

T3

Rapport trimestriel

Troisième trimestre - 2023

Pour la période close le 30 septembre 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.

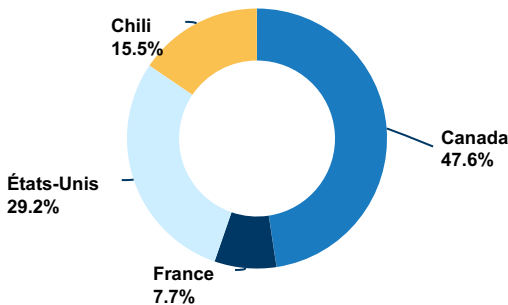
Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues et n'ont pas de signification prescrite selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la section « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

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

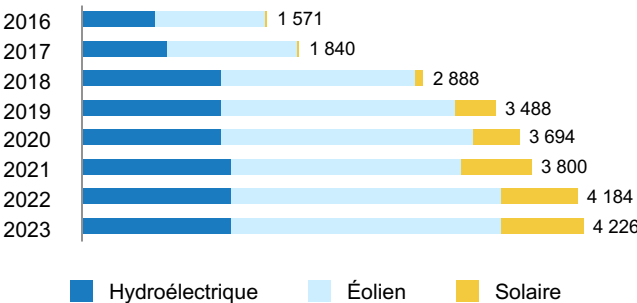
Indicateurs de rendement clés sur le plan de l'exploitation

Au 8 novembre 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, 9 parcs solaires et 2 installations 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 neutre en 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

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 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. Compte tenu de l'intérêt croissant pour le développement de l'énergie renouvelable, 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 8 novembre 2023, la Société possède et exploite 86 installations en exploitation commerciale (les « installations en exploitation »). Mises en service entre 1986 et octobre 2023, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 11,3 années.

Les installations en exploitation vendent principalement l'électricité produite aux termes de contrats d'achat d'électricité à long terme, des contrats de couvertures du prix de l'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 13,1 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 8 novembre 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	1	908	102	714	51	—	—
France	16	3	324	52	227	32	—	—
États-Unis	8	1	714	330	714	330	—	—
Chili	3	—	332	—	332	—	—	—
Total partiel	35	5	2 278	484	1 987	413	—	—
SOLAIRE								
Canada	4	—	87	—	87	—	—	—
États-Unis	2	3	450	245	450	245	—	180 ⁵
Chili	3	—	153	—	137	—	150 ⁴	—
Total partiel	9	3	689	245	674	245	150	180
STOCKAGE								
France	1	—	—	—	—	—	9	—
Chili	1	1	—	—	—	—	250 ⁷	175 ⁶
Total partiel	2	1	—	—	—	—	259	175
Total	86	12	4 226	849	3 580	747	409	355

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 San Andrés de 35 MW/175 MWh (5 heures).

7. Capacité de stockage par batteries du projet Salvador de 50 MW/250 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 les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 8 novembre 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 les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023.

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 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	4- Capital et liquidités.....	24
Troisième trimestre de 2023 - Initiatives de croissance.....	6	Structure du capital.....	24
Troisième trimestre de 2023 - Information choisie.....	7	Financement par participation au partage fiscal.....	25
Troisième trimestre de 2023 - Performance d'exploitation.....	8	Situation financière.....	26
Troisième trimestre de 2023 - Capital et ressources.....	9	Éventualités.....	29
Événements postérieurs.....	10	Flux de trésorerie.....	29
2- Aperçu des activités.....	11	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution.....	31
Environnement commercial.....	11	Information sur le capital-actions.....	33
Installation en exploitation.....	12	Dividendes.....	34
Activités de mise en service.....	14	5- Mesures non conformes aux IFRS.....	35
Activités de construction.....	14	6- Renseignements complémentaires consolidés.....	40
Activités de développement.....	15	Secteurs géographiques - Produits.....	40
Projets potentiels.....	16	Secteurs géographiques - Actifs non courants.....	40
3- Performance financière et résultats d'exploitation.....	17	Information financière trimestrielle historique.....	41
Secteur de la production hydroélectrique.....	18	7- Méthodes comptables et contrôles internes.....	42
Secteur de la production éolienne.....	19	Principales méthodes comptables.....	42
Secteur de la production solaire.....	20	Contrôles internes.....	43
Bénéfice net (perte nette).....	21	Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société.....	43
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée).....	22	8- Information prospective.....	44
Participations ne donnant pas le contrôle.....	23		

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

Le 14 juillet 2023, la Société a conclu le financement de la construction du projet éolien Boswell Springs, qui totalise 533,6 M\$ US (703,8 M\$), porte intérêt au taux SOFR à un mois majoré de 1 % et vient à échéance en 2025, et qui comprend un emprunt lié à la construction de 207,0 M\$ US (273,0 M\$) et un crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal de 326,6 M\$ US (430,8 M\$), ainsi qu'une facilité de lettre de crédit de 49,2 M\$ US (64,9 M\$) portant intérêt à 1,31 %. L'emprunt lié à la construction sera remboursé au moyen d'un emprunt sans recours de 10 ans de 203,3 M\$ US (268,1 M\$) portant intérêt au taux SOFR à 180 jours majoré de 1,375 %, et il est prévu que le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal sera remboursé à même le produit du financement par participation au partage fiscal.

Le 17 juillet 2023, la Société a conclu trois swaps de taux d'intérêt pour couvrir une tranche de 152,5 M\$ US (201,9 M\$) du financement de construction qui est assujetti à des taux d'intérêt variables, pour un montant nominal couvert total de 265,8 M\$ US (351,9 M\$), y compris les swaps de taux d'intérêt qui avaient été précédemment conclus.

Le 17 juillet 2023, la Société a cédé les parcs solaires Kokomo et Spartan, respectivement de 6 MW et de 10,5 MW, pour un montant symbolique. Aucun produit ou charge important n'a été comptabilisé dans le cadre de ces transactions.

Le 7 août 2023, la Société a conclu une entente visant à former un partenariat à long terme avec Crédit Agricole Assurances, en collaboration avec Crédit Agricole Centre-Est, pour une participation minoritaire de 30 % dans le portefeuille d'Innergex en France. La transaction a été conclue le 26 octobre 2023, pour un produit total correspondant à un investissement de 129,5 M€ (188,8 M\$), qui a été affecté à la réduction des facilités de crédit renouvelables d'Innergex et au financement des activités de développement de la Société au cours des prochaines années.

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

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
RÉSULTATS D'EXPLOITATION				
Production (MWh)	2 654 439	2 736 471	7 918 191	7 896 968
Produits et crédits d'impôt sur la production	292 179	268 728	780 048	715 011
Résultat d'exploitation	99 778	108 002	256 069	269 870
BAILA ajusté ¹	180 233	167 636	512 322	476 789
Bénéfice net (perte nette)	4 381	20 980	16 150	(38 540)
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) ¹	5 198	(465)	5 113	(5 034)
PROPORTIONNEL				
Production proportionnelle (MWh) ¹	2 867 819	2 993 839	8 351 684	8 343 421
Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels ¹	316 848	296 612	826 430	764 182
BAILA ajusté proportionnel ¹	201 177	191 554	548 814	515 484
ACTIONS ORDINAIRES				
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	36 772	36 741	110 280	110 213
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	689	689	2 068	2 068
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	719	719	2 156	2 156
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	203 561	203 523	203 539	201 265

	Périodes de douze mois closes les 30 septembre	
	2023	2022
FLUX DE TRÉSORERIE ET RATIO DE DISTRIBUTION		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ²	311 114	412 447
Flux de trésorerie disponibles ^{1,2}	121 200	186 327
Ratio de distribution ^{1,2}	121 %	78 %

	Aux	
	30 septembre 2023	31 décembre 2022
SITUATION FINANCIÈRE		
Total de l'actif	8 952 721	8 602 427
Total du passif	7 561 132	7 116 000
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 254 711	1 316 195
Participations ne donnant pas le contrôle	136 878	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 | Troisième trimestre de 2023 – Performance d'exploitation

Le projet de stockage d'énergie par batteries Salvador a été mis en service en octobre 2023 et a généré des produits de la vente d'énergie. Ce projet devrait recevoir ses paiements de capacité vers la fin de l'année. Une inauguration officielle a eu lieu sur le site en présence de plusieurs représentants du gouvernement chilien. Le projet hydroélectrique Innalik a commencé à fournir de l'électricité à la communauté inuite d'Inukjuak au Nunavik, au Québec, et les activités de mise en service sont toujours en cours. Le projet de stockage par batteries San Andrés progresse également; l'interconnexion a été réalisée et la mise en service devrait commencer d'ici la fin de l'année. Pour ce qui est de Boswell Springs, les activités de construction sont en avance sur le calendrier, et le site devra fermer dans les prochains jours pour la saison hivernale. À Hawaii, le CAÉ modifié de Hale Kuawehi conclu avec HECO, qui prévoit une augmentation des tarifs de 56 %, a été approuvé par la Public Utility Commission et les activités de construction progressent.

