

Rapport annuel 2022



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 débentures convertibles sous les symboles INE.DB.B et INE.DB.C.

Table des matières

6	Message aux actionnaires
17	Rapport de gestion
90	Responsabilité de l'information financière
91	Rapport des auditeurs indépendants
97	États financiers consolidés
103	Notes afférentes aux états financiers consolidés

Créer un monde meilleur grâce à l'énergie renouvelable

L'équipe d'Innergex remplit sa mission en adoptant un modèle d'affaires durable qui assure un équilibre entre les personnes, notre planète et la prospérité.



Personnes

Nous sommes une équipe de personnes passionnées qui établissent des partenariats solides avec les collectivités locales.



Planète

Nous sommes convaincus que l'énergie renouvelable fait partie de la solution aux changements climatiques.



Prospérité

Nous générons de la valeur pour nos employés, nos actionnaires, nos partenaires et nos communautés d'accueil.

Vue d'ensemble

538

employés

84

installations
d'énergie propre

4

pays

40

centrales
hydroélectriques
au fil de l'eau

35

parcs
éoliens

8

parcs
solaires

1

installation de
stockage d'énergie
par batteries

Puissance installée nette de

4 184 MW

Total des actifs de

8,6 G\$

Énergie produite proportionnelle de

10 792 GWh

Faits saillants de l'exercice

Janvier	Acquisition de San Andrés SpA, un parc solaire de 50,6 MW situé au Chili
Février	Conclusion d'un financement par voie de prise ferme de capitaux propres de 172,5 M\$ et d'un placement privé concurrent de 37 M\$
Mars	Vente du parc éolien Shannon situé au Texas Lancement d'une chaire de recherche sur l'hydrogène en partenariat avec l'Université du Québec à Trois-Rivières
Avril	Nomination d'un nouveau chef de la direction financière
Mai	Lancement de deux projets de stockage d'énergie par batteries au Chili pour lesquels des systèmes de batteries ont été achetées
Juin	Acquisition d'Aela, trois parcs éoliens au Chili d'une puissance installée de 332 MW Classement d'Innergex au 2 ^e rang des 50 meilleures entreprises citoyennes du Canada en 2022 selon Corporate Knights
Juillet	Mise en service de la première installation de stockage d'énergie par batteries d'Innergex en France
Août	Réalisation du refinancement du portefeuille au Chili d'Innergex avec l'émission d'obligations vertes d'un montant de 912,6 M\$ CA au Chili Conclusion d'un contrat d'achat d'électricité à long terme pour le projet éolien Boswell Springs situé dans le Wyoming, aux États-Unis
Septembre	Tenue de la journée des investisseurs 2022 d'Innergex
Octobre	Acquisition de la participation restante dans le portefeuille éolien d'Innergex en France, ce qui a permis d'ajouter une puissance installée nette de 98,7 MW
Novembre	Publication du premier rapport d'Innergex conforme aux principes du Groupe de travail sur la divulgation de l'information financière relative aux changements climatiques (le « GIFCC »)
Décembre	Obtention de la Certification Parité Bronze de La Gouvernance au Féminin Acquisition de la participation restante dans le portefeuille éolien Mountain Air d'Innergex en Idaho, ce qui a permis d'ajouter une puissance installée nette de 52 MW

Données clés

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

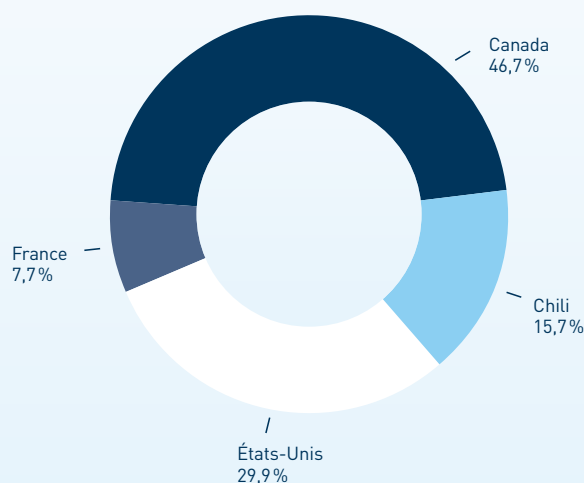
Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues et n'ont pas de signification prescrite selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

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

Indicateurs de rendement clés sur le plan de l'exploitation

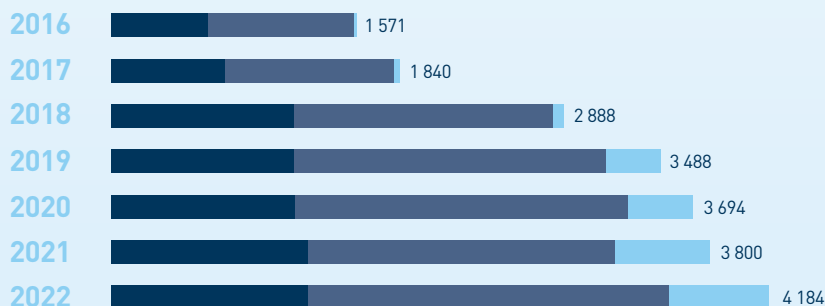
Au 22 février 2023, la Société comptait quatre secteurs géographiques et trois secteurs opérationnels.

