023	31 décembre 2022
ACTIFS		
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	157 225	162 971
Liquidités soumises à restrictions	73 023	54 670
Autres actifs courants	269 615	250 301
Actifs détenus en vue de la vente	—	59 217
Total des actifs courants	499 863	527 159
Actifs non courants		
Immobilisations corporelles	6 389 915	6 212 371
Immobilisations incorporelles	1 320 837	1 268 960
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	124 362	135 786
Goodwill	157 192	139 676
Autres actifs non courants	303 206	318 475
Total des actifs non courants	8 295 512	8 075 268
Total des actifs	8 795 375	8 602 427
PASSIFS		
Passifs courants		
	514 216	650 824
Passifs non courants		
Prêts et emprunts à long terme	5 777 012	5 384 813
Autres passifs non courants	1 106 551	1 080 363
Total des passifs non courants	6 883 563	6 465 176
Total des passifs	7 397 779	7 116 000
CAPITAUX PROPRES		
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 239 824	1 316 195
Participations ne donnant pas le contrôle	157 772	170 232
Total des capitaux propres	1 397 596	1 486 427
	8 795 375	8 602 427

Éléments du fonds de roulement

Au 31 mars 2023, le fonds de roulement¹ était négatif de 14,4 M\$, comparativement à un fonds de roulement négatif de 123,7 M\$ en 2022, ce qui s'explique surtout par ce qui suit :

- Les actifs courants s'élevaient à 499,9 M\$ au 31 mars 2023, en baisse de 27,3 M\$ comparativement au 31 décembre 2022, en raison essentiellement des modules solaires « Safe Harbor », classés comme étant des actifs détenus en vue de la vente en 2022 et vendus au cours du trimestre, compensés en partie par la hausse de 18,4 M\$ des liquidités soumises à restrictions, attribuable surtout à l'augmentation des comptes de paiement du service de la dette des installations au Chili, et par les actifs acquis dans le cadre de l'acquisition de Sault Ste. Marie.
- Les passifs courants s'élevaient à 514,2 M\$ au 31 mars 2023, en baisse de 136,6 M\$ comparativement au 31 décembre 2022, en raison essentiellement d'une baisse de 114,2 M\$ de la partie courante des prêts et emprunts à long terme, qui a principalement trait au classement de l'emprunt à terme subordonné non garanti de 150,0 M\$ dans la partie non courante à la suite de son refinancement, contrebalancé en partie par le classement d'emprunts liés aux projets dans la partie non courante à la suite des violations des clauses restrictives aux termes des conventions de crédit de Fitzsimmons et de Rutherford et par le classement dans la partie courante de la dette reprise dans le cadre de l'acquisition de Sault Ste. Marie. La diminution des passifs courants s'explique également par une baisse de 13,8 M\$ des créditeurs, principalement en raison du calendrier de paiement d'immobilisations corporelles liées à la construction des projets de stockage par batteries Salvador et San Andrés.
- Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence favorable sur le solde du fonds de roulement (se reporter à la section « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information).

Au 31 mars 2023, sur les 950,0 M\$ à sa disposition sur la facilité de crédit renouvelable, la Société avait prélevé 776,8 M\$ à titre d'avances de fonds, et un montant de 58,4 M\$ avait été affecté à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 114,8 M\$. La Société estime que son fonds de roulement¹ actuel et sa facilité de crédit à terme renouvelable sont suffisants pour combler ses besoins.

Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 8 295,5 M\$ au 31 mars 2023, en hausse de 220,2 M\$ comparativement au 31 décembre 2022. L'augmentation est principalement attribuable à un ajout total de 197,7 M\$ aux immobilisations corporelles et incorporelles dans le cadre de l'acquisition de Sault Ste. Marie. De plus, les activités de construction et de développement ont également contribué à une hausse des immobilisations corporelles et des frais de développement de projets totalisant 84,5 M\$. L'augmentation s'explique également par une diminution des courbes de taux d'intérêt, qui a contribué à la hausse de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations incluse dans les immobilisations corporelles, et par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et à l'euro.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par des amortissements de 77,3 M\$ et par l'incidence défavorable des instruments financiers dérivés sur les actifs non courants (se reporter à la section « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour obtenir plus d'information).

Passifs non courants

Les passifs non courants s'élevaient à 6 883,6 M\$ au 31 mars 2023, en hausse de 418,4 M\$ comparativement au 31 décembre 2022. L'augmentation est essentiellement attribuable à une hausse de 392,2 M\$ de la partie non courante des prêts et emprunts à long terme, laquelle découle de l'acquisition de Sault Ste. Marie, du classement de l'emprunt à terme subordonné non garanti de 150,0 M\$ dans la partie non courante à la suite de son refinancement ainsi que des prélèvements sur la tranche restante des fonds disponibles provenant des obligations vertes afin d'achever la construction du projet de stockage d'énergie par batteries Salvador au Chili et de la disponibilité restante de la facilité à prélèvements différés des prêts Alterra. La diminution des courbes de taux d'intérêt a également contribué à la hausse des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence défavorable sur les passifs non courants (se reporter à la section « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information).

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

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par le classement des emprunts liés aux projets dans la partie courante à la suite des cas de défaut aux termes des conventions de crédit de Fitzsimmons et de Rutherford et par les remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme.

Capitaux propres

Au 31 mars 2023, les capitaux propres ont diminué de 88,8 M\$ par rapport à ceux du 31 décembre 2022, principalement en raison du total du résultat global de 37,9 M\$, des dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées de 38,2 M\$ et des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle totalisant 13,4 M\$.

Instruments financiers dérivés et gestion des risques

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

La juste valeur globale des instruments financiers dérivés correspondait à un actif net de 0,7 M\$ au 31 mars 2023, contre un actif net de 25,3 M\$ au 31 décembre 2022. La variation défavorable est principalement attribuable aux dérivés de couverture du taux d'intérêt, qui ont subi l'incidence défavorable de la diminution des courbes de taux d'intérêt.

Arrangements hors bilan

Au 31 mars 2023, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 402,9 M\$, y compris un montant de 58,4 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 55,9 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, la sécurité des paiements en lien avec ses activités de développement à Hawaii et la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.

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

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Éventualités

Entente IAC d'Innavik

Le 25 janvier 2023, l'entrepreneur a inscrit une hypothèque légale d'un montant de 57,8 M\$ sur le projet hydroélectrique Innavik (« Innavik » ou « le projet »), une coentreprise, qui représente le montant de la réclamation de l'entrepreneur pour le paiement de coûts supplémentaires en vertu de l'entente d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (« IAC ») avec Innavik. La Société conteste de bonne foi cette réclamation et a entrepris des actions en justice pour faire retirer l'hypothèque légale du titre. Au 31 décembre 2022, alors que la réclamation était toujours contestée, une provision au titre du projet a été comptabilisée pour le dépassement des coûts de construction. Cette dernière a été estimée en fonction de nombreuses issues possibles et son montant est sensiblement inférieur à celui réclamé par l'entrepreneur.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Flux de trésorerie

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2023	2022
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	53 305	84 858
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Entrées de trésorerie liées aux activités de financement	60 586	3 918
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement	(120 498)	(50 270)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	861	(3 235)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(5 746)	35 271
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	162 971	166 266
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période	157 225	201 537

Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 53,3 M\$, contre 84,9 M\$ pour la même période l'an dernier. Outre la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, la diminution est principalement attribuable à l'augmentation des charges financières payées en raison du calendrier de versement des intérêts pour certaines dettes de projet en Colombie-Britannique au premier trimestre de 2023, à l'acquisition d'Aela au deuxième trimestre de 2022 et au refinancement subséquent de la dette sans recours au Chili au début du troisième trimestre de 2022. La diminution a été compensée en partie par l'apport des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation découlant des acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie.

Entrées de trésorerie liées aux activités de financement

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 60,6 M\$, par rapport à 3,9 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation découle surtout des prélèvements nets de 115,7 M\$ en 2023, ce qui s'explique essentiellement par les prélèvements nets sur la tranche restante des fonds disponibles provenant des obligations vertes afin d'achever la construction du projet de stockage d'énergie par batteries Salvador au Chili, par l'acquisition de Sault Ste. Marie et par les prélèvements nets sur la tranche restante de la facilité à prélèvements différés liée aux prêts d'Alterra. En comparaison, un remboursement net de 147,4 M\$ avait été effectué sur les prêts et emprunts à long terme en 2022, ce qui s'explique principalement par le remboursement de la facilité de crédit renouvelable à la suite de l'appel public à l'épargne et du placement privé, partiellement compensé par l'acquisition de San Andrés et les ajouts aux immobilisations corporelles. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de l'appel public à l'épargne et du placement privé concurrent auprès d'Hydro-Québec en février 2022, pour un montant total de 202,2 M\$.

Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2023, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 120,5 M\$, par rapport à 50,3 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation s'explique principalement par les ajouts aux immobilisations corporelles effectués pour le projet Boswell Springs et les projets de stockage d'énergie par batteries San Andrés et Salvador en 2023 et par une hausse des liquidités soumises à des restrictions attribuable essentiellement à une hausse des comptes de paiement du service de la dette des installations chiliennes. La contrepartie versée pour l'acquisition de Sault Ste. Marie en 2023, par rapport à la contrepartie versée pour l'acquisition de San Andrés en 2022, a également contribué à la hausse des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement. L'augmentation a été en partie compensée par le produit tiré de la vente des modules solaires « Safe Harbor » au cours du trimestre.

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

Le 1er janvier 2023, la Société a révisé le calcul de ses flux de trésorerie disponibles et de son ratio de distribution afin d'exclure les charges liées aux projets potentiels. Les chiffres comparatifs ont été ajustés pour les rendre conformes aux mesures révisées. Les modifications ont pour objectif d'accroître la pertinence de la mesure, ce qui permettra aux investisseurs de comprendre comment les activités contribuent au financement de la croissance de la Société et de son dividende, alors que l'ancienne mesure ne montrait que la manière dont les activités contribuent au financement du dividende de la Société, après sa décision d'investir dans sa croissance en poursuivant le développement de ses projets potentiels. La mesure révisée facilite également la comparaison avec les pratiques actuelles du secteur.

Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution ¹	Périodes de douze mois closes les 31 mars	
	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ²	398 690	290 386
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>		
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	6 807	47 411
Charges liées aux projets potentiels	25 218	25 598
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(15 688)	(7 719)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(158 412)	(163 323)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ³	(26 489)	(34 297)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 632)	(5 632)
Refinancement du portefeuille au Chili - incidence de la couverture ⁴	3 660	—
<i>Ajouter (déduire) les éléments spécifiques suivants⁵ :</i>		
Profit réalisé sur la résiliation de swaps de taux d'intérêt ⁴	(71 735)	(377)
Profit réalisé sur la résiliation de contrats de change à terme ⁶	(43 458)	—
Capital et intérêts payés relativement à la période précédant l'acquisition	1 312	—
Coûts d'acquisition et d'intégration	21 413	6 744
Profit réalisé sur la couverture de base de Phoebe	—	(3 745)
Flux de trésorerie disponibles¹	135 686	155 046
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	146 973	137 517
Ratio de distribution¹	108 %	89 %

1. Les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS ».

2. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période de douze mois close le 31 mars 2022 comprennent le paiement ponctuel de BC Hydro au titre de la réduction reçu au cours du premier trimestre de 2022.

3. 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.

4. Pour la période de douze mois close le 31 mars 2023, les flux de trésorerie disponibles excluent le profit réalisé de 71,7 M\$ sur le règlement des couvertures de taux d'intérêt conclues pour gérer l'exposition de la Société au risque d'augmentation des taux d'intérêt pendant les négociations portant sur le refinancement de la dette sans recours reprise dans le cadre de l'acquisition d'Aela et des projets chiliens existants d'Innergex. Le profit est plutôt amorti dans les flux de trésorerie disponibles au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif sur la période couverte par les instruments de couverture résiliés.

5. Ces éléments sont exclus des calculs des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution, car ils sont jugés non représentatifs de la capacité de la Société à générer des liquidités à long terme, et comprennent des éléments tels que les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe, compte tenu de leur occurrence limitée (échéance atteinte le 31 décembre 2021), les profits et les pertes réalisés sur les contreparties éventuelles relatives à des acquisitions d'entreprises antérieures, les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées, les pertes ou profits réalisés sur le refinancement de certains emprunts ou sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur certains emprunts ou le taux de change sur les achats d'équipement, et les paiements d'impôt liés aux stratégies fiscales visant à améliorer la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.

6. Pour la période de douze mois close le 31 mars 2023, les flux de trésorerie disponibles excluent le profit réalisé de 43,5 M\$ sur le règlement des contrats de change à terme parallèlement à la clôture de l'acquisition en France.

Flux de trésorerie disponibles

Pour la période de douze mois close le 31 mars 2023, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles¹ de 135,7 M\$, comparativement à 155,0 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les flux de trésorerie disponibles¹ ont diminué de 19,4 M\$ par rapport aux flux de trésorerie disponibles¹ au cours de la période comparative, en raison principalement :

- une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, attribuable à la production exceptionnellement faible en Colombie-Britannique au quatrième trimestre de 2022 et au premier trimestre de 2023 en raison du temps plus sec et au paiement ponctuel de BC Hydro au titre de la réduction reçu au premier trimestre de 2022;
- une augmentation des intérêts payés, essentiellement attribuable à l'acquisition d'Aela au deuxième trimestre de 2022 et au refinancement subséquent de la dette sans recours au Chili au début du troisième trimestre de 2022, aux récentes acquisitions de Sault Ste. Marie, de Mountain Air et en France, ainsi qu'aux activités de construction;
- une augmentation des dépenses en immobilisations liées à l'entretien, principalement en raison des acquisitions récentes et des dommages récents causés par les intempéries à l'installation Foard City;
- une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation se rapportant au parc solaire Phoebe, en raison surtout d'un écart défavorable entre les ventes au point d'injection de Phoebe et les achats au réseau ERCOT South.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- l'apport des acquisitions d'Aela, de Curtis Palmer et de Sault Ste. Marie aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation;
- l'augmentation des prix du marché liés à certaines installations aux États-Unis et au Chili;
- une diminution des flux de trésorerie disponibles attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle des centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique, en raison de la production exceptionnellement faible en Colombie-Britannique au quatrième trimestre de 2022 et au premier trimestre de 2023, partiellement compensée par une augmentation attribuable à l'acquisition de Curtis Palmer;
- une diminution des remboursements prévus de capital sur la dette en raison de l'apport de paiements à l'utilisation des IPF de Griffin Trail.

Ratio de distribution

Pour la période de douze mois close le 31 mars 2023, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 108 % des flux de trésorerie disponibles¹, comparativement à 89 % pour la même période de l'an dernier.

¹ Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas une mesure conforme aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Remboursements prévus de capital sur la dette

Les installations d'Innergex ont une durée d'utilité supérieure à la période d'amortissement actuelle de la dette existante. Le tableau ci-dessous présente une comparaison des échéances de la dette au niveau des projets par rapport aux échéances et aux durées d'utilité des contrats d'achat d'électricité connexes (« CAÉ ») :

	Au 31 mars 2023			
	Prêts et emprunts à long terme, avant les frais de financement différés	Années restantes jusqu'à l'échéance de la dette ¹	Années restantes jusqu'à l'échéance des CAÉ ¹	Durée d'utilité restante ¹
Dette et débentures convertibles de la Société	1 385 033	4,1	5,1	34,4
Dette au niveau des projets				
Obligations vertes du Chili	960 843	13,2	10,3	35,6
Hydroélectrique	1 648 794	26,4	22,6	64,9
Éolien	1 199 357	10,0	9,6	21,4
Solaire	482 874	4,4	8,4	27,8
Financement par participation au partage fiscal	432 986	6,6	9,4	27,7
	6 109 887	12,9	13,0	39,4

1. Chiffres présentés en années sur une base moyenne pondérée.

En supposant que les calendriers d'amortissement de la dette correspondent à la durée d'utilité des actifs, pour la période de douze mois close le 31 mars 2023, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution se seraient établis respectivement à 163,7 M\$ et à 90 % (203,2 M\$ et 68 %, respectivement pour la période correspondante de l'an dernier).

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

Titres de participation de la Société

	Aux		
	8 mai 2023	31 mars 2023	31 décembre 2022
Nombre d'actions ordinaires	204 216 044	204 160 610	204 132 833
Nombre de débentures convertibles à 4,75 % ¹	148 023	148 023	148 023
Nombre de débentures convertibles à 4,65 % ¹	142 056	142 056	142 056
Nombre d'actions privilégiées de série A	3 400 000	3 400 000	3 400 000
Nombre d'actions privilégiées de série C	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Nombre d'options sur actions en circulation	345 642	345 642	284 769

1. Les débentures convertibles à 4,75 % et à 4,65 % arriveront à échéance respectivement le 30 juin 2025 et le 31 octobre 2026.

À la clôture des marchés le 8 mai 2023 et depuis le 31 mars 2023, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est attribuable à l'émission de 55 434 actions ordinaires en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 31 mars 2023, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 décembre 2022 était attribuable à l'émission de 27 777 actions ordinaires en vertu du RRD.

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 31 mars			
	2023		2022	
	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	0,180	36 749	0,180	36 733
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,2028	689	0,2028	689
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	0,3594	719	0,3594	719

1. L'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires est attribuable à l'émission d'actions ordinaires en vertu du RRD.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 17 juillet 2023 :

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
9 mai 2023	30 juin 2023	17 juillet 2023	0,180 \$	0,2028 \$	0,3594 \$

5- MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport de gestion a été préparé en conformité avec les IFRS. Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur les capacités de production et de génération de liquidités d'Innergex, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et sa capacité à financer sa croissance. Ces indicateurs facilitent également la comparaison des résultats sur différentes périodes. Les produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels, le BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel, la perte nette ajustée, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles ajustés et le ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels, BAIIA ajusté et BAIIA ajusté proportionnel

Modifications des mesures non conformes aux IFRS à compter du 1er janvier 2023

Le 1er janvier 2023, la Société a modifié la présentation de ses comptes consolidés de résultat afin d'améliorer la pertinence des états financiers. Ainsi, les crédits d'impôt sur la production (« CIP »), comptabilisés antérieurement dans le montant net des autres produits (charges), ont été reclassés directement sous les produits afin de mieux rendre compte de la nature des CIP en tant que produits générés dans le cours des activités ordinaires de la Société provenant de la production d'électricité. En outre, certains totaux partiels ont été éliminés des comptes consolidés de résultat, qui comprennent désormais un total partiel pour le résultat d'exploitation.