Les faibles débits d'eau en Colombie-Britannique, qui a connu un été extrêmement sec, et les régimes éoliens plus faibles au Québec ont eu une incidence sur la production globale de la Société, qui a atteint 88 % de la moyenne à long terme. Si les niveaux de production avaient été équivalents à leur moyenne à long terme pour ces deux éléments spécifiques pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2023, les produits auraient été supérieurs de près de 30,5 M\$ et de 60,3 M\$, respectivement. La récente acquisition des trois parcs solaires Sault Ste. Marie, en Ontario et la performance globale des autres actifs du portefeuille d'Innervex ont contribué à contrebalancer partiellement les effets de ces événements météorologiques inhabituels.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, les **produits et crédits d'impôt sur la production** ont augmenté de 9 % pour s'établir à 292,2 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. La hausse s'explique essentiellement par l'acquisition de Sault Ste. Marie, l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques Curtis Palmer aux États-Unis, les prix favorables aux installations Phoebe et Foard City, l'accroissement de la production des parcs éoliens en France, aux États-Unis et au Chili ainsi que par les nouveaux CAÉ conclus en France. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la diminution de la production des centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique, les régimes éoliens plus faibles des parcs éoliens du Québec et les prix défavorables au parc éolien Griffin Trail et aux centrales hydroélectriques au Chili. Les produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels¹ se sont établis à 316,8 M\$, en hausse de 7 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, les **charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels** ont augmenté de 12 % par rapport à la période correspondante de l'an dernier pour se chiffrer à 86,8 M\$. La hausse des charges s'explique essentiellement par l'acquisition de Sault Ste. Marie, l'incidence de la loi de finances rectificative de 2022 sur les parcs éoliens en France, les coûts d'entretien exceptionnels de plusieurs parcs éoliens du Québec et la hausse des charges d'exploitation aux États-Unis.

L'augmentation de la perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité est surtout attribuable à la hausse des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe.

En raison des facteurs susmentionnés, le BAIIA ajusté¹ s'est établi à 180,2 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, en hausse de 8 %, et le BAIIA ajusté proportionnel¹ a atteint 201,2 M\$, en hausse de 5 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Innervex a comptabilisé un bénéfice net de 4,4 M\$ (bénéfice net par action de base et dilué de 0,04 \$) pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, comparativement à un bénéfice net de 21,0 M\$ (bénéfice net par action de base et dilué, de 0,11 \$) pour la période correspondante de 2022. La baisse du bénéfice net s'explique essentiellement par une variation défavorable de 25,6 M\$ de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à la variation défavorable des courbes des taux de change à terme et à la hausse des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe en 2023 comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, et par une augmentation de 19,5 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie. Outre la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, ces éléments ont été partiellement compensés par une diminution de 15,2 M\$ de la charge d'impôt, du fait surtout d'une diminution du bénéfice net de la Société et d'une variation favorable des actifs d'impôt différé non comptabilisés au Chili, ce qui a été contrebalancé en partie par les ajustements comptabilisés au cours de l'exercice considéré relativement à l'impôt différé d'exercices antérieurs au Canada et au Chili, et par une diminution de 5,8 M\$ des charges financières découlant essentiellement de la baisse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro.

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 | Troisième trimestre de 2023 – Capital et ressources

L'augmentation du total des actifs comparativement au 31 décembre 2022 est en grande partie attribuable aux actifs acquis à la suite de l'acquisition de Sault Ste. Marie, aux activités de construction des projets Hale Kuawehi et Boswell Springs et des projets de stockage par batteries Salvador et San Andrés, à l'augmentation des débiteurs, laquelle découle surtout de la hausse des produits découlant de l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques, par rapport à décembre, à la hausse des charges payées d'avance et autres attribuable essentiellement au calendrier des versements, et à une hausse des liquidités soumises à des restrictions attribuable essentiellement à l'augmentation des comptes de paiement du service de la dette des installations chiliennes. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par les amortissements, par les modules solaires « Safe Harbor », classés comme étant des actifs détenus en vue de la vente en 2022 et vendus au cours du premier trimestre de 2023, par la cession des actifs des parcs solaires Kokomo et Spartan et par la baisse des actifs d'impôt différé, qui s'explique surtout par la réorganisation française réalisée avant la finalisation du partenariat avec Crédit Agricole Assurances, l'utilisation de pertes fiscales aux États-Unis et la réévaluation des actifs d'impôts différé pour deux entités au Chili.

L'augmentation du total des passifs par rapport au 31 décembre 2022 découle essentiellement de la hausse des prêts et emprunts à long terme attribuable aux prélèvements nets effectués pour la construction du projet Boswell Springs, du projet de stockage d'énergie par batteries Salvador et du projet de stockage d'énergie par batteries San Andrés, à l'acquisition de Sault Ste. Marie, ainsi qu'aux crédettes, en raison surtout du calendrier des intérêts à payer au Chili et du calendrier des paiements pour les installations en construction. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par les remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme.

La diminution des capitaux propres attribuables aux propriétaires en regard du 31 décembre 2022 est principalement attribuable aux dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées et aux distributions aux participations ne donnant pas le contrôle, compensés en partie par le total du résultat global.

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 30 septembre 2023 s'explique essentiellement par la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, y compris l'apport de l'acquisition de Sault Ste. Marie, et par le profit réalisé sur le règlement des swaps de taux d'intérêt dans le cadre du refinancement par Innergex de la dette sans recours de ses installations chiliennes au cours du troisième trimestre de 2022. La diminution a été contrebalancée en partie par la baisse des charges financières payées, qui découle surtout du calendrier de versement des intérêts pour certains emprunts liés aux projets et des intérêts versés lors du refinancement de l'ancienne dette sans recours au Chili en 2022, alors que les intérêts sur les obligations vertes du Chili sont payables deux fois par année en juin et décembre. Pour la période de douze mois close le 30 septembre 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 en raison du temps sec, aux régimes éoliens plus faibles des parcs éoliens du Québec, au paiement ponctuel de BC Hydro au titre de la réduction reçu au premier trimestre de 2022, et à une augmentation des intérêts payés attribuable aux acquisitions et aux activités de construction, facteurs partiellement compensés par l'apport des acquisitions aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et une diminution des flux de trésorerie disponibles attribués 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

Conclusion de l'engagement de participation au partage fiscal pour le projet éolien Boswell Springs

Le 19 octobre 2023, la Société a conclu un engagement de participation au partage fiscal de 322,7 M\$ US (441,6 M\$) pour le projet éolien Boswell Springs. Le produit sera reçu au moment de l'achèvement substantiel de la construction du projet et servira à rembourser le crédit-relais lié au partage fiscal précédemment conclu.

Conclusion de l'entente de partenariat à long terme pour une participation ne donnant pas le contrôle dans le portefeuille d'Innergex en France

Le 26 octobre 2023, la Société a conclu un partenariat à long terme avec Crédit Agricole Assurances, en lien avec Crédit Agricole Centre-Est, pour une participation minoritaire de 30 % dans le portefeuille d'Innergex en France, ce qui représente un investissement de 129,5 M€ (188,8 M\$). Le produit a été affecté à la réduction des facilités de crédit renouvelables d'Innergex et servira au financement des activités de développement de la Société au cours des prochaines années.