Puissance installée brute par pays



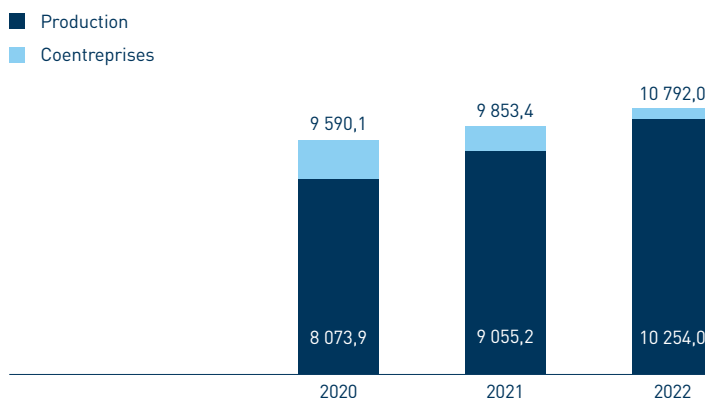
Puissance installée brute par source d'énergie (MW)

- Hydroélectrique
- Éolien
- Solaire

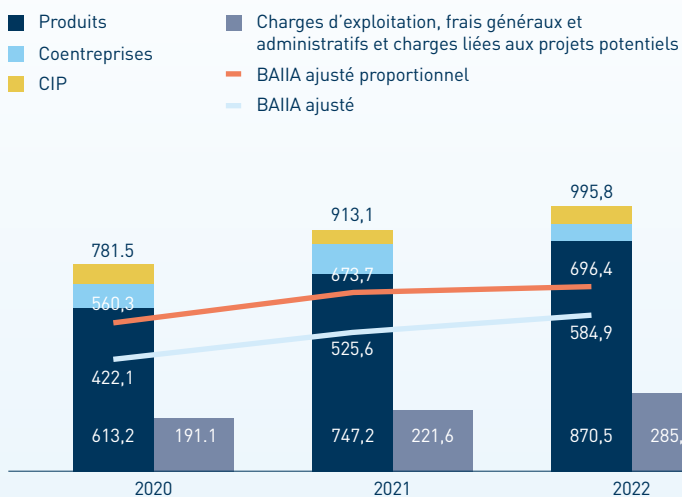


Indicateurs de rendement clés financiers

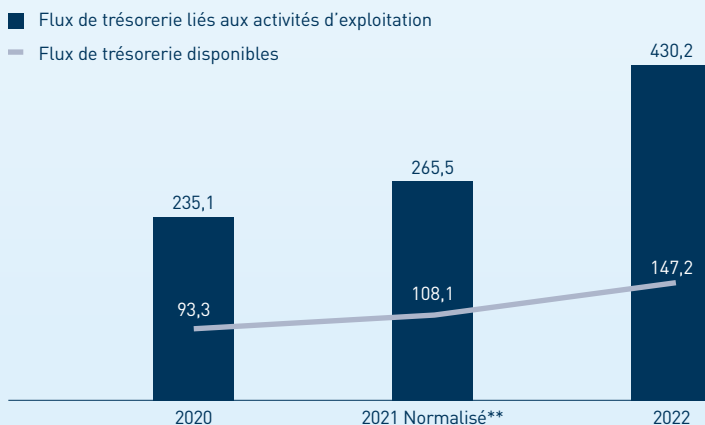
Production et production proportionnelle (GWh) (M\$)**



Produits et produits proportionnels BAIIA ajusté et BAIIA ajusté proportionnel (M\$)**



Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et flux de trésorerie disponibles (M\$)**



** Certaines données clés 2021 ont subi l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous référer à la section « Événements de février 2021 au Texas » pour obtenir plus d'information.

Message aux actionnaires

Prêts à tirer parti de la transition énergétique mondiale

La transition vers l'énergie propre est en marche et ne faiblira pas. Selon l'Agence internationale de l'énergie, la croissance de la demande énergétique devrait être presque entièrement satisfaite par les énergies renouvelables, qui deviendront la première source de production d'électricité à l'échelle mondiale d'ici 2025¹, et ce n'est que le début.

Les gouvernements du monde entier adoptent de nouvelles politiques qui ouvrent des perspectives inédites pour favoriser le déploiement rapide de nouveaux projets d'énergie renouvelable.

Au Canada, le gouvernement élabore actuellement une réglementation en vue d'atteindre son ambitieux objectif d'approvisionnement en électricité carboneutre d'ici 2035² et propose d'instaurer un crédit d'impôt à l'investissement de 30% pour les technologies propres, notamment l'hydro-électricité au fil de l'eau, l'énergie éolienne, l'énergie solaire et le stockage d'énergie par batteries³. Ces mesures joueront vraisemblablement un rôle déterminant pour les projets d'énergie renouvelable au pays, dans la mesure où la demande pour de l'électricité abordable et un réseau propre devrait fortement augmenter dans les provinces.