À la suite de ces changements apportés aux comptes consolidés de résultat, certaines mesures non conformes aux IFRS ont été modifiées de la manière suivante :

- Les CIP sont présentés directement dans les produits et crédits d'impôt à la production (un total partiel présenté dans les états financiers de base de la Société, donc exclu des mesures non conformes aux IFRS);
- Les CIP sont présentés directement dans le BAIIA ajusté, de même que la partie réalisée de la variation de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité;
- Les autres produits liés aux CIP ont été retirés des produits proportionnels et du BAIIA ajusté proportionnel;
- Les mesures proportionnelles comprennent uniquement la quote-part d'Innergex des produits et des crédits d'impôt à la production et du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées.

Les chiffres comparatifs ont également été ajustés pour les rendre conformes aux mesures révisées. Les modifications susmentionnées ont pour but d'améliorer la clarté des mesures et de faciliter la comparaison avec les pratiques actuelles du secteur. En outre, l'inclusion de la partie réalisée de la variation de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité dans le BAIIA ajusté améliore la comparabilité de la performance de la Société au fil du temps.

Descriptions des mesures

Les références aux « Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels » dans le présent document correspondent aux produits et crédits d'impôt sur la production, plus la quote-part d'Innergex des produits et des crédits d'impôt sur la production des coentreprises et des entreprises associées.

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document correspondent au résultat d'exploitation, auquel sont ajoutés (duquel sont déduits) les amortissements, les charges de dépréciation et la partie réalisée de la variation de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité. Les références au « BAIIA ajusté proportionnel » dans le présent document correspondent au BAIIA ajusté, plus la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex.

Innergex estime que la présentation de ces mesures permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les investisseurs utilisent le BAIIA ajusté pour évaluer la performance d'exploitation et les activités génératrices de trésorerie, et pour établir des prévisions et des évaluations financières. Les investisseurs utilisent les produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels et le BAIIA ajusté proportionnel pour évaluer l'apport des coentreprises et des entreprises associées à la performance d'exploitation et aux activités génératrices de trésorerie de la Société, ainsi que leur apport aux fins des prévisions et des évaluations financières. Les lecteurs sont avisés que les produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels ne doivent pas être considérés comme un substitut aux produits et crédits d'impôt sur la production, déterminés conformément aux IFRS. Les lecteurs sont également avisés que le BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel ne doivent pas être interprétés comme un substitut au résultat d'exploitation établi conformément aux IFRS. Pour plus d'information, se reporter à la section 3 « Performance financière et résultats d'exploitation ».

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

	Période de trois mois close le 31 mars 2023			Période de trois mois close le 31 mars 2022		
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel
Produits	197 399	6 127	203 526	188 723	8 346	197 069
Crédits d'impôt sur la production	20 929	—	20 929	19 047	—	19 047
Produits et crédits d'impôt sur la production	218 328	6 127	224 455	207 770	8 346	216 116
Résultat d'exploitation	65 538	(774)	64 764	69 342	1 143	70 485
Amortissements	77 337	4 117	81 454	80 231	4 195	84 426
Profit réalisé sur les couvertures du prix de l'électricité	2 225	—	2 225	270	—	270
BAIIA ajusté	145 100	3 343	148 443	149 843	5 338	155 181

Perte nette ajustée

Les références à la « 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 dérivés, perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt, profit réalisé sur les contrats de change à terme, pertes de valeur, éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie de la Société, charge d'impôt nette liée (recouvrement d'impôt net lié) à ces éléments, et quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées liée aux éléments ci-dessus, déduction faite de l'impôt sur le résultat qui s'y rapporte.

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

Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les investisseurs utilisent la perte nette ajustée pour évaluer et comparer la rentabilité d'Innergex avant l'incidence de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés et d'autres éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie de la Société. Les lecteurs sont avisés que la perte nette ajustée ne doit pas être considérée comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Pour plus d'information, se reporter à la section 3 « Perte nette ajustée ».

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

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2023	2022
Bénéfice net (perte nette)	(13 036)	(34 930)
<i>Ajouter (déduire) :</i>		
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	(124)	(660)
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	344	40 785
Profit réalisé sur les contrats de change à terme	(33)	(487)
Recouvrement d'impôt lié aux éléments ci-dessus	(1 065)	(7 044)
Perte nette ajustée	(13 914)	(2 336)

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

	Période de trois mois close le 31 mars 2023			Période de trois mois close le 31 mars 2022		
	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS
Produits	197 399	—	197 399	188 723	—	188 723
Crédits d'impôt sur la production	20 929	—	20 929	19 047	—	19 047
Charges d'exploitation	51 246	—	51 246	40 038	—	40 038
Frais généraux et administratifs	19 709	—	19 709	14 139	—	14 139
Charges liées aux projets potentiels	4 498	—	4 498	4 020	—	4 020
Amortissements	77 337	—	77 337	80 231	—	80 231
Résultat d'exploitation	65 538	—	65 538	69 342	—	69 342
Charges financières	84 802	—	84 802	66 401	—	66 401
Autres (produits) charges, montant net	2 129	33	2 162	(1 082)	487	(595)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	4 673	77	4 750	2 208	422	2 630
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(1 881)	(344)	(2 225)	40 515	(40 785)	(270)
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(11 149)	1 112	(10 037)	(3 770)	7 282	3 512
Bénéfice net (perte nette)	(13 036)	(878)	(13 914)	(34 930)	32 594	(2 336)

Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution

Modifications des mesures non conformes aux IFRS à compter du 1er janvier 2023

Le 1er janvier 2023, la Société a révisé le calcul de ses flux de trésorerie disponible et de son ratio de distribution afin d'exclure les charges liées aux projets potentiels. Les chiffres comparatifs ont été ajustés pour les rendre conformes aux mesures révisées.

Les modifications ont pour objectif d'accroître la pertinence de la mesure, ce qui permettra aux investisseurs de comprendre comment les activités contribuent au financement de la croissance de la Société et de son dividende, alors que l'ancienne mesure ne montrait que la manière dont les activités contribuent au financement du dividende de la Société, après sa décision d'investir dans sa croissance en poursuivant le développement de ses projets potentiels. La mesure révisée améliore également la comparaison avec les pratiques actuelles du secteur.

Description des mesures

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 charges liées aux projets potentiels, 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, les profits et les pertes réalisés sur les contreparties éventuelles relatives à des acquisitions d'entreprises antérieures, les coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées, les charges liées à la mise en œuvre d'une solution de planification des ressources de l'entreprise reposant sur le nuage, les pertes ou profits réalisés sur le refinancement de certains emprunts ou sur les instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur certains emprunts ou le taux de change sur les achats d'équipement, et les paiements d'impôt liés aux stratégies fiscales visant à améliorer la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels ainsi que de sa capacité à financer sa croissance à partir de ses activités génératrices de trésorerie, dans le cours normal des activités.

Innergex estime que cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la capacité de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et sa capacité à financer sa croissance. Les flux de trésorerie disponibles sont utilisés par les investisseurs dans cette optique. Les lecteurs sont avisés que les flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS. Se reporter à la section 4 « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution » pour obtenir un rapprochement des flux de trésorerie disponibles.

Les références au « ratio de distribution » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles. Innergex est d'avis qu'il s'agit d'une mesure de sa capacité à maintenir les dividendes actuels et de sa capacité à financer sa croissance. Le ratio de distribution est utilisé par les investisseurs dans cette optique.

6- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Secteurs géographiques – Produits

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2023	2022
Produits et crédits d'impôt sur la production		
Canada	73 953	105 007
États-Unis	73 459	62 360
Chili	33 624	13 007
France	37 292	27 396
	218 328	207 770

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

	Aux	
	31 mars 2023	31 décembre 2022
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 410 243	3 246 979
États-Unis	2 361 611	2 364 160
Chili	1 603 334	1 549 679
France	760 612	753 161
	8 135 800	7 913 979

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

6- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Information financière trimestrielle historique

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les							
	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021
Production (MWh)	2 312 655	2 357 039	2 736 471	2 855 891	2 304 600	2 583 157	2 290 086	2 396 027
Produits et crédits d'impôt sur la production	218,3	220,2	268,7	238,5	207,7	218,8	195,3	180,1
Résultat d'exploitation	65,5	(4,7)	108,5	92,5	69,3	76,0	42,7	66,7
BAIIA ajusté ¹	145,1	135,4	167,6	159,3	149,8	152,0	132,1	128,4
(Perte nette) bénéfice net	(13,0)	(52,6)	21,0	(24,6)	(34,9)	5,7	(23,5)	50,2
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(14,3)	(45,3)	23,3	(25,2)	(34,4)	(2,3)	(16,4)	41,1
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	(0,08)	(0,23)	0,11	(0,13)	(0,18)	(0,02)	(0,10)	0,23
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	34,6	34,7	31,4
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires – \$/action	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la section 5 « 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 section « Aperçu des activités | Environnement commercial - Caractère saisonnier des activités » du présent rapport de gestion.