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	1 779	28 %	1 553	24 %	1 334	21 %	1 756	27 %	6 422	54 %
SOLAIRE	336	21 %	461	29 %	465	29 %	319	20 %	1 581	13 %
Total	2 653	22 %	3 270	28 %	3 018	25 %	2 899	24 %	11 840	100 %

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 8 novembre 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 30 septembre 2023, environ 11,2 % 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 13,1 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 30 septembre 2023		Période de trois mois close le 30 septembre 2022		Période de trois mois Variation de la production en %	Période de neuf mois close le 30 septembre 2023		Période de neuf mois close le 30 septembre 2022		Période de neuf mois Variation de la production en %
		Production (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	Production en % de la PMLT		Production (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	Production en % de la PMLT	
HYDRO-ÉLECTRIQUE	Québec	225 815	125 %	193 464	107 %	17 %	557 729	108 %	534 645	103 %	4 %
	Ontario	9 791	119 %	6 342	77 %	54 %	51 835	97 %	51 640	97 %	— %
	Colombie-Britannique	553 838	70 %	743 960	93 %	(26) %	1 433 416	79 %	1 599 160	88 %	(10) %
	États-Unis	106 683	142 %	58 229	78 %	83 %	330 276	115 %	263 600	92 %	25 %
	Chili	192 336	121 %	146 618	92 %	31 %	333 034	100 %	302 557	91 %	10 %
	Total partiel	1 088 463	89 %	1 148 613	94 %	(5) %	2 706 290	90 %	2 751 602	91 %	(2) %
ÉOLIEN	Québec	334 637	75 %	440 981	98 %	(24) %	1 387 134	84 %	1 661 599	101 %	(17) %
	France	119 465	99 %	115 120	81 %	4 %	504 275	104 %	452 936	85 %	11 %
	États-Unis	471 750	95 %	413 242	84 %	14 %	1 693 542	92 %	1 713 418	94 %	(1) %
	Chili ⁴	233 400	84 %	219 332	82 %	6 %	589 961	83 %	277 238	81 %	113 %
	Total partiel	1 159 252	86 %	1 188 675	88 %	(2) %	4 174 912	89 %	4 105 191	94 %	2 %
SOLAIRE	Ontario ⁵	39 718	102 %	13 431	112 %	196 %	91 349	97 %	32 323	105 %	183 %
	États-Unis	320 783	90 %	324 960	90 %	(1) %	772 496	82 %	815 599	86 %	(5) %
	Chili ³	46 223	61 %	60 792	80 %	(24) %	173 144	71 %	192 253	84 %	(10) %
	Total partiel	406 724	86 %	399 183	89 %	2 %	1 036 989	81 %	1 040 175	86 %	— %
PRODUCTION TOTALE¹		2 654 439	88 %	2 736 471	91 %	(3) %	7 918 191	88 %	7 896 968	92 %	— %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex		213 380	87 %	257 368	105 %	(17) %	433 493	96 %	446 453	99 %	(3) %
PRODUCTION PROPORTIONNELLE^{1,2}		2 867 819	88 %	2 993 839	92 %	(4) %	8 351 684	89 %	8 343 421	93 %	— %

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.

5. L'acquisition de Sault Ste. Marie a été conclue le 9 mars 2023.

La **production** pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023 s'est établie à 88 % de la PMLT. Ce résultat s'explique principalement par les débits d'eau faibles en Colombie-Britannique, par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne dans toutes les régions 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, des États-Unis et du Chili. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 87 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une production proportionnelle représentant 88 % de la PMLT.

La **production** pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 s'est établie à 88 % de la PMLT. Ce résultat s'explique principalement par les débits d'eau faibles en Colombie-Britannique, par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec et aux États-Unis, par des régimes éoliens plus faibles et la réduction économique aux parcs éoliens Sarco et Aurora 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 Curtis Palmer aux États-Unis. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 96 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une production proportionnelle représentant 89 % de la PMLT.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de mise en service

Le 30 octobre 2022, Innergex a procédé à la mise en service son projet de stockage par batteries Salvador de 50 MW/250 MWh (5 heures). L'installation, qui est située sur le site du parc solaire Salvador existant d'Innergex, dans le nord du Chili, a commencé ses activités d'exploitation et injecte de l'énergie dans le réseau. L'installation de batteries Salvador est le premier site de stockage par batteries à grande échelle d'Innergex et l'un des premiers installés au Chili.

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
Innavik (QC, Canada)	Hydroélectrique	50	7,5	54,7	40	2023
Stockage d'énergie par batteries San Andrés (Chili)	Stockage	100	Note 4	—	—	2023
Hale Kuawehi (Hawaii, É.-U.)	Solaire	100	30,0 ²	87,4 ³	25	2024
Boswell Springs (Wyoming, É.-U.)	Éolien	100	329,8	1 262,0	30	2024

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 35 MW/175 MWh (5 heures).

Le statut des projets suivants a été mis à jour :

Innavik

- Le projet a commencé à fournir de l'électricité à la communauté inuite d'Inukjuak au Nunavik, au Québec.
- La mise en service commerciale du projet est prévue pour le quatrième trimestre de 2023.

Stockage d'énergie par batteries San Andrés

- L'interconnexion est achevée.
- La demande de permis est en cours auprès du coordonnateur électrique national.
- La mise en service commerciale du projet est prévue pour le quatrième trimestre de 2023.

Hale Kuawehi

- Les activités de construction limitées ont repris sur le site.
- Le CAÉ avec HECO, la société de services publics locale, a été modifié et a été approuvé par la Public Utility Commission (« PUC »).
- La mise en service commerciale du projet est prévue au quatrième trimestre de 2024.

Boswell Springs

- Les activités de construction sont en avance sur le calendrier, et le site sera fermé pour la saison hivernale.
- Le financement de construction a été conclu en juillet 2023.
- Les investisseurs participant au partage fiscal se sont engagés en octobre 2023.
- La mise en service commerciale du projet est prévue pour le quatrième trimestre de 2024.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de développement

Innergex détient un portefeuille de projets au stade de développement d'une puissance installée brute d'environ 481,1 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
Mesgi'g Ugju's'n 2 (Canada)	Éolien	102,2	30	2026
Paeahu (Hawaii, É.-U.)	Solaire	15,0 ²	25	— ³
Palomino (Ohio, É.-U.)	Solaire	200,0	—	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
Frontera (Chili)	Hydroélectrique	109,0	— ¹	2028
Rucacura (Chili)	Hydroélectrique	3,0	— ¹	2025

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 :

Mesgi'g Ugju's'n 2 (« MU2 ») :

- Une entente d'interconnexion est en cours de négociation.
- La négociation du contrat de construction et l'achèvement des travaux géotechniques sont prévus au quatrième trimestre de 2024.
- L'étude d'impact environnemental a été présentée pour approbation.
- Des négociations sont en cours avec des fabricants d'éoliennes.

Paeahu :

- En attente d'une décision positive sur la contestation.

Palomino :

- Des discussions commerciales sont en cours avec divers preneurs intéressés.
- Un dépôt et une preuve liée à l'utilisation du terrain ont été déposés auprès de PJM pour l'interconnexion.
- Un bon de commande a été conclu pour la fourniture des panneaux solaires restants.

Lazenay :

- La construction commencera au quatrième trimestre de 2023.

Auxy Bois Régnier :

- L'appel est toujours en cours et l'interconnexion est prévue pour le premier trimestre de 2025.
- Les contrats d'interconnexion ont été signés.
- Le projet a renouvelé avec succès son CAÉ à des conditions de prix plus favorables dans le cadre du dernier appel d'offres pour de l'énergie éolienne terrestre en France.

Montjean 2 :

- 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 commercial du projet.

Frontera :

- Le processus d'octroi de permis pour le point de connexion de la ligne de transport est en cours et son tracé est à l'étude.

Rucacura :

- Le permis d'interconnexion a été approuvé.
- L'équipement électromécanique est en cours de négociation avec divers fournisseurs.

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		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	497	15	—	—	—	—	497	15
Solaire	480	6	—	—	—	—	480	6
Éolien	3 071	13	3 150	10	—	—	6 221	23
Stockage	100	1	—	—	—	—	100	1
Total partiel	4 148	35	3 150	10	—	—	7 298	45
ÉTATS-UNIS								
Solaire	349	3	300	1	685	4	1 334	8
Éolien	—	—	400	1	—	—	400	1
Hydrogène vert ²	5	1	—	—	—	—	5	1
Total partiel	354	4	700	2	685	4	1 739	10
FRANCE								
Solaire	—	—	42	3	86	1	128	4
Éolien	45	2	85	4	184	10	314	16
Total partiel	45	2	127	7	270	11	442	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	4 853	46	3 977	19	1 109	16	9 939	81
Variation par rapport au deuxième trimestre de 2023	(31)	(2)	+593	+3	+25	+2	+587	+3