Au Québec par exemple, la société Hydro-Québec prévoit des besoins pour un approvisionnement supplémentaire de 100 TWh en électricité propre d'ici 2050⁴. Cette prévision, qui émane d'une province dépendant presque entièrement de l'hydroélectricité non émettrice, nous montre que la transition énergétique ne consiste plus seulement à décarboniser les réseaux électriques, mais aussi à décarboniser l'ensemble du système énergétique (y compris les systèmes de chauffage, les transports et les processus industriels) en utilisant davantage d'électricité propre.

Aux États-Unis, la loi sur la réduction de l'inflation (*Inflation Reduction Act* ou « IRA »), qui prévoit un investissement de 370 G\$ US⁵ dans l'énergie et les solutions propres, procure au secteur une stabilité et une prévisibilité à long terme qu'il n'avait jamais connues auparavant. Sur une période de dix ans, des crédits d'impôt attractifs pour l'énergie éolienne, l'énergie solaire et le stockage d'électricité rendront l'énergie renouvelable plus concurrentielle que jamais et inciteront les entreprises de services publics à intégrer les énergies renouvelables dans leur mix énergétique.

En outre, l'invasion illégale de l'Ukraine par la Russie en 2022 a déclenché une crise énergétique mondiale. Au moment où les prix du charbon et du méthane ont atteint des niveaux record et où les prix du pétrole ont fortement augmenté, l'Europe a décidé d'accélérer sa transition vers les énergies renouvelables pour garantir l'accès à un approvisionnement suffisant en énergie propre et abordable. Dans ce contexte, énergies renouvelables et sécurité et indépendance énergétiques ne font désormais plus qu'un.

En France, le gouvernement cherche à accroître la part des énergies renouvelables dans son mix énergétique, et des mesures visant à accélérer les étapes de développement des projets d'énergie renouvelable sont à l'étude.

Le Chili s'est fixé l'objectif ambitieux de convertir 70% de sa consommation d'énergie totale en énergie renouvelable d'ici 2030 et s'est engagé à devenir carboneutre d'ici 2050⁶. La quote-part de la production d'électricité à partir de sources renouvelables a ainsi atteint 56% de toute l'énergie produite en 2022, contre 46% en 2021⁷, ce qui est un progrès remarquable.

Compte tenu du virage mondial vers la carboneutralité et la transparence en matière d'émissions de gaz à effet de serre, le secteur privé est lui aussi à l'origine d'une hausse rapide de la demande d'énergie renouvelable par l'intermédiaire des contrats d'achat d'électricité (« CAÉ »), alors que la communauté financière mise sur les investissements dans les infrastructures propres.

Les perspectives du marché des énergies renouvelables sont plus favorables que jamais et ouvriront de nombreuses possibilités aux acteurs du secteur des énergies renouvelables comme Innergex pour répondre à la demande croissante. Nous sommes prêts à répondre à cette demande et c'est avec grand optimisme que nous envisageons l'avenir.

¹ Source : <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>

² Source : <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/registre-environnemental-loi-canadienne-protection-atteindre-zero-emission-nette-production-electricite-document-discussion.html>

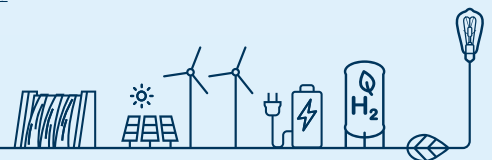
³ Source : <https://www.budget.canada.ca/fes-eea/2022/report-rapport/chap2-fr.html>

⁴ Source : <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2022-03-25>

⁵ Source : <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2022/12/Inflation-Reduction-Act-Guidebook.pdf>

⁶ Source : <https://www.weforum.org/agenda/2023/01/how-chile-is-becoming-a-leader-in-renewable-energy/>

⁷ Source : <http://generadoras.cl/prensa/la-electricidad-y-el-impulso-renovable-como-condicion-para-el-desarrollo>



Faire partie de la solution

En dépit des perturbations de la chaîne d'approvisionnement à l'échelle mondiale en 2022, notre équipe a réussi à faire progresser le développement de nouveaux projets et a réalisé des avancées significatives sur plusieurs projets.

En 2022, nous avons mis en service Tonnerre, notre première installation de stockage par batteries autonome en France, ce qui nous a donné de précieuses perspectives et nous a permis de faire passer de l'étape du développement à l'étape de la construction notre système de stockage d'énergie par batterie Salvador, un projet d'une capacité de 50 MW/250 MWh (5 heures de stockage) situé au Chili, et ce en un temps record. San Andrés (35 MW/175 MWh, 5 heures de stockage), un autre système de stockage d'énergie par batterie au Chili, est également en cours de développement. Nous sommes très fiers de la croissance de notre portefeuille de stockage et de l'expertise que nous en tirons.