Le 1er janvier 2023, la Société a modifié la présentation de ses comptes consolidés de résultat (se reporter à la section 7 « Principales méthodes comptables » pour plus d'information). Parallèlement, certaines mesures non conformes aux IFRS ont été modifiées (se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS »). Le tableau qui suit présente un sommaire des modifications apportées à l'information financière historique.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les						
	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021
Produits présentés antérieurement	203,6	258,4	219,7	188,7	202,4	184,6	170,6
Crédits d'impôt sur la production	16,6	10,3	18,8	19,0	16,4	10,7	9,5
Produits et crédits d'impôt sur la production	220,2	268,7	238,5	207,7	218,8	195,3	180,1
BAIIA ajusté ¹ présenté antérieurement	120,4	181,2	152,9	130,5	137,3	122,5	122,7
Crédits d'impôt sur la production	16,6	10,3	18,8	19,0	16,4	10,7	9,5
(Perte réalisée) profit réalisé sur les couvertures du prix de l'électricité	(1,6)	(23,9)	(12,3)	0,3	(1,7)	(1,1)	(3,7)
BAIIA ajusté ¹	135,4	167,6	159,3	149,8	152,0	132,1	128,4

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à des mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

7- MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES | Principales méthodes comptables

Changements dans la présentation

Le 1er janvier 2023, la Société a modifié la présentation de ses comptes consolidés de résultat afin d'améliorer la pertinence des états financiers. Les chiffres comparatifs ont été ajustés pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour l'exercice à l'étude.

Ainsi, les crédits d'impôt sur la production (« CIP »), comptabilisés antérieurement dans le montant net des autres produits (charges), ont été reclassés directement sous les produits afin de mieux rendre compte de la nature des CIP en tant que produits générés dans le cours des activités ordinaires de la Société par l'entremise de la production d'électricité. Le reclassement concorde également avec la loi sur la réduction de l'inflation (Inflation Reduction Act ou « IRA ») promulguée en août 2022 par le gouvernement des États-Unis, qui prolonge le programme de CIP pour les parcs éoliens et met en place un programme de CIP pour les parcs solaires. Pour les projets dont la construction commencera après le 1er janvier 2025, l'IRA prévoit la transition vers un système de crédits d'impôt neutres sur le plan technologique aux États-Unis, permettant aux installations carboneutres de bénéficier de crédits d'impôt semblables aux CIP et CII actuels.

En outre, certains totaux partiels ont été éliminés des comptes consolidés de résultat, qui comprennent désormais un total partiel pour le résultat d'exploitation.

Le tableau suivant présente un résumé des reclassements :

	Période de trois mois close le 31 mars 2022		
	Ancienne présentation	Ajustement	Présentation modifiée
Produits	188 723	—	188 723
Crédits d'impôt sur la production	—	19 047	19 047
Produits et crédits d'impôt sur la production	s. o.	s. o.	207 770
Charges			
Charges d'exploitation	40 038	—	40 038
Frais généraux et administratifs	14 139	—	14 139
Projets potentiels	4 020	—	4 020
Amortissements	80 231	—	80 231
Résultat d'exploitation	s. o.	s. o.	69 342
Charges financières	66 401	—	66 401
Autres (produits) charges, montant net	(20 129)	19 047	(1 082)
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	2 208	—	2 208
Variation de la juste valeur des instruments financiers	40 515	—	40 515
Perte avant impôt sur le résultat	(38 700)	—	(38 700)
Recouvrement d'impôt sur le résultat	(3 770)	—	(3 770)
Perte nette	(34 930)	—	(34 930)

7- MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES | Contrôles internes

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 attesté avoir 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 intermédiaires sont établis, et ii) l'information que la Société doit présenter dans ses documents annuels, ses documents intermédiaires ou d'autres rapports qu'elle dépose ou transmet en vertu de la législation en valeurs mobilières est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prescrits par cette législation;
- le contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS.

Au cours de la période commençant le 1er janvier 2023 et close le 31 mars 2023, il n'y a eu aucune modification apportée au CIIF qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le CIIF.

Le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont également limité l'étendue de la conception par la Société des CPCI et du CIIF afin d'exclure des contrôles, politiques et procédures les entités suivantes : le portefeuille solaire Sault Ste. Marie, composé des parcs solaires Sault Ste. Marie 1, Sault Ste. Marie 2 et Sault Ste. Marie 3 (collectivement, les « entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société »). L'évaluation de la conception et du fonctionnement des CPCI et du CIIF de ces entités sera achevée dans les 12 mois suivant leur date d'acquisition. Un résumé de l'information financière relative aux entités exclues est présenté à la section « Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société » du présent rapport de gestion.

7- MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES | Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société

Comme il est précisé à la section « Contrôles internes » du présent rapport de gestion, l'étendue de la conception par la Société des CPCI et du CIIF excluent les contrôles, politiques et procédures du portefeuille solaire Sault Ste. Marie. Les tableaux qui suivent présentent un sommaire des entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société.

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

	Période de trois mois close le 31 mars 2023
Produits	2 625
Bénéfice net	1 187
Total du résultat global	1 187

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 31 mars 2023
Actifs courants	14 769
Actifs non courants	201 632
	216 401
Passifs courants	18 103
Passifs non courants	147 410
Capitaux propres	50 888
	216 401

8- INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent rapport de gestion contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »), notamment des énoncés relatifs aux cibles de croissance de la Société, à la production d'énergie, à ses projets potentiels, à la réussite du développement, de la construction et du financement (y compris le financement par des investisseurs participant au partage fiscal) des projets en cours de construction et des projets potentiels à un stade avancé, aux sources et conséquences du financement, aux acquisitions de projets, à la réalisation du financement d'un projet au moyen d'un emprunt sans recours (notamment l'échéancier et la somme qui s'y rapportent), aux avantages stratégiques, opérationnels et financiers et à la croissance devant découler de ces acquisitions, à sa stratégie commerciale, à ses perspectives de développement et de croissance futurs (notamment les occasions de croissance prévues dans le cadre de l'Alliance stratégique avec Hydro-Québec), à son intégration d'entreprises, à sa gouvernance, à ses perspectives commerciales, à ses objectifs, à ses plans et à ses priorités stratégiques, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croit », « prévoit », « a l'intention de », « devrait », « planifie », « potentiel », « projeter », « anticipe », « estime », « prévisions » ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Cette information prospective exprime les prévisions et attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent rapport de gestion.

Information financière future : L'information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, notamment les renseignements concernant la production prévue, les produits estimés prévus, les produits proportionnels prévus, le BAIIA ajusté prévu et le BAIIA ajusté proportionnel prévu de la Société, les flux de trésorerie disponibles prévus, les flux de trésorerie disponibles par action prévus et l'intention de payer un dividende trimestriel, l'estimation de la taille, des coûts et du calendrier des projets, y compris l'obtention des permis, le début des travaux de construction, les travaux réalisés et le début de la mise en service commerciale des projets en développement ou des projets potentiels, l'intention de la Société de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, l'admissibilité des projets américains aux CIP ou aux CII, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Ces renseignements visent à informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des projets en développement, de l'incidence financière potentielle des acquisitions réalisées et futures ainsi que de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

Hypothèses : L'information prospective est fondée sur certaines hypothèses principales formulées par la Société, à propos notamment, sans s'y limiter, des régimes hydrologiques, éoliens et solaires, de la performance de ses installations en exploitation, des acquisitions et des projets mis en service, du rendement des projets, de la disponibilité de ressources en capital et de l'exécution par les tiers de leurs obligations contractuelles en temps opportun, de la conjoncture favorable du marché pour l'émission d'actions afin de soutenir le financement de la croissance, de la conjoncture économique favorable, des conditions favorables du marché des capitaux, de la réussite de la Société à développer et à construire de nouvelles installations, du renouvellement réussi des CAÉ, des ressources humaines suffisantes pour fournir les services et exécuter le plan d'investissement, de l'absence d'événements importants survenant hors du cours normal des activités, comme une catastrophe naturelle, une pandémie ou un autre désastre, de l'entretien continu de l'infrastructure des technologies de l'information et de l'absence de violations importantes liées à la cybersécurité.