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

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

Depuis le deuxième trimestre de 2023, deux nouveaux projets au Canada ont été ajoutés, pour une augmentation nette de 337 MW. Aux États-Unis, un projet d'une puissance de 250 MW a été ajouté. En France, les projets poursuivent leur progression au stade avancé. Au total, de nouveaux projets potentiels d'une puissance de 587 MW ont été ajoutés au cours du trimestre.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2023	2022	Variation		2023	2022	Variation	
Produits	277 056	258 389	18 667	7 %	726 367	666 858	59 509	9 %
Crédits d'impôt sur la production	15 123	10 339	4 784	46 %	53 681	48 153	5 528	11 %
Produits et crédits d'impôt sur la production	292 179	268 728	23 451	9 %	780 048	715 011	65 037	9 %
Charges d'exploitation	62 107	54 593	7 514	14 %	169 142	145 177	23 965	17 %
Frais généraux et administratifs	18 008	14 824	3 184	21 %	54 301	39 503	14 798	37 %
Charges liées aux projets potentiels	6 677	7 814	(1 137)	(15)%	18 078	17 622	456	3 %
Mise en œuvre de la solution d'ERP	3 175	542	2 633	486 %	9 093	542	8 551	1 578 %
Amortissements	102 434	82 953	19 481	23 %	273 365	242 297	31 068	13 %
Résultat d'exploitation	99 778	108 002	(8 224)	(8)%	256 069	269 870	(13 801)	(5) %
Charges financières	84 625	90 418	(5 793)	(6)%	259 966	233 978	25 988	11 %
Autres charges, montant net	4 402	3 226	1 176	36 %	861	1 928	(1 067)	(55) %
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées ¹	(13 076)	(15 654)	2 578	16 %	(12 787)	(14 668)	1 881	13 %
Variation de la juste valeur des instruments financiers	25 832	211	25 621	12 143 %	6 703	80 767	(74 064)	(92) %
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(6 386)	8 821	(15 207)	(172)%	(14 824)	6 405	(21 229)	(331) %
Bénéfice net (perte nette)	4 381	20 980	(16 599)	(79)%	16 150	(38 540)	54 690	142 %
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	9 085	23 269	(14 184)	(61)%	15 488	(36 318)	51 806	143 %
Participations ne donnant pas le contrôle	(4 704)	(2 289)	(2 415)	(106)%	662	(2 222)	2 884	130 %
	4 381	20 980	(16 599)	(79)%	16 150	(38 540)	54 690	142 %
Bénéfice net (perte nette) par action attribuable aux propriétaires, de base (\$)	0,04	0,11			0,06	(0,20)		
Bénéfice net (perte nette) par action attribuable aux propriétaires, dilué(e) (\$)	0,04	0,11			0,06	(0,20)		

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 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2023	2022	Variation	2023	2022	Variation
Production (MWh)	1 088 463	1 148 613	(5) %	2 706 290	2 751 602	(2) %
PMLT (MWh)	1 218 666	1 218 783	— %	3 013 476	3 013 749	— %
PMLT (%)	89 %	94 %	(5) %	90 %	91 %	(2) %
Produits	102 577	109 533	(6) %	269 531	275 563	(2) %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	22 447	23 599	(5) %	60 529	66 622	(9) %
BAIIA ajusté ¹	80 129	85 934	(7) %	209 001	208 941	— %
PROPORTIONNEL¹						
Production proportionnelle (MWh)	1 281 023	1 378 690	(7) %	3 063 816	3 112 093	(2) %
PMLT proportionnelle (%)	89 %	96 %	(7) %	91 %	92 %	(2) %
Produits proportionnels	124 501	134 065	(7) %	305 712	313 711	(3) %
BAIIA ajusté proportionnel	99 280	107 487	(8) %	237 980	239 451	(1) %

1. Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, la diminution de 6 % des produits du secteur de la production hydroélectrique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent s'explique principalement par la baisse de la production des centrales de la Colombie-Britannique et la baisse des prix au comptant des centrales au Chili. La diminution a été partiellement contrebalancée par l'accroissement de la production des centrales Curtis Palmer. La diminution de 5 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique essentiellement par la baisse des coûts d'entretien de certaines centrales de la Colombie-Britannique et du Chili. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a diminué de 7 % pour s'établir à 80,1 M\$.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, la diminution de 7 % 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 diminution de la production de la centrale Umbata Falls en Ontario et des centrales en Colombie-Britannique. 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 8 % pour s'établir à 99,3 M\$.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, la diminution de 2 % des produits du secteur de la production hydroélectrique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent s'explique principalement par la baisse de la production des centrales de la Colombie-Britannique, par le paiement de BC Hydro au titre de la réduction reçu au premier trimestre de 2022 et par la baisse des prix au comptant des centrales au Chili. La diminution a été compensée en partie par l'accroissement de la production des centrales Curtis Palmer. La diminution de 9 % 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 et du Chili. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ est stable par rapport à celui de la période correspondante de l'exercice précédent, à 209,0 M\$.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, la diminution de 3 % 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 diminution de la production des centrales de la Colombie-Britannique. 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 1 % pour s'établir à 238,0 M\$.

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

Secteur de la production éolienne	Périodes de trois mois closes les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2023	2022	Variation	2023	2022	Variation
Production (MWh)	1 159 252	1 188 675	(2) %	4 174 912	4 105 191	2 %
PMLT (MWh)	1 341 641	1 352 090	(1) %	4 679 874	4 348 497	8 %
PMLT (%)	86 %	88 %	(2) %	89 %	94 %	(5) %
Produits et crédits d'impôt sur la production	120 395	112 309	7 %	382 782	341 658	12 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	33 164	25 288	31 %	95 979	63 929	50 %
BAIIA ajusté ¹	87 232	87 021	— %	286 804	277 729	3 %
PROPORTIONNEL¹						
Production proportionnelle (MWh)	1 180 072	1 215 966	(3) %	4 250 879	4 191 153	1 %
Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels	123 140	115 661	6 %	392 983	352 681	11 %
PMLT proportionnelle (%)	86 %	88 %	(2) %	89 %	95 %	(6) %
BAIIA ajusté proportionnel	89 025	89 384	— %	294 317	285 914	3 %

1. Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, les produits et crédits d'impôt sur la production du secteur de la production éolienne ont augmenté de 7 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'accroissement de la production des parcs éoliens en France, aux États-Unis et au Chili, les prix favorables au parc Foard City et les nouveaux CAÉ des parcs éoliens en France. L'accroissement de la production aux États-Unis a généré une hausse des produits tirés des crédits d'impôt sur la production. Cette hausse a été compensée en partie par la baisse de la production des parcs éoliens du Québec et la baisse des prix nodaux au parc éolien Griffin Trail. L'augmentation de 31 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique essentiellement par l'incidence de la loi de finances rectificative de 2022 en France, par les coûts d'entretien exceptionnels de plusieurs parcs du Québec ainsi que par la hausse des charges d'exploitation aux États-Unis. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 0,2 % pour s'établir à 87,2 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, l'augmentation de 6 % des produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels¹ est attribuable essentiellement à la hausse des produits consolidés, laquelle a été légèrement compensée par les produits des coentreprises et des entreprises associées, qui ont diminué par rapport à ceux de la même période de l'an dernier du fait de la baisse 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 0,4 % pour s'établir à 89,0 M\$.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les produits et crédits d'impôt sur la production du secteur de la production éolienne ont augmenté de 12 % 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 et la hausse des produits tirés des nouveaux CAÉ des parcs éoliens en France et les prix favorables au parc Foard City. Cette hausse a été compensée en partie par la baisse de la production des parcs éoliens du Québec et par la baisse de la production et des prix nodaux au parc éolien Griffin Trail. L'augmentation de 50 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique essentiellement par les charges plus élevées en raison de l'incidence de la loi de finances rectificative de 2022 en France (6,7 M\$), de l'augmentation des coûts d'entretien des parcs du Québec, de l'acquisition d'Aela et de la hausse des charges d'exploitation aux États-Unis. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 3 % pour s'établir à 286,8 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, l'augmentation de 11 % des produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels¹ est attribuable essentiellement à la hausse des produits consolidés, laquelle a été légèrement compensée par les produits des coentreprises et des entreprises associées, qui ont diminué par rapport à ceux de la même période de l'an dernier du fait de la baisse 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 3 % pour s'établir à 294,3 M\$.

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

Secteur de la production solaire	Périodes de trois mois closes les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2023	2022	Variation	2023	2022	Variation
Production (MWh)	406 724	399 183	2 %	1 036 989	1 040 175	— %
PMLT (MWh)	472 191	447 056	6 %	1 277 634	1 205 873	6 %
PMLT (%)	86 %	89 %	(3) %	81 %	86 %	(5) %
Produits	69 207	46 886	48 %	127 735	97 790	31 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	8 896	6 446	38 %	18 385	17 552	5 %
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	25 154	23 861	5 %	26 205	35 920	(27) %
BAIIA ajusté ¹	35 157	16 579	112 %	83 145	44 318	88 %

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 30 septembre 2023, les produits du secteur de la production solaire ont augmenté de 48 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'acquisition de Sault Ste. Marie le 9 mars 2023 et par la hausse des prix de vente au parc solaire Phoebe. L'augmentation de 38 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs est attribuable surtout à l'accroissement des charges découlant de l'acquisition de Sault Ste. Marie et à la hausse des coûts d'entretien du parc solaire Phoebe. L'augmentation de la perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité est surtout attribuable à la hausse des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 112 % pour s'établir à 35,2 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les produits du secteur de la production solaire ont augmenté de 31 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'acquisition de Sault Ste. Marie le 9 mars 2023 et par la hausse des prix de vente aux parcs solaires Phoebe et Hillcrest. L'augmentation de 5 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs est attribuable surtout à l'acquisition de Sault Ste. Marie le 9 mars 2023 et à l'augmentation des coûts d'entretien du parc solaire Phoebe. La hausse est compensée en partie par la baisse des charges d'exploitation des parcs solaires chiliens en raison d'une modification de la réglementation qui a entraîné une réduction des frais liés aux droits de transport. La diminution de la perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité est surtout attribuable à la baisse des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 88 % pour s'établir à 83,1 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION |

Bénéfice net (perte nette)

Bénéfice net de 4,4 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,04 \$ par action) pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, comparativement à un bénéfice net de 21,0 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,11 \$ par action) pour la période correspondante de 2022.