La construction sur le site de notre projet hydroélectrique au fil de l'eau Innavik de 7,5 MW progresse bien elle aussi, plusieurs jalons ayant été franchis, et la mise en service est prévue pour le troisième trimestre de 2023. Ce projet incarne toutes nos valeurs et démontre que notre modèle d'affaires durable fondé sur l'équilibre des 3P, soit les personnes, la planète et la prospérité, peut créer de la richesse et bénéficier aux collectivités et à l'environnement. Ce projet permettra non seulement à la collectivité de retirer des avantages économiques, mais également d'améliorer la qualité de l'air en remplaçant le diesel utilisé pour produire de l'électricité et chauffer les maisons par de l'énergie renouvelable.

Aux États-Unis, nous poursuivons notre développement sur plusieurs plans, notamment par notre projet éolien Boswell Springs situé dans l'est du Wyoming, pour lequel nous avons signé un CAÉ d'une durée de 30 ans pour 320 MW avec PacifiCorp qui produira des rendements stables à long terme. Parmi les autres étapes franchies dans le cadre de ce projet, citons l'acquisition des turbines de GE Renewable Energy, l'achèvement du processus d'obtention des permis et la sélection de l'entrepreneur en construction. Les activités de construction sur site s'intensifieront dans les mois à venir

et, lors de sa mise en service prévue au quatrième trimestre 2024, le projet éolien devrait contribuer à améliorer les flux de trésorerie disponibles⁸ par action d'Innergex.

Par ailleurs, notre équipe recherche activement des occasions de développement et d'acquisition au Canada, aux États-Unis, en France et au Chili. Au total, notre portefeuille compte à l'heure actuelle des projets potentiels d'une capacité de 8701 MW, dont une capacité de 1093 MW est à un stade avancé.

Au Chili, nous sommes devenus l'un des plus importants producteurs d'énergie exclusivement renouvelable du pays grâce à l'acquisition du parc solaire San Andrés (50,6 MW) et du portefeuille éolien Aela (332 MW), ce qui nous a permis de réaliser un refinancement de 1,032 G\$ de la dette sans recours du portefeuille chilien, le plus grand placement privé des dernières années en Amérique latine.

Nous avons également consolidé notre position en France ainsi que dans notre portefeuille de parcs éoliens Mountain Air en Idaho, aux États-Unis, en acquérant les participations restantes afin de générer des flux de trésorerie supplémentaires à partir d'actifs que nous connaissons et gérons déjà.

Pour ce qui est de l'hydrogène vert, nous avons lancé la chaire de recherche Innergex à l'Université du Québec à Trois-Rivières. Nous espérons que cette chaire contribuera à développer davantage la technologie nécessaire pour faire de l'hydrogène vert un carburant viable à long terme ainsi que les capacités de stockage.

Grâce à nos activités de développement de projets et aux acquisitions réalisées tout au long de l'année, nous sommes parvenus à augmenter sensiblement nos revenus et le BAIIA ajusté⁸.

⁸ Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et ne peuvent pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du rapport de gestion pour plus d'information.



Avantage concurrentiel d'Innergex

Au moment où les énergies renouvelables entrent dans une nouvelle ère et où la capacité de production est appelée à s'accélérer fortement au cours des prochaines années, Innergex demeurera un acteur clé de la transition des systèmes énergétiques à l'échelle mondiale et de la création de valeur.

Pour ce faire, Innergex continuera de compter sur son meilleur atout, son personnel. Forte de plus de 30 années consacrées exclusivement à l'énergie renouvelable, notre équipe a acquis l'expérience, les connaissances et les compétences qui lui permettront de relever les nouveaux défis de la transition énergétique.

Plus que jamais, être une entreprise citoyenne responsable oriente nos activités quotidiennes. Notre rendement en matière de critères environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG ») est l'un des piliers de notre stratégie commerciale, et nous continuerons à mettre les personnes, notre planète et la prospérité au centre de toutes nos activités.

En 2022, nous avons publié notre premier rapport d'évaluation conforme aux principes du Groupe de travail sur la divulgation de l'information financière relative aux changements climatiques (le « GIFCC ») dans le but de rendre publiques davantage d'informations sur les risques auxquels notre entreprise pourrait être confrontée et les occasions auxquelles elle pourrait avoir accès. Les critères ESG occupent une place centrale dans notre modèle d'affaires et, à mesure que nous mettons en œuvre des initiatives, nous souhaitons également accroître la transparence à l'égard de nos pratiques.

De plus, en tant que promoteur, constructeur, propriétaire et exploitant d'installations d'énergie renouvelable, nous possédons une vaste connaissance de tous les aspects du cycle de vie d'un projet et nous sommes plus conscients de notre impact, et ce, à chaque étape. Nous pouvons ainsi gérer nos actifs d'une manière à la fois responsable et durable.