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 à la section « Risques et incertitudes » du rapport annuel et comprennent, sans s'y limiter : le défaut d'exécution des principales contreparties; l'approvisionnement en équipement; les retards et dépassements de coûts dans la conception et construction de projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; la défaillance d'équipement ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues; la variabilité du rendement des installations et les pénalités connexes; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; la disponibilité et la fiabilité des systèmes de transport d'électricité; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe; les changements climatiques à l'échelle mondiale; les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; la préparation aux catastrophes naturelles et aux cas de force majeure; les pandémies, épidémies ou autres urgences de santé publique; la cybersécurité; la dépendance envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées; l'incapacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; l'incapacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; l'incapacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants; la dépendance envers diverses formes de CAÉ; la volatilité de l'offre et de la demande sur le marché de l'énergie; les fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité; les incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; l'incapacité d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures; l'intégration des acquisitions réalisées et futures; les changements du soutien gouvernemental pour

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

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

COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2023	2022
Produits		197 399	188 723
Crédits d'impôt sur la production		20 929	19 047
Produits et crédits d'impôt sur la production		218 328	207 770
Charges			
Exploitation		51 246	40 038
Frais généraux et administratifs		19 709	14 139
Projets potentiels		4 498	4 020
Amortissements		77 337	80 231
Résultat d'exploitation		65 538	69 342
Charges financières	4	84 802	66 401
Autres charges (produits), montant net	5	2 129	(1 082)
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées		4 673	2 208
Variation de la juste valeur des instruments financiers	6 b)	(1 881)	40 515
Perte avant impôt sur le résultat		(24 185)	(38 700)
Recouvrement d'impôt sur le résultat		(11 149)	(3 770)
Perte nette		(13 036)	(34 930)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(14 336)	(34 402)
Participations ne donnant pas le contrôle		1 300	(528)
		(13 036)	(34 930)
Perte par action attribuable aux propriétaires :			
Perte nette par action, de base (\$)	7	(0,08)	(0,18)
Perte nette par action, diluée (\$)	7	(0,08)	(0,18)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Notes	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2023	2022
Perte nette		(13 036)	(34 930)
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :			
Écarts de change découlant de la conversion d'établissements à l'étranger		3 311	(22 667)
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	6	770	(225)
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	6	(36 086)	97 802
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie		(1 837)	5 295
Impôt différé connexe		8 975	(25 463)
Autres éléments du résultat global		(24 867)	54 742
Total du résultat global		(37 903)	19 812
Total du résultat global attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(38 797)	21 341
Participations ne donnant pas le contrôle		894	(1 529)
		(37 903)	19 812

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux		31 mars 2023	31 décembre 2022
	Notes		
ACTIFS			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		157 225	162 971
Liquidités soumises à restrictions		73 023	54 670
Débiteurs		185 414	179 299
Instruments financiers dérivés	6	37 912	33 833
Charges payées d'avance et autres		46 289	37 169
Actifs détenus en vue de la vente	8	—	59 217
Total des actifs courants		499 863	527 159
Actifs non courants			
Immobilisations corporelles	8	6 389 915	6 212 371
Immobilisations incorporelles		1 320 837	1 268 960
Frais de développement liés aux projets		45 075	41 151
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		124 362	135 786
Instruments financiers dérivés	6	73 198	92 504
Actifs d'impôt différé		69 435	68 785
Goodwill		157 192	139 676
Autres actifs non courants		115 498	116 035
Total des actifs non courants		8 295 512	8 075 268
Total des actifs		8 795 375	8 602 427
PASSIFS			
Passifs courants			
Fournisseurs et autres créditeurs		234 862	248 659
Instruments financiers dérivés	6	13 380	22 018
Partie courante des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs		265 974	380 147
Total des passifs courants		514 216	650 824
Passifs non courants			
Instruments financiers dérivés	6	97 012	79 069
Prêts et emprunts à long terme		5 777 012	5 384 813
Autres passifs		475 670	463 863
Passifs d'impôt différé		533 869	537 431
Total des passifs non courants		6 883 563	6 465 176
Total des passifs		7 397 779	7 116 000
CAPITAUX PROPRES			
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		1 239 824	1 316 195
Participations ne donnant pas le contrôle		157 772	170 232
Total des capitaux propres		1 397 596	1 486 427
Total des passifs et des capitaux propres		8 795 375	8 602 427

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de trois mois close le 31 mars 2023	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	Débitures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2023	485	2 581 173	131 069	2 819	(1 596 021)	196 670	1 316 195	170 232	1 486 427
(Perte nette) bénéfice net	—	—	—	—	(14 336)	—	(14 336)	1 300	(13 036)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	(24 461)	(24 461)	(406)	(24 867)
Total du résultat global	—	—	—	—	(14 336)	(24 461)	(38 797)	894	(37 903)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	448	—	—	—	—	—	448	—	448
Paiements fondés sur des actions et régime d'actions liées au rendement	—	1 032	—	—	—	—	1 032	—	1 032
Actions dont les droits ont été acquis – Régime d'actions liées au rendement	1 991	(2 995)	—	—	—	—	(1 004)	—	(1 004)
Achat d'actions – Régime d'actions liées au rendement	—	107	—	—	—	—	107	—	107
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 10)	—	—	—	—	(36 749)	—	(36 749)	—	(36 749)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 10)	—	—	—	—	(1 408)	—	(1 408)	—	(1 408)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(13 354)	(13 354)
Solde au 31 mars 2023	2 924	2 579 317	131 069	2 819	(1 648 514)	172 209	1 239 824	157 772	1 397 596

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de trois mois close le 31 mars 2022	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	Déventures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total		
Solde au 1er janvier 2022	360 936	2 022 540	131 069	2 819	(1 373 628)	(50 624)	1 093 112	267 568	1 360 680
Perte nette	—	—	—	—	(34 402)	—	(34 402)	(528)	(34 930)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	55 743	55 743	(1 001)	54 742
Total du résultat global	—	—	—	—	(34 402)	55 743	21 341	(1 529)	19 812
Actions ordinaires émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne	172 506	—	—	—	—	—	172 506	—	172 506
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 2 032 \$)	(5 580)	—	—	—	—	—	(5 580)	—	(5 580)
Actions ordinaires émises dans le cadre d'un placement privé	37 275	—	—	—	—	—	37 275	—	37 275
Actions ordinaires émises par le biais du Régime de réinvestissement de dividendes	223	—	—	—	—	—	223	—	223
Rachat d'actions ordinaires	(4 417)	—	—	—	—	—	(4 417)	—	(4 417)
Paiements fondés sur des actions et régime d'actions liées au rendement	—	887	—	—	—	—	887	—	887
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	2 114	(4 883)	—	—	—	—	(2 769)	—	(2 769)
Achat d'actions – Régime d'actions liées au rendement	—	97	—	—	—	—	97	—	97
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(36 733)	—	(36 733)	—	(36 733)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	—	—	—	—	(1 408)	—	(1 408)	—	(1 408)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(6 164)	(6 164)
Solde au 31 mars 2022	563 057	2 018 641	131 069	2 819	(1 446 171)	5 119	1 274 534	259 875	1 534 409

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Notes	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2023	2022
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
Perte nette		(13 036)	(34 930)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissements		77 337	80 231
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées		4 673	2 208
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	6	344	40 785
Crédits d'impôt sur la production et attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal		(22 156)	(19 403)
Autres		286	693
Charges financières	4	84 802	66 401
Charges financières payées	11 b)	(70 422)	(43 582)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées		4 926	5 912
Recouvrement d'impôt sur le résultat		(11 149)	(3 770)
Impôt sur le résultat payé		(1 363)	(2 801)
Incidence de la variation des taux de change		(1 481)	281
		52 761	92 025
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	11 a)	544	(7 167)
		53 305	84 858
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées		(37 704)	(35 833)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle		(13 354)	(6 164)
Augmentation de la dette à long terme, déduction faite des frais de financement différés	11 c)	379 519	115 813
Remboursement de la dette à long terme	11 c)	(263 838)	(263 261)
Paiement d'autres passifs		(3 140)	(1 717)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires		—	202 169
Paiement au titre du rachat d'actions ordinaires		—	(4 417)
Achat d'actions ordinaires en vertu du régime d'actions liées au rendement		107	97
Paiement des retenues à la source liées à l'exercice d'options d'achat d'actions et au régime d'actions liées au rendement		(1 004)	(2 769)
		60 586	3 918
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Acquisitions d'entreprise, déduction faite de la trésorerie acquise	3	(47 810)	(30 666)
Variation des liquidités soumises à des restrictions		(15 326)	10 045
Ajouts aux immobilisations corporelles, montant net		(111 858)	(19 044)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(1 077)	(22)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(4 378)	(12 415)
Produit tiré de la cession d'actifs détenus en vue de la vente		59 426	—
Variation des autres actifs non courants		525	1 832
		(120 498)	(50 270)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		861	(3 235)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(5 746)	35 271
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période		162 971	166 266
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période		157 225	201 537

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 11 « Renseignements supplémentaires sur les tableaux consolidés des flux de trésorerie ».

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 9 mai 2023.

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 non audités sont conformes à IAS 34, Information financière intermédiaire. Les méthodes comptables ainsi que les méthodes d'application sont les mêmes que celles décrites dans le plus récent rapport annuel de la Société, sauf indication contraire. 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 et actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises qui sont évalués à la juste valeur. Le coût historique est généralement calculé en fonction de la juste valeur de la contrepartie donnée en échange.