La diminution de 16,6 M\$ du bénéfice net s'explique principalement par :

- une variation défavorable de 25,6 M\$ de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à la variation défavorable des courbes des taux de change à terme et à la hausse des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe en 2023 par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent;
- une augmentation de 19,5 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie.

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

- une diminution de 15,2 M\$ de la charge d'impôt, en raison essentiellement d'une diminution du bénéfice net de la Société et d'une variation favorable des actifs d'impôt différé non comptabilisés au Chili, ce qui a été contrebalancé en partie par les ajustements comptabilisés au cours de l'exercice considéré relativement à l'impôt différé d'exercices antérieurs au Canada et au Chili;
- une diminution de 5,8 M\$ des charges financières se rapportant surtout à une baisse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro.

Bénéfice net de 16,2 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,06 \$ par action) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, comparativement à une perte nette de 38,5 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,20 \$ 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, l'augmentation de 54,7 M\$ du bénéfice net s'explique principalement par :

- une variation favorable de 74,1 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, contrebalancée en partie par la variation défavorable des courbes des taux de change à terme en 2023 par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent;
- une diminution de 21,2 M\$ de la charge d'impôt, en raison essentiellement de la comptabilisation d'actifs d'impôt différé non comptabilisés antérieurement relativement à certaines entités chiliennes.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une augmentation de 31,1 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie;
- une augmentation de 26,0 M\$ des charges financières se rapportant surtout au refinancement de la dette sans recours au Chili au troisième trimestre de 2022 à la suite de l'acquisition d'Aela, compensée en partie par une baisse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro;
- une augmentation des frais généraux et administratifs, du fait surtout de l'acquisition d'Aela et de la hausse des salaires attribuable aux employés supplémentaires nécessaires pour soutenir le développement et la croissance de la Société.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION |

Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)

Le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée)¹ est une mesure qui a pour but d'éliminer l'incidence sur le bénéfice de certains instruments financiers dérivés et événements non récurrents, qui ne sont pas représentatifs de la performance d'exploitation de la Société. Le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée)¹ 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 au « bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)¹ » 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, mise en œuvre de la solution de planification des ressources de l'entreprise (« ERP »), 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 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 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Produits et crédit d'impôt sur la production	292 179	268 728	780 048	715 011
Charges :				
Charges d'exploitation	62 107	54 593	169 142	145 177
Frais généraux et administratifs	18 008	14 824	54 301	39 503
Charges liées aux projets potentiels	6 677	7 814	18 078	17 622
Amortissements	102 434	82 953	273 365	242 297
Bénéfice avant les éléments suivants :	102 953	108 544	265 162	270 412
Charges financières	84 625	90 418	259 966	233 978
Autres charges, montant net	4 746	5 266	1 239	5 142
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	(12 889)	(15 244)	(12 321)	(12 891)
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	25 154	23 861	26 205	35 920
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(3 881)	4 708	(15 040)	13 297
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) ¹	5 198	(465)	5 113	(5 034)

1. Le bénéfice net ajusté 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.

Bénéfice net ajusté¹ de 5,2 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, comparativement à une perte nette ajustée¹ de 0,5 M\$ 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, l'augmentation de 5,7 M\$ du bénéfice net ajusté¹ s'explique principalement par :

- une diminution de 5,8 M\$ des charges financières se rapportant surtout à une baisse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro.

Ce facteur a été en partie contrebalancé par :

- une augmentation de 19,5 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie;
- une augmentation de 8,6 M\$ du recouvrement d'impôt, en raison essentiellement d'une variation favorable des actifs d'impôt différé non comptabilisés au Chili, ce qui a été contrebalancé en partie par les ajustements comptabilisés au cours de l'exercice considéré relativement à l'impôt différé d'exercices antérieurs au Canada et au Chili;

Bénéfice net ajusté¹ de 5,1 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, comparativement à une perte nette ajustée¹ de 5,0 M\$ 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, l'augmentation de 10,1 M\$ du bénéfice net ajusté¹ s'explique principalement par :

- une augmentation de 28,3 M\$ du recouvrement d'impôt, attribuable essentiellement à une variation favorable des actifs d'impôt différé non comptabilisés au Chili et à la comptabilisation d'actifs d'impôt différé non comptabilisés antérieurement relativement à certaines entités chiliennes.

Ce facteur a été en partie contrebalancé par :

- une augmentation de 31,1 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie;
- une augmentation de 26,0 M\$ des charges financières se rapportant surtout au refinancement de la dette sans recours au Chili au troisième trimestre de 2022 à la suite de l'acquisition d'Aela, ce qui a été compensé en partie par une baisse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro;
- une augmentation des frais généraux et administratifs, du fait surtout de l'acquisition d'Aela et de la hausse des salaires attribuable aux employés supplémentaires afin de soutenir le développement et la croissance de la Société.

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

Attribution d'une perte de 4,7 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, comparativement à l'attribution d'une perte de 2,3 M\$ pour la période correspondante de 2022.

L'augmentation de 2,4 M\$ de la perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'explique essentiellement par :

- une baisse des produits des centrales Kwoiek Creek et Harrison Hydro, principalement attribuable à la diminution de la production;
- l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'Innergex Europe et de Mountain Air au quatrième trimestre de 2022.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par :

- une hausse des produits des centrales Curtis Palmer, attribuable surtout à l'accroissement de la production.

Attribution d'un bénéfice de 0,7 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, comparativement à l'attribution d'une perte de 2,2 M\$ pour la période correspondante de 2022.

L'augmentation de 2,9 M\$ du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'explique essentiellement par :

- une hausse des produits des centrales Curtis Palmer, attribuable surtout à l'accroissement de la production;
- 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.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par :

- une baisse des produits attribuable surtout à la diminution de la production des installations Mesgi'g Ugu's'n, Kwoiek Creek et Harrison Hydro;
- l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'Innergex Europe et de Mountain Air 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	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Capitaux propres¹		
Actions ordinaires ²	2 077 613	3 306 952
Actions privilégiées ³	77 310	87 640
Participations ne donnant pas le contrôle	136 878	170 232
	2 291 801	3 564 824
Prêts et emprunts à long terme¹		
Facilité de crédit renouvelable de la Société	767 558	718 232
Autres dettes de la Société	325 000	305 000
Dettes au niveau des projets	4 417 244	4 088 456
Financement par participation au partage fiscal	404 541	443 147
Débetures convertibles	284 493	282 678
Frais de financement différés	(78 374)	(78 303)
	6 120 462	5 759 210
	8 412 263	9 324 034

1. Les actions ordinaires et privilégiées sont présentées à leur juste valeur au 30 septembre 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 30 septembre 2023 et au 31 décembre 2022, multiplié par le cours de l'action en vigueur à la clôture du marché, soit 10,17 \$ (16,20 \$ en 2022).
3. Correspond au nombre d'actions privilégiées en circulation au 30 septembre 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 12,25 \$ et 17,83 \$, 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, 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 baisse 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 l'exercice.

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme s'explique essentiellement par les prélèvements nets effectués pour la construction du projet Boswell Springs, du projet de stockage d'énergie par batteries Salvador et du projet de stockage d'énergie par batteries San Andrés, ainsi que par l'acquisition de Sault Ste. Marie, facteurs compensés en partie par les remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme.

Le taux d'intérêt global effectif des prêts et emprunts à long terme de la Société était de 5,26 % au 30 septembre 2023 (5,06 % au 31 décembre 2022). L'augmentation est surtout attribuable aux nouveaux emprunts à des taux d'intérêt plus élevés.