Comme nous avons pu le constater, particulièrement ces dernières années, les changements climatiques auront

des répercussions sur les infrastructures et la disponibilité de l'équipement et des ressources dans le monde entier. Tout en poursuivant ses efforts pour renforcer la résilience, notre équipe explore déjà des solutions d'atténuation pour optimiser et maintenir la disponibilité de l'équipement et pour gérer la production en fonction de la fluctuation des ressources et de la dynamique du marché afin de maximiser les revenus et de minimiser les impacts.

La diversification des technologies et l'exposition à différents marchés constituent également des facteurs clés de la réussite d'Innergex. Nous continuerons à compter sur les acquisitions pour diversifier encore davantage notre portefeuille et générer des liquidités afin d'équilibrer les flux de trésorerie et de soutenir le développement de projets. Notre stratégie d'acquisition se traduit par des ajouts de qualité à notre portefeuille existant en vue de dégager des synergies significatives qui augmenteront le rendement et réduiront les coûts d'exploitation.

Nous sommes extrêmement fiers de notre équipe et de tout ce que nous avons accompli au cours de la dernière année. Son savoir-faire et sa passion pour les valeurs d'Innergex continuent de nous inspirer au quotidien.

Nous tenons à remercier toutes les parties prenantes pour leur soutien indéfectible et leur participation à nos succès.

Nous nous tournons maintenant vers 2023 pour en faire une autre année réussie au cours de laquelle nous continuerons à travailler pour atteindre les objectifs de notre plan stratégique 2020-2025.

Daniel Lafrance
Président du conseil
d'administration

Michel Letellier
Président et
chef de la direction



Gouvernance d'entreprise

Conseil d'administration

La Société est soutenue par un conseil d'administration qui est responsable de la gérance de cette dernière. Son mandat est de surveiller la gestion des activités commerciales et des affaires internes de la Société en tenant compte des critères ESG et de l'intérêt des actionnaires. Les membres du conseil d'administration sont élus lors de chaque assemblée générale annuelle des actionnaires au cours de laquelle d'autres questions sont également soumises à un vote, notamment la nomination de l'auditeur de la Société. Chaque action ordinaire de la Société confère à son porteur un droit de vote.



Daniel Lafrance
Président du
Conseil Indépendant
Depuis mars 2010



Ross J. Beaty
Indépendant
Depuis février 2018



Pierre G. Brodeur
Indépendant
Depuis mai 2020



Radha D. Curpen
Indépendante
Depuis décembre 2022



Nathalie Francisci
Indépendante
Depuis mai 2017



Richard Gagnon
Indépendant
Depuis mai 2017



Michel Letellier
Non indépendant
Depuis octobre 2002



Dalton McGuinty
Indépendant
Depuis mai 2015



Monique Mercier
Indépendante
Depuis octobre 2015



Ouma Sananikone
Indépendante
Depuis février 2019



Louis Veci
Non indépendant
Depuis février 2020

Haute direction



Michel Letellier
Président et chef
de la direction
Depuis 1997



Jean Trudel
Chef de la direction
financière
Depuis 2002



Yves Baribeault
Chef de la direction
des affaires juridiques
et Secrétaire
Depuis 2009



Alexandra Boislard-Pépin
Chef de la direction
des ressources humaines
Depuis 2020



Pascale Tremblay
Chef de la direction
des actifs
Depuis 2021



Renaud de Batz
Vice-président principal –
Amérique latine
Depuis 2002



Patrick Beaudoin
Vice-président –
Optimisation des actifs
et approvisionnement
Depuis 2018



Alex Couture
Vice-président –
Développement Canada
Depuis 2022



Jacques Desrochers
Vice-président –
Technologies de
l'information et
opérationnelles
Depuis 2023



Colleen Giroux-Schmidt
Vice-présidente –
Relations d'entreprise
Depuis 2011



Robert Guillemette
Vice-président –
Services techniques
Depuis 2018



Guillaume Jumet
Vice-président et
Directeur général –
France
Depuis 2011



Matt Kennedy
Vice-président –
Environnement
Depuis 2011



David Little
Vice-président et
Directeur général –
États-Unis
Depuis 2017



Niko Nikolaidis
Vice-président –
Investissements
et Financement
Depuis 2017



Jaime Pino
Vice-président et
Directeur général –
Chili
Depuis 2021



Julie Turgeon
Vice-présidente –
Construction
Depuis 2023



Nos engagements en matière de critères ESG reflètent nos valeurs

LES PERSONNES

Accomplir en équipe

Nous travaillons ensemble pour bâtir un avenir meilleur. Notre équipe travaille en collaboration au quotidien pour contribuer positivement à la société tout en faisant d'Innergex un leader mondial dans le secteur de l'énergie renouvelable. En offrant à nos employés les outils dont ils ont besoin pour réussir, soit un environnement sécuritaire, inclusif et dynamique, un équilibre flexible entre vie professionnelle et vie personnelle, une rémunération juste et équitable, des avantages sociaux généreux, des possibilités de perfectionnement professionnel et d'autres avantages, nous sommes en mesure d'attirer et de maintenir en poste une main-d'œuvre qualifiée et diversifiée et de permettre aux leaders de demain de s'épanouir.