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 dans la présentation

Le 1er janvier 2023, la Société a modifié la présentation de ses comptes consolidés de résultat afin d'améliorer la pertinence des états financiers. Les chiffres comparatifs ont été ajustés pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour l'exercice à l'étude.

Ainsi, les crédits d'impôt sur la production (« CIP »), comptabilisés antérieurement dans le montant net des autres produits (charges), ont été reclassés directement sous les produits afin de mieux rendre compte de la nature des CIP en tant que produits générés dans le cours des activités ordinaires de la Société par l'entremise de la production d'électricité. Le reclassement concorde également avec la loi sur la réduction de l'inflation (*Inflation Reduction Act* ou « IRA ») promulguée en août 2022 par le gouvernement des États-Unis, qui prolonge le programme de CIP pour les parcs éoliens et met en place un programme de CIP pour les parcs solaires. Pour les projets dont la construction commencera après le 1er janvier 2025, l'IRA prévoit la transition vers un système de crédits d'impôt neutres sur le plan technologique aux États-Unis, permettant aux installations carboneutres de bénéficier de crédits d'impôt semblables aux CIP et CII actuels.

En outre, certains sous-totaux ont été éliminés des comptes consolidés de résultat, qui comprennent désormais un total partiel pour le résultat d'exploitation.

Le tableau suivant présente un résumé des reclassements :

	Période de trois mois close le 31 mars 2022		
	Ancienne présentation	Ajustement	Présentation modifiée
Produits	188 723	—	188 723
Crédits d'impôt sur la production	—	19 047	19 047
Produits et crédits d'impôt sur la production	s. o.	s. o.	207 770
Charges			
Charges d'exploitation	40 038	—	40 038
Frais généraux et administratifs	14 139	—	14 139
Charges liées aux projets potentiels	4 020	—	4 020
Amortissements	80 231	—	80 231
Résultat d'exploitation	s. o.	s. o.	69 342
Charges financières	66 401	—	66 401
Autres (produits) charges, montant net	(20 129)	19 047	(1 082)
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	2 208	—	2 208
Variation de la juste valeur des instruments financiers	40 515	—	40 515
Perte avant impôt sur le résultat	(38 700)	—	(38 700)
Recouvrement d'impôt sur le résultat	(3 770)	—	(3 770)
Perte nette	(34 930)	—	(34 930)

3. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

a) Acquisition de Sault Ste. Marie

Le 9 mars 2023, Innergex a acquis la totalité des actions ordinaires du portefeuille solaire de 60 MW Sault Ste. Marie pour une contrepartie en trésorerie totale de 51 270 \$.

Le portefeuille Sault Ste. Marie se compose du parc solaire Sault Ste. Marie 1 (20 MW), du parc solaire Sault Ste. Marie 2 (30 MW) et du parc solaire Sault Ste. Marie 3 (10 MW). Les produits tirés de ces installations sont ancrés dans des contrats d'achat d'électricité à long terme conclus avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité et venant à échéance entre 2030 et 2031.

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

	Comptabilisation de l'acquisition En \$ CA
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 460
Liquidités soumises à restrictions	2 833
Débiteurs	3 421
Charges payées d'avance et autres	379
Immobilisations corporelles	123 352
Immobilisations incorporelles	74 300
Instruments financiers dérivés	10 242
Fournisseurs et autres créditeurs	(992)
Prêts et emprunts à long terme (note 9)	(164 262)
Autres passifs	(1 463)
Actifs nets acquis	51 270

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 3 033 \$, qui ont été passés en charges dans le montant net des autres charges (produits) aux comptes consolidés de résultat.

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises et les résultats ont été inclus aux comptes consolidés de résultat depuis la date de l'acquisition. Les produits et le bénéfice net présentés aux comptes consolidés de résultat se sont chiffrés à 2 625 \$ et à 1 187 \$, respectivement, pour la période de 23 jours close le 31 mars 2023. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2023, les produits et le bénéfice net inclus aux comptes consolidés de résultat auraient augmenté de 2 805 \$ et diminué de 1 193 \$, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2023 au 31 mars 2023.

b) Acquisition d'Aela

Le 9 juin 2022, la Société a acquis Aela Generación S.A. et Aela Energía SpA (ensemble, « Aela »). Le prix d'achat d'Aela se compose d'une contrepartie en trésorerie de 324 348 \$ US (408 160 \$). Par la suite, en 2023, la Société a mis à jour sa comptabilisation de l'acquisition d'Aela. Les ajustements effectués ont donné lieu à une augmentation de 12 621 \$ US (15 882 \$) du montant net du passif d'impôt différé comptabilisé au moment de l'acquisition et à un ajustement correspondant du goodwill.

4. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2023	2022
Charges d'intérêts sur les emprunts de sociétés et les emprunts liés aux projets à long terme	63 221	45 956
Charges d'intérêts sur le financement de partage fiscal	7 591	7 213
Charge d'intérêts sur les débentures convertibles	3 390	3 390
Amortissement des frais de financement	3 318	3 049
Intérêts sur les obligations locatives	2 314	1 475
Désactualisation des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs	1 929	1 656
Désactualisation des prêts et emprunts à long terme	832	112
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	188	2 687
Autres	2 019	863
	84 802	66 401

5. AUTRES CHARGES (PRODUITS), MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2023	2022 (note 2)
Profit de change	(1 514)	(206)
Produits d'intérêts	(1 260)	(1 006)
Produits tirés des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	(1 227)	(356)
Coûts d'acquisition et d'intégration	5 676	2 181
Autres charges (produits), montant net	454	(1 695)
	2 129	(1 082)

a) Coûts d'acquisition et d'intégration

La Société a engagé des charges liées à la mise en œuvre d'une solution de planification des ressources de l'entreprise (« ERP ») reposant sur le nuage. Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, les coûts d'acquisition et d'intégration comprennent un montant de 2 569 \$ lié aux coûts de mise en œuvre de la solution d'ERP.

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 :

Actifs (passifs) financiers	Contrat de change à terme (niveau 2)	Dérivés de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Couverture du prix de l'électricité (niveau 3)	Total
Au 1er janvier 2023	(3 555)	98 138	(69 333)	25 250
Acquisitions d'entreprises (note 3)	—	10 242	—	10 242
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat ¹	(58)	337	(623)	(344)
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	770	(35 361)	(725)	(35 316)
Amortissement du cumul des autres éléments du résultat global comptabilisé dans les produits	—	—	725	725
Écarts de change, montant net	—	108	53	161
Au 31 mars 2023	(2 843)	73 464	(69 903)	718

1. Se reporter à la note 6 b) « Instruments financiers dérivés » pour obtenir un rapprochement de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat.

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

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2023	2022
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	344	40 785
Partie réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers		
Profit réalisé sur les couvertures du prix de l'électricité	(2 225)	(270)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(1 881)	40 515

7. BÉNÉFICE (PERTE) PAR ACTION

De base	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2023	2022
Perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère	(14 336)	(34 402)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 408)	(1 408)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(15 744)	(35 810)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	203 564 172	196 689 642
Perte nette par action, de base (\$)	(0,08)	(0,18)

Dilué(e)	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2023	2022
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(15 744)	(35 810)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, après dilution	203 564 172	196 689 642
Perte nette par action, diluée (\$)	(0,08)	(0,18)

Instruments qui sont exclus des éléments dilutifs	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2023	2022
Options sur actions	345 642	316 922
Actions détenues en fiducie liées au régime d'actions liées au rendement	528 322	413 660
Débitures convertibles	13 604 473	13 604 473
	14 478 437	14 335 055

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations en construction	Autres	Total
Coût							
Au 1er janvier 2023	301 094	2 634 926	3 511 736	875 437	165 439	59 823	7 548 455
Ajouts ¹	—	1 031	2 608	400	80 598	2 549	87 186
Acquisitions d'entreprises (note 3)	6 941	—	—	116 324	—	87	123 352
Reclassement	—	—	—	(3 562)	—	3 562	—
Cessions	—	—	—	—	—	(154)	(154)
Autres variations ²	1 015	—	8 102	1 009	—	—	10 126
Écarts de change, montant net	497	(445)	11 232	(578)	311	152	11 169
Au 31 mars 2023	309 547	2 635 512	3 533 678	989 030	246 348	66 019	7 780 134
Cumul de l'amortissement							
Au 1er janvier 2023	(24 888)	(445 804)	(683 784)	(152 782)	—	(28 826)	(1 336 084)
Amortissement ³	(2 304)	(13 339)	(27 199)	(6 636)	—	(1 774)	(51 252)
Cessions	—	—	—	—	—	154	154
Écarts de change, montant net	(91)	7	(2 988)	56	—	(21)	(3 037)
Au 31 mars 2023	(27 283)	(459 136)	(713 971)	(159 362)	—	(30 467)	(1 390 219)
Valeur comptable au 31 mars 2023	282 264	2 176 376	2 819 707	829 668	246 348	35 552	6 389 915

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 3 078 \$.
- Comprennent la réévaluation des actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 1 015 \$ et 9 111 \$, respectivement.
- Une tranche de 80 \$ de la charge d'amortissement des baux fonciers est incorporée dans le coût de construction dans les installations en construction.