Conventions de crédit – conditions financières et non financières significatives

Au 30 septembre 2023, la Société et ses filiales ont respecté l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ conclus par diverses filiales de la Société pourraient limiter la capacité de ces filiales de virer des fonds à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | 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 par participation au 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 du financement par 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 du financement par 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 du financement par 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 par participation 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 par participation au partage fiscal.
Distributions en trésorerie	Attribution en trésorerie à l'IPF, comptabilisée en réduction du financement par 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 30 septembre 2023, les installations bénéficiant du programme de CIP généraient 28 \$ 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	30 septembre 2023	31 décembre 2022
ACTIFS		
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	150 096	162 971
Liquidités soumises à restrictions	75 667	54 670
Autres actifs courants	331 483	250 301
Actifs détenus en vue de la vente	—	59 217
Total des actifs courants	557 246	527 159
Actifs non courants		
Immobilisations corporelles	6 410 332	6 212 371
Immobilisations incorporelles	1 316 328	1 268 960
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	137 906	135 786
Goodwill	177 871	139 676
Autres actifs non courants	353 038	318 475
Total des actifs non courants	8 395 475	8 075 268
Total des actifs	8 952 721	8 602 427
PASSIFS		
Passifs courants	577 964	650 824
Passifs non courants		
Prêts et emprunts à long terme	5 872 997	5 384 813
Autres passifs non courants	1 110 171	1 080 363
Total des passifs non courants	6 983 168	6 465 176
Total des passifs	7 561 132	7 116 000
CAPITAUX PROPRES		
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 254 711	1 316 195
Participations ne donnant pas le contrôle	136 878	170 232
Total des capitaux propres	1 391 589	1 486 427
	8 952 721	8 602 427

Éléments du fonds de roulement

Au 30 septembre 2023, le fonds de roulement¹ était négatif, à 20,7 M\$, comparativement à un fonds de roulement négatif de 123,7 M\$ au 31 décembre 2022, ce qui s'explique surtout par ce qui suit :

- Les actifs courants s'élevaient à 557,2 M\$ au 30 septembre 2023, en hausse de 30,1 M\$ comparativement au 31 décembre 2022, ce qui s'explique essentiellement par les actifs acquis dans le cadre de l'acquisition de Sault Ste. Marie, par une hausse de 36,1 M\$ des débiteurs, attribuable surtout à l'augmentation des produits découlant de l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques par rapport au mois de décembre, par une hausse de 25,4 M\$ des charges payées d'avance et autres principalement attribuable au calendrier de paiement, et par une hausse de 21,0 M\$ des liquidités soumises à restrictions attribuable surtout à l'augmentation des comptes de paiement du service de la dette des installations au Chili. L'augmentation des actifs courants a été contrebalancée en partie par les modules solaires « Safe Harbor », classés comme étant des actifs détenus en vue de la vente en 2022 et vendus au cours du premier trimestre de 2023, et par la baisse de 12,9 M\$ de la trésorerie (se reporter à la rubrique « Capital et liquidités – Flux de trésorerie » plus loin pour plus d'information).
- Les passifs courants s'élevaient à 578,0 M\$ au 30 septembre 2023, en baisse de 72,9 M\$ comparativement au 31 décembre 2022, en raison essentiellement d'une diminution de 126,5 M\$ de la partie courante des prêts et emprunts à long terme, qui a principalement trait au reclassement de l'emprunt à terme subordonné non garanti de 150,0 M\$ dans la partie non courante à la suite de son refinancement, ce qui a été partiellement contrebalancé 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 a été partiellement contrebalancée par une hausse de 52,7 M\$ des créditeurs, principalement en raison du calendrier des intérêts à payer au Chili et du calendrier des paiements pour les installations en construction.
- 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 30 septembre 2023, sur les 950,0 M\$ à sa disposition sur la facilité de crédit renouvelable, la Société avait prélevé 767,6 M\$ à titre d'avances de fonds, et un montant de 6,2 M\$ avait été affecté à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 176,2 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 8 395,5 M\$ au 30 septembre 2023, en hausse de 320,2 M\$ comparativement au 31 décembre 2022. L'augmentation est principalement attribuable à l'acquisition de Sault Ste. Marie, qui représente un ajout total de 197,7 M\$ aux immobilisations corporelles et incorporelles, et à une hausse de 30,0 M\$ du goodwill. 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 336,5 M\$, y compris l'évaluation initiale des actifs au titre de droits d'utilisation relatifs aux baux fonciers de Boswell Springs.

Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence favorable sur les actifs non courants (se reporter à la rubrique « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » plus loin pour plus d'information).

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par une dotation aux amortissements de 273,4 M\$, par la cession des parcs solaires Kokomo et Spartan et par une diminution de 11,5 M\$ des actifs d'impôt différé, ce qui s'explique essentiellement par la réorganisation française réalisée avant la finalisation du partenariat avec Crédit Agricole Assurances, l'utilisation de pertes fiscales aux États-Unis et la réévaluation des actifs d'impôts différé pour deux entités au Chili.

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

Passifs non courants

Les passifs non courants s'élevaient à 6 983,2 M\$ au 30 septembre 2023, en hausse de 518,0 M\$ comparativement au 31 décembre 2022. L'augmentation est essentiellement attribuable à une hausse de 488,2 M\$ de la partie non courante des prêts et emprunts à long terme, laquelle découle du reclassement de l'emprunt à terme subordonné non garanti de 150,0 M\$ dans la partie non courante à la suite de son refinancement, des prélèvements nets effectués pour la construction du projet Boswell Springs, du projet de stockage d'énergie par batteries Salvador et du projet de stockage d'énergie par batteries San Andrés, ainsi que de l'acquisition de Sault Ste. Marie. L'évaluation initiale de l'obligation locative liée à Boswell Springs a également contribué à l'augmentation des passifs non courants. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par les remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme.

Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence favorable 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).

Capitaux propres

Au 30 septembre 2023, les capitaux propres ont diminué de 94,8 M\$ par rapport à ceux du 31 décembre 2022, principalement en raison des dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées de 114,5 M\$ et des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle totalisant 33,4 M\$. La diminution a été partiellement compensée par le total du résultat global de 51,1 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 111,6 M\$ au 30 septembre 2023, contre un actif net de 25,3 M\$ au 31 décembre 2022. La variation favorable est principalement attribuable aux dérivés de couverture du taux d'intérêt, qui ont subi l'incidence favorable de l'augmentation des courbes de taux d'intérêt.

Arrangements hors bilan

Au 30 septembre 2023, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 369,5 M\$, y compris un montant de 6,2 M\$ au titre de ses facilités de crédit, 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 108,8 M\$ en vue principalement de garantir les activités de certains projets potentiels. Les garanties de société ont également servi à la sécurité des paiements en lien avec ses activités de développement à Hawaii et la construction de Boswell Springs, 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 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

En 2023, l'entrepreneur a inscrit des hypothèques légales d'un montant total de 61,3 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 ainsi que les intérêts qui s'y rattachent. La Société conteste de bonne foi cette réclamation et a entrepris des actions en justice pour faire retirer les hypothèques légales 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. Cette provision demeure inchangée au 30 septembre 2023.

Réclamation de Senvion GmbH dans le cadre d'une procédure en insolvabilité

En 2019, Senvion GmbH (« Senvion »), société allemande insolvable et fournisseur de services en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n d'Innergex, a déclaré faillite. Certaines des obligations de prestation en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes étaient couvertes, sous réserve des conditions préalables, par une lettre de crédit de 19,6 M\$. La Société s'est prévaluée de la totalité de cette somme le 27 avril 2021. Ce produit doit être utilisé pour pallier les obligations de prestation non satisfaites de Senvion en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes.

Le 17 mai 2023, Senvion a déposé une réclamation auprès de la Cour supérieure de justice de l'Ontario (la « Cour ») contre le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. et Mesgi'g Ugju's'n (MU) Wind Farm Inc. (ensemble, « MU »), alléguant que MU a prélevé un montant sur une lettre de crédit de 19,6 M\$ détenue en son nom, en violation de la suspension des procédures imposée par la Cour en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies*. La Société considère que cette procédure n'est pas fondée et conteste la réclamation. Aucune provision au titre de ce litige n'a été comptabilisée au 30 septembre 2023.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Flux de trésorerie

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION				
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	102 990	184 126	217 483	336 612
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT				
Entrées (sorties) de trésorerie liées aux activités de financement	60 310	(128 209)	76 324	221 545
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT				
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement	(140 278)	(63 311)	(304 811)	(507 998)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(2 562)	(676)	(1 871)	426
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	20 460	(8 070)	(12 875)	50 585
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	129 636	224 921	162 971	166 266
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période	150 096	216 851	150 096	216 851

Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 103,0 M\$, contre 184,1 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, dont l'apport de l'acquisition de Sault Ste. Marie, la diminution est principalement attribuable au profit réalisé sur le règlement des swaps de taux d'intérêt dans le cadre du refinancement par Innergex de la dette sans recours de ses installations chiliennes au troisième trimestre de 2022 ainsi qu'à la baisse du fonds de roulement hors trésorerie découlant surtout du calendrier. La diminution a été compensée en partie par la baisse des charges financières payées, du fait surtout du calendrier de versement des intérêts pour certains emprunts liés aux projets et des intérêts versés lors du refinancement de l'ancienne dette sans recours au Chili en 2022, alors que les intérêts sur les obligations vertes du Chili sont payables deux fois par année en juin et décembre.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 217,5 M\$, contre 336,6 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, dont l'apport respectif des acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie, la diminution est principalement attribuable au profit réalisé sur le règlement des swaps de taux d'intérêt dans le cadre du refinancement par Innergex de la dette sans recours de ses installations chiliennes au troisième trimestre de 2022, ainsi qu'à l'augmentation des charges financières payées, qui découle surtout des obligations vertes du Chili, de l'acquisition de Sault Ste. Marie et du calendrier de versement des intérêts pour certains emprunts de sociétés et emprunts liés aux projets.