La santé physique et mentale de nos employés est une priorité absolue. Promouvoir des environnements de travail sûrs et sécuritaires est primordial dans la conduite de nos activités quotidiennes. Nous accomplissons nos réalisations en équipe, et il en va de même pour notre sécurité. Nous veillons les uns sur les autres, nous comprenons nos responsabilités et nous sommes à l'écoute des préoccupations de chacun. Notre système de gestion de la santé et de la sécurité, qui est supervisé au niveau de la haute direction par la chef de la direction des actifs, a été structuré en fonction d'une approche « Plan-Do-Check-Act » (planifier, faire, vérifier et agir) qui respecte les recommandations de la norme ISO 45001 sur les systèmes de gestion de la santé et de la sécurité au travail. Nous avons pour objectif de n'avoir aucun jour perdu en raison d'une blessure ou d'un décès lié au travail.

Innergex favorise une culture où chaque employé, quel que soit son niveau, son rôle ou ses responsabilités, joue un rôle actif dans la création d'un environnement où des personnes de divers horizons estiment que leurs voix, opinions, idées et contributions sont entendues et appréciées. Innergex a toujours souscrit au principe d'égalité des chances et offre à ses employés un environnement de travail exempt de discrimination et de harcèlement.

Nous sommes fiers d'offrir un milieu de travail juste, équitable et respectueux dans lequel tous les employés sont appréciés et reconnus en fonction de leur mérite individuel et dans lequel ils peuvent faire avancer leur carrière et réussir. Nos personnes, c'est notre atout; nous n'aurions pas parcouru tout ce chemin sans elles.

Travailler en collaboration, apprendre ensemble et communiquer efficacement nous permet d'entretenir nos relations et de mener à bien notre mission, qui est de créer un monde meilleur grâce à l'énergie renouvelable.

En 2022

31 % pourcentage de femmes employées

73 % du personnel admissible ont participé au régime d'achat d'actions des employés

Approche d'Innergex en matière de satisfaction du personnel

- Politique sur la diversité et l'inclusion
- Politique en matière de santé et de sécurité
- Politique de dénonciation
- Politique pour un environnement de travail exempt de harcèlement, de violence et d'intimidation
- Régime d'achat d'actions des employés
- Cotisations équivalentes à celles de l'employé versées au régime de retraite
- Politique de télétravail
- Rémunération équitable
- Promotion de l'égalité des sexes
- Possibilités de perfectionnement professionnel
- Congés de maladie payés
- Allocation supplémentaire pour le congé parental
- Programme de bénévolat à l'intention des employés
- Programme d'incitation à l'utilisation de véhicules électriques par les employés
- Événements sociaux
- Programme d'heures estivales
- Bourses d'études pour les enfants des employés

NOTRE PLANÈTE

Vivre notre passion

Nous sommes animés par la volonté de léguer un héritage positif. Depuis plus de 30 ans, Innergex élabore et déploie des solutions pour relever le défi de notre époque, celui des changements climatiques. Nos projets d'énergie renouvelable ont été et continueront d'être à l'avant-garde de la transition vers un monde plus propre et plus équitable pour tous. Nous sommes toujours engagés à produire de l'énergie à partir de sources entièrement renouvelables tout en minimisant notre empreinte dans nos activités quotidiennes. Notre performance environnementale est ancrée dans nos objectifs, et les résultats prouvent que nous sommes non seulement sur la bonne voie, mais que toutes nos actions comptent. Créer un monde meilleur grâce à l'énergie renouvelable fait partie de notre ADN.

En exploitant l'énergie des rayons du soleil, le flux naturel de l'eau et le mouvement de l'air, nous travaillons avec la nature pour produire de l'énergie propre pour un avenir meilleur. Innergex s'engage à faire en sorte que la construction et l'exploitation des installations qui exploitent ces ressources soient menées en harmonie avec leur milieu d'accueil.

En 2022, Innergex a publié son premier rapport d'évaluation climatique conforme aux principes du Groupe de travail sur la divulgation de l'information financière relative aux changements climatiques (le « GIFCC »). Ce rapport présente les risques et les occasions que les changements climatiques représentent pour les activités d'Innergex. Nous nous attendons à ce que ces informations évoluent pour tenir compte de la nature changeante des risques et des occasions liés aux changements climatiques et des meilleures pratiques. Le rapport a été élaboré avec l'aide du GIFCC, de notre expertise à l'interne et d'un consultant externe, et fait suite à l'engagement que nous avons pris en 2021 de faire davantage correspondre nos informations à une norme reconnue à l'échelle mondiale.