Cession des modules solaires « Safe Harbor »

Les modules solaires « Safe Harbor », classés comme détenus en vue de la vente en 2022, ont été vendus au cours du trimestre pour un produit en trésorerie de 43 722 \$ US (59 426 \$), déduction faite des frais de vente. La décision de vendre ces modules fait suite à la publication de la loi sur la réduction de l'inflation (*Inflation Reduction Act* ou IRA) soutenant les projets d'énergie renouvelable, qui permet à Innergex d'obtenir des incitatifs fiscaux pour son portefeuille de projets en développement sans avoir à utiliser les modules « Safe Harbor » obtenus précédemment en vertu de l'ancien programme d'incitatifs fiscaux.

9. PRÊTS ET EMPRUNTS À LONG TERME

Au 31 mars 2023, la Société et ses filiales respectaient l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, à l'exception de ce qui suit :

- La centrale hydroélectrique Fitzsimmons s'est trouvée en situation de défaut de sa convention de crédit. La tranche de 15 685 \$ de l'emprunt qui serait autrement classée comme non courante a été reclassée dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Un dialogue permanent est établi et des rapports sont fournis aux prêteurs de la centrale jusqu'à ce que cette situation soit résolue.
- La centrale hydroélectrique Rutherford Creek s'est trouvée en situation de défaut de sa convention de crédit. La tranche de 1 614 \$ de l'emprunt qui serait autrement classée comme non courante a été reclassée dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Un dialogue permanent est établi et des rapports sont fournis aux prêteurs de la centrale jusqu'à ce que cette situation soit résolue.

a) Dette d'entreprise

Facilité de crédit à terme renouvelable

La Société a conclu deux swaps de taux d'intérêt pour couvrir une tranche de 100 000 \$ du montant nominal de la facilité de crédit qui est assujetti à des taux d'intérêt variables.

Emprunt à terme non garanti subordonné

Le 1er février 2023, Innergex a réalisé le refinancement de l'emprunt à terme non garanti subordonné au moyen d'une facilité de crédit à terme non renouvelable de 75 000 \$ portant intérêt à un taux fixe de 6,25 % et arrivant à échéance le 1er février 2025, et d'une facilité de crédit à terme non renouvelable de 75 000 \$ portant intérêt à un taux variable fondé sur les taux des acceptations bancaires, plus un écart de 1,85 % qui dépend d'un ratio d'endettement, et arrivant à échéance le 1er février 2025. Parallèlement, la Société a conclu un swap de taux d'intérêt pour couvrir une tranche de 50 000 \$ du montant nominal de la facilité de crédit qui est assujetti à des taux d'intérêt variables.

b) Obligations vertes du Chili

Le 10 mars 2023, la Société a prélevé la tranche restante des fonds disponibles provenant des obligations vertes, soit 54 675 \$ US (73 538 \$), pour achever la construction du projet de système de stockage d'énergie par batteries Salvador au Chili.

c) Acquisition de Sault Ste. Marie

Dans le cadre de l'acquisition de Sault Ste. Marie, la Société a repris les emprunts à terme connexes, dont le capital impayé était de 164 262 \$ au moment de l'acquisition. Les emprunts à terme portent intérêt au taux CDOR sur 3 mois majoré de 1,25 % et sont payables trimestriellement. Une tranche de 139 680 \$ du capital est couverte à un taux d'intérêt fixe de 1,80 %. Les emprunts à terme arrivent à échéance en avril 2026.

d) Prêts d'Alterra

Le 30 mars 2023, la Société a prélevé la tranche restante de 20 000 \$ de la facilité à prélèvements différés liée aux prêts d'Alterra.

10. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

Rémunération fondée sur des titres de capitaux propres

a) Régime d'options sur actions

Attribuées

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2023, 60 873 options ont été attribuées. Les options attribuées deviennent acquises en trois tranches égales entre le 24 février 2026 et le 24 février 2028 et doivent être exercées avant le 24 février 2030 à un prix d'exercice de 15,08 \$ l'action.

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

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour estimer la juste valeur des options attribuées au cours de la période.

Taux d'intérêt sans risque	3,46 %
Dividende annuel prévu par action ordinaire	0,72 \$
Durée prévue des options	6
Volatilité attendue	27,94 %

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

Une charge de rémunération de 21 \$ a été comptabilisée au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2023 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 trois mois close le 31 mars 2023, 135 115 droits d'actions liées au rendement ont été acquis et 325 708 droits d'actions liées au rendement ont été attribués. Les droits d'actions liées au rendement attribués au cours de la période deviendront acquis le 31 décembre 2025.

Régime d'unité d'actions différées

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2023, 23 282 unités ont été attribuées.

Une charge de rémunération de 1 005 \$ a été comptabilisée au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2023 au titre du régime d'ALR et du régime d'UAD.

Dividendes

a) Dividendes déclarés

	Périodes de trois mois closes les 31 mars			
	2023		2022	
	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	0,1800	36 749	0,1800	36 733
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,2028	689	0,2028	689
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	0,3594	719	0,3594	719

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

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 17 juillet 2023 :

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
9 mai 2023	30 juin 2023	17 juillet 2023	0,1800 \$	0,202750 \$	0,359375 \$

11. 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 31 mars	
	2023	2022
Débiteurs	(2 292)	3 208
Charges payées d'avance et autres	(5 296)	(5 539)
Fournisseurs et autres créditeurs	8 132	(4 836)
	544	(7 167)

b) Renseignements supplémentaires

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2023	2022
Charges financières payées relativement aux activités d'exploitation avant les intérêts sur les contrats de location	(65 895)	(39 049)
Intérêts payés sur les contrats de location relativement aux activités d'exploitation	(4 527)	(4 533)
Intérêts inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(2 415)	(205)
Intérêts sur les contrats de location inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(103)	—
Total des charges financières	(72 940)	(43 787)
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Variation des immobilisations corporelles impayées	(25 763)	2 066
Crédits d'impôt à l'investissement	—	8 535
Variation des autres actifs non courants	(173)	84
Variation des coûts de développement de projets impayés	(464)	(1 418)
Réévaluation des autres passifs	11 480	(40 536)
Évaluation initiale des autres passifs	433	8 331
Actions ordinaires émises par le biais de la rémunération fondée sur des titres de capitaux propres	1 991	2 114

c) Variations des passifs issus des activités de financement

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2023	2022
Variations des prêts et emprunts à long terme		
Dette à long terme au début de la période	5 759 210	4 924 435
Augmentation de la dette à long terme	383 629	119 604
Remboursement de la dette à long terme	(263 838)	(263 261)
Paiement des frais de financement différés	(4 110)	(3 791)
Acquisitions d'entreprises (note 3)	164 262	—
Attributs fiscaux	(1 227)	(356)
Crédits d'impôt sur la production	(20 929)	(19 047)
Autres charges financières hors trésorerie	12 588	13 601
Écarts de change, montant net	5 231	(33 981)
Prêts et emprunts à long terme à la fin de la période	6 034 816	4 737 204

12. 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

Autres placements

Le modèle d'évaluation tient compte de la valeur actualisée des paiements prévus selon un taux d'actualisation ajusté pour tenir compte du risque.

Prêts et emprunts à long terme

La juste valeur de chaque instrument d'emprunt est estimée au moyen de pratiques standards du secteur financier conformément auxquelles les flux de trésorerie futurs prévus sont actualisés à des taux d'actualisation calculés selon le taux d'intérêt et les conditions de crédit en vigueur sur les marchés financiers à la date d'évaluation. En ce qui concerne plus particulièrement les instruments à taux fixe, les flux de trésorerie contractuels sont actualisés à un taux de rendement à l'échéance approprié. En ce qui concerne les instruments à taux variable, les paiements d'intérêt contractuels futurs prévus représentent la somme des niveaux futurs prévus de l'indice des taux d'intérêt de référence et de la marge cotée de l'instrument, tandis que les taux d'actualisation représentent la somme des niveaux futurs prévus de l'indice de référence et d'une marge d'escompte appropriée. Les taux de rendement à l'échéance appropriés et les marges d'escompte sont estimés au moyen des cours ou des prix indicatifs disponibles des instruments d'emprunt individuels ou des indices dont le crédit est réputé comparable aux instruments d'emprunt évalués.

Swaps de taux d'intérêt

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

Contrats de change à terme

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

Couvertures du prix de l'électricité

La juste valeur des couvertures du prix de l'électricité 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 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 31 mars 2023, 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 28,28 \$ US à 84,25 \$ US le MWh entre le 1er avril 2023 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 0,19 \$ US à 127,44 \$ US le MWh entre le 1er avril 2023 et le 31 décembre 2030.

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

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

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

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

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

Réforme des taux d'intérêt de référence

La Société détient des swaps de taux d'intérêt à des fins de gestion des risques qui sont désignés comme des relations de couverture de flux de trésorerie.