Entrées (sorties) de trésorerie liées aux activités de financement

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 60,3 M\$, par rapport à des sorties de trésorerie liées aux activités de financement de 128,2 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation découle essentiellement de l'augmentation nette de 106,7 M\$ des prêts et emprunts à long terme en 2023, surtout attribuable aux prélèvements nets effectués pour la construction du projet Boswell Springs, en partie contrebalancée par les remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme, contre une baisse nette de 82,1 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par les remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 76,3 M\$, par rapport à 221,5 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution s'explique surtout 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\$. La diminution a été partiellement contrebalancée par l'augmentation nette de 231,3 M\$ des prêts et emprunts à long terme en 2023, ce qui s'explique essentiellement par les prélèvements nets effectués pour la construction du projet Boswell Springs, du projet de stockage d'énergie par batteries Salvador et du projet de stockage d'énergie par batteries San Andrés, ainsi que par l'acquisition de Sault Ste. Marie, facteurs compensés en partie par les remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme. Ces chiffres se comparent à une augmentation nette de 184,1 M\$ en 2022, laquelle s'explique principalement par les acquisitions de San Andrés et d'Aela et le refinancement de la dette sans recours des installations chiliennes conclu au troisième trimestre de 2022 à la suite de l'acquisition d'Aela, facteurs partiellement compensés par les remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme.

Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 140,3 M\$, par rapport à 63,3 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation s'explique principalement par les ajouts aux immobilisations corporelles effectués pour le projet éolien Boswell Springs et les projets de stockage d'énergie par batteries San Andrés et Salvador en 2023.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 304,8 M\$, par rapport à 508,0 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution s'explique principalement par la contrepartie versée pour l'acquisition de Sault Ste. Marie en 2023, par rapport à la contrepartie versée pour les acquisitions d'Aela et de San Andrés en 2022, par le produit tiré de la vente des modules solaires « Safe Harbor » au cours du premier trimestre de 2023 et par les paiements de résiliation de contrats de fourniture des systèmes de stockage d'énergie par batteries reçus au deuxième trimestre de 2023. La diminution a été partiellement compensée par les ajouts aux immobilisations corporelles effectués pour le projet éolien Boswell Springs et les projets de stockage d'énergie par batteries San Andrés et Salvador en 2023, comparativement aux ajouts aux immobilisations corporelles effectués essentiellement pour le projet solaire Hale Kuawehi en 2022.

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.

	Périodes de douze mois closes les 30 septembre	
Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution ¹	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ²	311 114	412 447
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>		
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	39 913	24 525
Charges liées aux projets potentiels	25 196	27 331
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite du produit de cession	(27 293)	(9 936)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(174 507)	(167 578)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ³	(30 230)	(39 811)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 632)	(5 632)
Refinancement du portefeuille au Chili - incidence de la couverture ⁵	5 214	765
<i>Ajouter (déduire) les éléments spécifiques suivants⁴ :</i>		
Profit réalisé sur la résiliation de swaps de taux d'intérêt ⁵	(59)	(72 053)
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	19 630	17 224
Profit réalisé sur la couverture de base de Phoebe	—	(955)
Flux de trésorerie disponibles¹	121 200	186 327
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	147 024	144 862
Ratio de distribution¹	121 %	78 %
Ratio de distribution normalisé¹	75 % - 82 %	

1. Les flux de trésorerie disponibles, le ratio de distribution et le ratio de distribution normalisé 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 30 septembre 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. 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.
5. Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2022, 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.
6. Pour la période de douze mois close le 30 septembre 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 30 septembre 2023, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles¹ de 121,2 M\$, comparativement à 186,3 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les flux de trésorerie disponibles¹ ont diminué de 65,1 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 en raison du temps plus sec, aux régimes éoliens plus faibles des parcs éoliens du Québec 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 au refinancement de la dette sans recours au Chili au troisième trimestre de 2022 à la suite de l'acquisition d'Aela et aux récentes acquisitions de Sault Ste. Marie, de Mountain Air et en France;
- une augmentation des dépenses en immobilisations liées à l'entretien, principalement en raison des acquisitions récentes, des dommages récents causés par les intempéries à l'installation Foard City et du remplacement de composantes principales dans les parcs éoliens du Québec.

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 moyens du marché liés à certaines installations aux États-Unis et au Chili;
- une diminution des flux de trésorerie disponibles attribués 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.

Ratio de distribution

Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2023, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 121 % des flux de trésorerie disponibles¹, comparativement à 78 % pour la même période de l'an dernier.

Ratio de distribution normalisé

Si les niveaux de production avaient égalé leur moyenne à long terme au cours de la période de douze mois close le 30 septembre 2023, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution se seraient établis dans une fourchette de 180 M\$ à 195 M\$ et de 75 % à 82 %, respectivement.

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 30 septembre 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	1 377 051	3,6	6,1	37,8
Dette au niveau des projets				
Obligations vertes du Chili	959 920	12,7	12,3	35,1
Hydroélectrique	1 641 023	26,0	25,1	64,4
Éolien	1 347 415	9,8	9,1	20,9
Solaire	468 886	3,9	9,2	27,3
Financement par participation au partage fiscal	404 541	6,0	8,4	27,2
	6 198 836	13,1	13,1	40,2

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 30 septembre 2023, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution se seraient établis respectivement à 150,1 M\$ et à 98 % (231,1 M\$ et 63 %, 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		
	7 novembre 2023	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Nombre d'actions ordinaires	204 321 381	204 288 402	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 7 novembre 2023 et depuis le 30 septembre 2023, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est attribuable à l'émission de 32 979 actions ordinaires en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 30 septembre 2023, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 décembre 2022 était attribuable à l'émission de 155 569 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 30 septembre				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2023		2022		2023		2022	
	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	0,1800	36 772	0,1800	36 741	0,5400	110 280	0,5400	110 213
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,2028	689	0,2028	689	0,6083	2 068	0,6083	2 068
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	0,3594	719	0,3594	719	1,0781	2 156	1,0781	2 156

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 15 janvier 2024 :

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
8 novembre 2023	31 décembre 2023	15 janvier 2024	0,1800 \$	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, la mise en œuvre de la solution d'ERP, 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 30 septembre 2023			Période de trois mois close le 30 septembre 2022		
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel
Produits	277 056	24 669	301 725	258 389	27 884	286 273
Crédits d'impôt sur la production	15 123	—	15 123	10 339	—	10 339
Produits et crédits d'impôt sur la production	292 179	24 669	316 848	268 728	27 884	296 612
Résultat d'exploitation	99 778	16 919	116 697	108 002	19 690	127 692
Amortissements	102 434	4 025	106 459	82 953	4 228	87 181
Mise en œuvre de la solution d'ERP	3 175	—	3 175	542	—	542
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	(25 154)	—	(25 154)	(23 861)	—	(23 861)
BAIIA ajusté	180 233	20 944	201 177	167 636	23 918	191 554

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2023			Période de neuf mois close le 30 septembre 2022		
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel
Produits	726 367	46 382	772 749	666 858	49 171	716 029
Crédits d'impôt sur la production	53 681	—	53 681	48 153	—	48 153
Produits et crédits d'impôt sur la production	780 048	46 382	826 430	715 011	49 171	764 182
Résultat d'exploitation	256 069	24 281	280 350	269 870	26 049	295 919
Amortissements	273 365	12 211	285 576	242 297	12 646	254 943
Mise en œuvre de la solution d'ERP	9 093	—	9 093	542	—	542
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	(26 205)	—	(26 205)	(35 920)	—	(35 920)
BAIIA ajusté	512 322	36 492	548 814	476 789	38 695	515 484

Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)

Les références au « bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) » visent le bénéfice net (la perte nette) de la Société, auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés, perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt, profit réalisé sur les contrats de change à terme, pertes de valeur, mise en œuvre de la solution d'ERP, 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.