Notre politique de développement durable énonce les stratégies pour éviter, minimiser ou atténuer les répercussions que pourraient avoir nos installations sur les écosystèmes locaux. Nous considérons également l'assainissement et la remise en état comme faisant partie de cette stratégie, non seulement pour les terrains sur lesquels nous construisons, mais aussi pour les zones adjacentes et protégées.

Comme un grand nombre de nos projets sont situés dans des régions éloignées, le respect de la faune et de la flore occupe une place prépondérante dans les étapes de planification, de construction et d'exploitation de nos projets. Nous avons établi des partenariats fructueux avec des gouvernements, des ONG, des groupes de conservation, des universités et des organisations locales pour concevoir et mettre en œuvre des solutions visant à limiter l'interaction entre l'humain et la faune et la flore de même que la perturbation d'espèces clés.

En 2022

Investissements en environnement de plus de

2 M\$

Production totale d'électricité propre de

10 792 GWh

Approche d'Innergex en matière de gestion environnementale

- Rapport d'évaluation climatique conforme aux principes du GIFCC
- Politique de développement durable
- Code de conduite des fournisseurs
- Questionnaire du CDP sur les changements climatiques
- Conformité avec le SASB
- Respect des objectifs de développement durable des Nations Unies
- Gestion des risques liés aux changements climatiques
- Comptabilisation des émissions de GES
- Protection de la biodiversité
- Consultations avec les parties prenantes
- Gestion des ressources hydrauliques
- Programmes de gestion des déchets et des déchets dangereux
- Conformité aux lois, aux permis et aux règlements
- Gestion de la végétation
- Gestion des terrains

LA PROSPÉRITÉ

Cultiver les opportunités

Nos projets d'énergie renouvelable sont souvent source de nouvelles perspectives économiques et sociales au sein des collectivités qui les accueillent. Qu'il s'agisse de la mise en place d'un financement pour le développement communautaire, d'ententes de partenariat ou de notre programme de dons et commandites, les communautés bénéficient souvent d'avantages tangibles et durables du fait de notre engagement. Être un membre responsable, transparent et actif des collectivités qui accueillent nos projets est un élément important de notre stratégie de développement. Le partage de la richesse que nous générons nous fait tous avancer et contribue à la résilience et à l'autonomie des communautés.

Pour établir des relations à long terme, il est essentiel de comprendre les besoins et les priorités socio-économiques de chaque communauté et de nous y adapter. Reposant sur des attentes claires, nos partenariats sont fondés sur des lignes de communication ouvertes et le respect, et servent souvent de catalyseur à une prospérité durable.

Le bon voisinage est important pour Innergex et nous sommes très fiers de nos relations à long terme avec les communautés dans lesquelles nous exerçons nos activités. L'une de nos valeurs, Engage-toi, motive notre engagement à être un bon voisin et une entreprise citoyenne responsable en soutenant les causes et les initiatives qui ont une portée sociale plus large. Nos dons et commandites ont eu et continueront d'avoir des effets positifs sur les communautés. Plus que jamais, nous demeurons attachés aux valeurs qui nous ont permis de partager les bénéfices générés par les installations d'énergie renouvelable.

Alors que le Canada progresse dans sa réconciliation avec les peuples autochtones, nous continuons de découvrir les injustices et les traumatismes dont ont été victimes les peuples autochtones. Nous sommes convaincus que le secteur privé peut jouer un rôle important dans la réconciliation. Nous sommes reconnaissants d'avoir la possibilité de nous appuyer sur les connaissances et l'expérience de nos partenaires autochtones pour exploiter durablement la puissance de l'eau, du soleil et du vent.

Lorsque nous développons des relations à long terme, il est impératif que nous comprenions les besoins individuels et les priorités socio-économiques de chaque communauté et que nous nous y adaptions. Conçus avec des attentes claires, nos partenariats reposent sur des lignes de communication ouvertes et sur le respect, et servent souvent de catalyseur à une prospérité durable.

En 2022

Près de

3 M\$

partagés par
l'intermédiaire
des dons, des
commandites et
des cotisations
volontaires

31

ententes avec
des communautés
autochtones

Approche d'Innergex en matière de bien-être social

- Politique en matière de protection et de promotion des droits de la personne
- Partenariats avec les Premières Nations
- Programme de dons et commandites
- Financement du développement social et communautaire
- Partenariats avec les communautés
- Financement de projets existants
- Conclusion de contrats à l'échelle locale
- Contribution fiscale locale
- Accords de redevance
- Programme de dons jumelés des employés

LA GOUVERNANCE

Contribuer avec intégrité

Les membres de notre conseil d'administration prêchent par l'exemple. Bien qu'ils apportent tous leurs propres compétences et leur propre expérience, ils ont en commun une passion pour l'énergie renouvelable et la volonté de mener des activités commerciales avec la plus grande intégrité. Ils peuvent ainsi établir et maintenir la confiance des employés, de nos partenaires et de nos actionnaires en promouvant un processus décisionnel ouvert et transparent guidé par nos principes fondamentaux et nos normes de comportement.