Taux interbancaire offert à Londres (« LIBOR »)

La Société détient actuellement des swaps de taux d'intérêt qui ont des parties variables indexées au LIBOR en dollars américains. Au 30 juin 2023, les taux LIBOR en dollars américains restants d'une durée de 1 mois, de 3 mois, de 6 mois et de 12 mois seront abandonnés ou ne seront plus représentatifs. L'administrateur du LIBOR continuera de publier les taux d'une durée de 1 mois, de 3 mois et de 6 mois selon une méthodologie synthétique non représentative jusqu'au 30 septembre 2024. Les swaps et les relations de couverture de flux de trésorerie au taux LIBOR en dollars américains 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.

La Société a amorcé la transition vers le taux de financement à un jour garanti (*Secured overnight financing rate* ou « SOFR ») pour certains éléments couverts et instruments de couverture. Tous les instruments devraient avoir passé au SOFR au cours du deuxième trimestre de 2023. 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 193 092 \$ US (261 312 \$) au 31 mars 2023.

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.

13. 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.

Entente IAC d'Innavik

Le 25 janvier 2023, l'entrepreneur a inscrit une hypothèque légale d'un montant de 57 768 \$ sur le projet hydroélectrique Innavik (« Innavik » ou « le projet »), une coentreprise, soit la réclamation de l'entrepreneur pour le paiement de coûts supplémentaires en vertu de l'entente d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (IAC) avec Innavik. La Société conteste de bonne foi cette réclamation et a entrepris des actions en justice pour faire retirer l'hypothèque légale du titre. Au 31 décembre 2022, alors que la réclamation était toujours contestée, une provision au titre du projet a été comptabilisée pour le dépassement des coûts de construction. Cette dernière a été estimée en fonction de nombreuses issues possibles et son montant est largement inférieur à celui réclamé par l'entrepreneur.

14. 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 et crédits d'impôt sur la production proportionnels » correspondent aux produits et crédits d'impôt sur la production, plus la quote-part d'Innergex des produits et des crédits d'impôt sur la production des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. Le « BAIIA ajusté » représente le résultat d'exploitation auquel sont ajoutés (duquel sont déduits) les amortissements, les charges de dépréciation et la partie réalisée de la variation de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité. 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 produits et crédits d'impôt sur la production 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 ces mesures ne doivent pas être interprétées comme un substitut au résultat net établi conformément aux IFRS.

À l'exception des produits et crédits d'impôt sur la production 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 section « Principales méthodes comptables ». La Société comptabilise à la valeur comptable les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion.

Secteurs opérationnels	Période de trois mois close le 31 mars 2023			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits et crédits d'impôt sur la production sectoriels	58 829	143 587	15 912	218 328
Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels sectoriels	60 461	148 082	15 912	224 455
BAIIA ajusté sectoriel	40 736	113 481	13 884	168 101
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	40 481	117 079	13 884	171 444

	Période de trois mois close le 31 mars 2023			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs ¹
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises	—	—	116 411	116 411
Ajouts d'immobilisations corporelles	1 051	2 910	400	4 361

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

Secteurs opérationnels	Période de trois mois close le 31 mars 2022			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits et crédits d'impôt sur la production sectoriels	65 911	124 944	16 915	207 770
Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels sectoriels	69 142	130 059	16 915	216 116
BAlIA ajusté sectoriel	46 630	108 523	11 580	166 733
BAlIA ajusté proportionnel sectoriel	47 771	112 720	11 580	172 071

	Période de trois mois close le 31 mars 2022			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs ¹
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises	—	—	38 707	38 707
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	341	188	292	821

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

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

	Période de trois mois close le 31 mars 2023			Période de trois mois close le 31 mars 2022		
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel
Produits	197 399	6 127	203 526	188 723	8 346	197 069
Crédits d'impôt sur la production	20 929	—	20 929	19 047	—	19 047
Produits et crédits d'impôt sur la production	218 328	6 127	224 455	207 770	8 346	216 116
Résultat d'exploitation	65 538	(774)	64 764	69 342	1 143	70 485
Amortissements	77 337	4 117	81 454	80 231	4 195	84 426
Profit réalisé sur les couvertures du prix de l'électricité	2 225	—	2 225	270	—	270
BAlIA ajusté	145 100	3 343	148 443	149 843	5 338	155 181
Charges non attribuées :						
Charges générales et administratives	18 503	—	18 503	12 870	—	12 870
Projets potentiels	4 498	—	4 498	4 020	—	4 020
BAlIA ajusté sectoriel	168 101	3 343	171 444	166 733	5 338	172 071

Secteurs géographiques

Au 31 mars 2023, 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 4 parcs solaires au Canada, 16 parcs éoliens et 1 installation de stockage en France, 3 centrales hydroélectriques, 8 parcs éoliens et 4 parcs solaires aux États-Unis ainsi que 4 centrales hydroélectriques, 3 parcs éoliens et 3 parcs solaires au Chili. La Société exerce ses activités dans quatre principaux secteurs géographiques, lesquels sont détaillés ci-dessous :

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2023	2022
Produits et crédits d'impôt sur la production		
Canada	73 953	105 007
États-Unis	73 459	62 360
France	37 292	27 396
Chili	33 624	13 007
	218 328	207 770
	Aux	
	31 mars 2023	31 décembre 2022
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 410 243	3 246 979
États-Unis	2 361 611	2 364 160
Chili	1 603 334	1 549 679
France	760 612	753 161
	8 135 800	7 913 979

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

15. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Financement du projet de stockage d'énergie par batteries San Andrés

Le 21 avril 2023, la Société a annoncé la clôture d'un crédit-relais sans recours pour la construction de 49 500 \$ US (66 672 \$) et d'une durée de deux ans pour le projet de stockage d'énergie par batteries San Andrés, qui porte intérêt au taux SOFR à 1 mois majoré de 2 %.

Résiliation de certains contrats de fourniture des systèmes de stockage d'énergie par batteries à Hawaii

Le 1er avril 2023, les contrats de fourniture des systèmes de stockage d'énergie par batteries des projets d'énergie solaire et de stockage d'énergie par batteries Paeahu, Kahana et Barbers Point à Hawaii ont été résiliés, bien que le contrat pour le projet Hale Kuawehi demeure en vigueur. En vertu du règlement, Innergex recevra des paiements totalisant 13 272 \$ US (17 961 \$) au deuxième trimestre de 2023. Aucun produit ou charge important n'a été comptabilisé dans le cadre de cette transaction.

Vente du projet d'énergie solaire et de stockage d'énergie par batteries Kahana

Le 19 avril 2023, Innergex a cédé le projet d'énergie solaire et de stockage d'énergie par batteries Kahana pour un montant symbolique. Aucun produit ou charge important n'a été comptabilisé dans le cadre de cette transaction.

Augmentation de la facilité de lettre de crédit d'EDC

Le 12 avril 2023, la Société a accru sa facilité de lettre de crédit existante garantie par Exportation et développement Canada (« EDC ») pour la porter à un montant allant jusqu'à 200 000 \$, soit une augmentation de 50 000 \$ par rapport à 2022.

RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

Siège social

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

Relations avec les investisseurs

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

Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

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

Services aux investisseurs Computershare inc.

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

Actions ordinaires - TSX : INE

Innergex énergie renouvelable inc. avait 204 160 610 actions ordinaires émises et en circulation, dont le prix de clôture était de 14,68 \$ l'action, au 31 mars 2023.

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

Innergex énergie renouvelable inc. a 3 400 000 actions privilégiées de série A en circulation, d'une valeur nominale de 25 \$ et versant un dividende privilégié annuel au comptant de 0,8110 \$ l'action, payable trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre. Les actions privilégiées de série A sont rachetables par la Société depuis le 15 janvier 2021.

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

Innergex énergie renouvelable inc. a 2 000 000 d'actions privilégiées de série C en circulation, d'une valeur nominale de 25 \$ et versant un dividende à taux fixe privilégié annuel au comptant de 1,4375 \$ l'action, payable trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre. Les actions privilégiées de série C sont rachetables par la Société depuis le 15 janvier 2018.

Débtures convertibles - TSX : INE.DB.B

Innergex énergie renouvelable inc. a des débtures convertibles d'un capital global de 148,0 M\$, portant intérêt au taux de 4,75 % et payables semestriellement le 30 juin et le 31 décembre de chaque année, depuis le 31 décembre 2018. Les débtures sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires d'Innergex à un prix de conversion de 20,00 \$ l'action, soit un taux de conversion de 50 actions ordinaires par tranche de capital de 1 000 \$ de débtures. Les débtures convertibles arriveront à échéance le 30 juin 2025 et sont rachetables depuis le 30 juin 2021.

Débtures convertibles - TSX : INE.DB.C

Innergex énergie renouvelable inc. a des débtures convertibles d'un capital global de 142,1 M\$, portant intérêt au taux de 4,65 % par année et payables semestriellement le 31 octobre et le 30 avril de chaque année, à compter du 30 avril 2020. Les débtures sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires d'Innergex à un prix de conversion de 22,90 \$ l'action, soit un taux de conversion de 43,6681 actions ordinaires par tranche de capital de 1 000 \$ de débtures. Les débtures convertibles arriveront à échéance le 31 octobre 2026 et sont rachetables depuis le 31 octobre 2022.

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.