Le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) est une mesure qui a pour but d'éliminer l'incidence sur le bénéfice de certains instruments financiers dérivés et 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 le bénéfice net ajusté (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 le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Pour plus d'information, se reporter à la section 3 « Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) ».

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

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Bénéfice net (perte nette)	4 381	20 980	16 150	(38 540)
Ajouter (déduire) :				
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	(292)	(300)	(731)	(1 305)
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	678	48 026	(15 790)	116 523
(Profit) perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	—	(71 676)	(3 712)	(71 676)
Mise en œuvre de la solution d'ERP	3 175	542	9 093	542
Profit réalisé sur les contrats de change à terme	(344)	(2 040)	(378)	(3 214)
Charge (recouvrement) d'impôt lié(e) aux éléments ci-dessus	(2 400)	4 003	481	(7 364)
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)	5 198	(465)	5 113	(5 034)

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

	Période de trois mois close le 30 septembre 2023			Période de trois mois close le 30 septembre 2022			Période de neuf mois close le 30 septembre 2023			Période de neuf mois close le 30 septembre 2022		
	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS
Produits	277 056	—	277 056	258 389	—	258 389	726 367	—	726 367	666 858	—	666 858
Crédits d'impôt sur la production	15 123	—	15 123	10 339	—	10 339	53 681	—	53 681	48 153	—	48 153
Charges d'exploitation	62 107	—	62 107	54 593	—	54 593	169 142	—	169 142	145 177	—	145 177
Frais généraux et administratifs	18 008	—	18 008	14 824	—	14 824	54 301	—	54 301	39 503	—	39 503
Charges liées aux projets potentiels	6 677	—	6 677	7 814	—	7 814	18 078	—	18 078	17 622	—	17 622
Mise en œuvre de la solution d'ERP	3 175	(3 175)	—	542	(542)	—	9 093	(9 093)	—	542	(542)	—
Amortissements	102 434	—	102 434	82 953	—	82 953	273 365	—	273 365	242 297	—	242 297
Résultat d'exploitation	99 778	3 175	102 953	108 002	542	108 544	256 069	9 093	265 162	269 870	542	270 412
Charges financières	84 625	—	84 625	90 418	—	90 418	259 966	—	259 966	233 978	—	233 978
Autres charges, montant net	4 402	344	4 746	3 226	2 040	5 266	861	378	1 239	1 928	3 214	5 142
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(13 076)	187	(12 889)	(15 654)	410	(15 244)	(12 787)	466	(12 321)	(14 668)	1 777	(12 891)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	25 832	(678)	25 154	211	23 650	23 861	6 703	19 502	26 205	80 767	(44 847)	35 920
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(6 386)	2 505	(3 881)	8 821	(4 113)	4 708	(14 824)	(216)	(15 040)	6 405	6 892	13 297
Bénéfice net (perte nette)	4 381	817	5 198	20 980	(21 987)	(465)	16 150	(11 037)	5 113	(38 540)	32 964	(5 034)

Flux de trésorerie disponibles, ratio de distribution et ratio de distribution normalisé

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 d'ERP 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.

Les références au « ratio de distribution normalisé » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles estimés selon l'hypothèse que les niveaux de production avaient égalé leur moyenne à long terme dans tous les territoires, à l'exception du Chili. 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, et ce indépendamment des effets circonstanciels sur la production. Le ratio de distribution normalisé est utilisé par les investisseurs dans cette optique.

6- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Secteurs géographiques – Produits

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Produits et crédits d'impôt sur la production				
Canada	117 308	121 982	325 512	341 245
États-Unis	111 759	86 482	259 082	230 587
Chili	44 333	44 290	115 327	83 744
France	18 779	15 974	80 127	59 435
	292 179	268 728	780 048	715 011

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

	Aux	
	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 375 463	3 246 979
États-Unis	2 482 060	2 364 160
Chili	1 614 110	1 549 679
France	717 124	753 161
	8 188 757	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							
	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021
Production (MWh)	2 654 439	2 951 098	2 312 655	2 357 039	2 736 471	2 855 891	2 304 600	2 583 157
Produits et crédits d'impôt sur la production	292,2	269,5	218,3	220,2	268,7	238,5	207,7	218,8
Résultat d'exploitation	99,8	93,3	65,5	(4,7)	108,5	92,5	69,3	76,0
BAIIA ajusté ¹	180,2	187,0	145,1	135,4	167,6	159,3	149,8	152,0
Bénéfice net (perte nette)	4,4	24,8	(13,0)	(52,6)	21,0	(24,6)	(34,9)	5,7
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	9,1	20,7	(14,3)	(45,3)	23,3	(25,2)	(34,4)	(2,3)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère, de base (\$/action)	0,04	0,10	(0,08)	(0,23)	0,11	(0,13)	(0,18)	(0,02)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère, dilué(e) (\$/action)	0,04	0,10	(0,08)	(0,23)	0,11	(0,13)	(0,18)	(0,02)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	36,8	36,8	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	34,6
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
Produits présentés antérieurement	203,6	258,4	219,7	188,7	202,4
Crédits d'impôt sur la production	16,6	10,3	18,8	19,0	16,4
Produits et crédits d'impôt sur la production	220,2	268,7	238,5	207,7	218,8
BAIIA ajusté ¹ présenté antérieurement	120,4	181,2	152,9	130,5	137,3
Crédits d'impôt sur la production	16,6	10,3	18,8	19,0	16,4
(Perte réalisée) profit réalisé sur les couvertures du prix de l'électricité	(1,6)	(23,9)	(12,3)	0,3	(1,7)
BAIIA ajusté ¹	135,4	167,6	159,3	149,8	152,0

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.

La Société a également reclassé les charges liées à la mise en œuvre de la solution de planification des ressources de l'entreprise (« ERP ») du montant net des autres charges vers un poste distinct dans le compte de résultat, de manière à refléter l'ajout d'un total partiel pour le résultat d'exploitation.

Le tableau suivant présente un résumé des reclassements :

	Période de trois mois close le 30 septembre 2022			Période de neuf mois close le 30 septembre 2022		
	Ancienne présentation	Ajustement	Présentation modifiée	Ancienne présentation	Ajustement	Présentation modifiée
Produits	258 389	—	258 389	666 858	—	666 858
Crédits d'impôt sur la production	—	10 339	10 339	—	48 153	48 153
Produits et crédits d'impôt sur la production	s. o.	s. o.	268 728	s. o.	s. o.	715 011
Charges						
Charges d'exploitation	54 593	—	54 593	145 177	—	145 177
Frais généraux et administratifs	14 824	—	14 824	39 503	—	39 503
Projets potentiels	7 814	—	7 814	17 622	—	17 622
Mise en œuvre de la solution d'ERP	—	542	542	—	542	542
Amortissements	82 953	—	82 953	242 297	—	242 297
Résultat d'exploitation	s. o.	s. o.	108 002	s. o.	s. o.	269 870
Charges financières	90 418	—	90 418	233 978	—	233 978
Autres (produits) charges, montant net	(6 571)	9 797	3 226	(45 683)	47 611	1 928
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(15 654)	—	(15 654)	(14 668)	—	(14 668)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	211	—	211	80 767	—	80 767
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat	29 801	—	29 801	(32 135)	—	(32 135)
Charge d'impôt sur le résultat	8 821	—	8 821	6 405	—	6 405
Bénéfice net (perte nette)	20 980	—	20 980	(38 540)	—	(38 540)

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 juillet 2023 et close le 30 septembre 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 neuf mois close le 30 septembre 2023
Produits	26 482
Bénéfice net	5 611
Total du résultat global	9 654

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 30 septembre 2023
Actifs courants	17 531
Actifs non courants	221 690
	239 221
Passifs courants	21 983
Passifs non courants	164 636
Capitaux propres	52 601
	239 221

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 et les crédits d'impôt sur la production estimés prévus, les produits et crédits d'impôt sur la production 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 par participation au 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.

RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

Siège social

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

Relations avec les investisseurs

Jean Trudel
Chef de la direction
financière
Kristine Labrunye
Analyste principale -
Relations avec les
investisseurs
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 204 288 402 actions ordinaires émises et en circulation, dont le prix de clôture était de 10,17 \$ l'action, au 30 septembre 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.

Débetures convertibles - TSX : INE.DB.B

Innergex énergie renouvelable inc. a des débetures 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 débetures 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 débetures. Les débetures convertibles arriveront à échéance le 30 juin 2025 et sont rachetables depuis le 30 juin 2021.

Débetures convertibles - TSX : INE.DB.C

Innergex énergie renouvelable inc. a des débetures 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 débetures 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 débetures. Les débetures 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'acquiescer 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.