Le conseil d'administration est composé de onze membres, soit neuf membres indépendants, dont le président du conseil, et deux membres non indépendants, dont le président et chef de la direction. Les membres du conseil sont recrutés sur la base de leur expérience, de leurs compétences, de leur expertise et de leur engagement envers le développement durable. Trois comités, chacun composé de membres indépendants et présidé par des experts du domaine de compétence de chaque comité, fournissent des conseils et des recommandations auxiliaires au conseil d'administration.

Nos 17 politiques favorisent la croissance durable de la Société, car elles soutiennent les employés par le partage d'information et la formation, elles énoncent nos responsabilités sociales et environnementales, elles assurent la transparence auprès des actionnaires et du public et elles établissent clairement la vision de la Société en matière de comportement éthique et acceptable.

En 2022, en réponse au 92^e appel à l'action de la Commission de vérité et réconciliation du Canada, Innergex a modifié sa politique en matière de protection et de promotion des droits de la personne pour y inclure les principes énoncés dans la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones.

À titre de producteur d'énergie renouvelable, nous sommes pleinement conscients de l'importance que notre secteur joue dans la vie quotidienne des gens. Il est primordial de protéger la fiabilité et la résilience du réseau électrique, notre propriété intellectuelle et l'information des clients. Notre service informatique est doté d'un vaste programme de cybersécurité qui s'appuie sur notre politique en matière de sécurité informatique, laquelle tient compte des normes, procédures et contrôles du secteur dans le but d'atténuer le risque d'incidents et d'intrusion. Nous nous efforçons de promouvoir une culture interne qui informe et sensibilise les employés sur les enjeux de cybersécurité.

En 2022

Taux de participation combiné aux réunions du conseil d'administration et des comités

98%

36% des membres du conseil d'administration sont des femmes

Approche d'Innergex en matière de gouvernance d'entreprise

- Lignes directrices anti-corruption et anti-pots-de-vin
- Politique de diversité au sein du conseil d'administration
- Code de conduite et Ligne Éthique
- Politique sur la communication de l'information
- Politique sur les délits d'initiés
- Politique de vote majoritaire
- Protection et promotion des droits de la personne
- Politique sur la rémunération de la haute direction
- Politique d'engagement des actionnaires
- Politique de dénonciation
- Planification de la relève au sein du conseil d'administration et des comités
- Planification de la relève pour le chef de la direction
- Processus de recrutement et d'intégration des membres du conseil d'administration
- Politique concernant l'actionnariat minimum des administrateurs et dirigeants
- Formation annuelle du conseil d'administration

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, 8 parcs solaires et 1 installation de stockage d'énergie par batteries. L'expertise et l'innovation développées par notre équipe qualifiée dans différents types d'énergie et divers lieux peuvent être mises à profit et partagées entre les membres de la Société afin de maximiser le rendement de nos actifs de grande qualité.

Progression dans la réalisation du plan stratégique 2020-2025

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

Croître responsablement

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

Bâtir notre expertise

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

Optimiser nos opérations

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

Diversifier nos activités

Accroître la diversification des activités et des actifs de la Société

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

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

Portefeuille d'actifs

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.

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 22 février 2023, la Société possède et exploite 84 installations en exploitation commerciale (les «installations en

exploitation»). Mises en service entre 1986 et juillet 2022, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 9,8 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 13,2 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»).

Le tableau ci-après présente les installations en exploitation et les projets en développement au 22 février 2023.

	Nombre d'installations ¹		Puissance installée brute ² (MW)		Puissance installée nette ³ (MW)		Capacité de stockage (MWh)	
	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement
HYDRO-ÉLECTRIQUE								
Canada	33	1	1 019	8	713	4	—	—
États-Unis	3	—	70	—	40	—	—	—
Chili	4	2	170	112	166	85	—	—
Total partiel	40	3	1 259	120	919	89	—	—
ÉOLIEN								
Canada	8	—	908	—	714	—	—	—
France	16	2	324	38	324	32	—	—
États-Unis	8	1	714	330	714	330	—	—
Chili	3	—	332	—	332	—	—	—
Total partiel	35	3	2 278	368	2 084	362	—	—
SOLAIRE								
Canada	1	—	27	—	27	—	—	—
États-Unis	4	3	467	245	466	245	—	180 ⁵
Chili	3	—	153	—	138	—	150 ⁴	—
Total partiel	8	3	647	245	631	245	150	180
STOCKAGE								
France	1	—	—	—	—	—	9	—
Chili	—	2	—	—	—	—	—	425 ⁶
Total partiel	1	2	—	—	—	—	9	425
Total	84	11	4 184	733	3 634	696	159	605

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

² La puissance installée brute représente la puissance totale de toutes les installations en exploitation d'Innervex, 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 Innervex en fonction de sa participation dans chacune des installations.

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

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

⁶ Capacité de stockage par batteries du projet Salvador de 50 MW/250 MWh (5 heures) et capacité de stockage par batteries du projet San Andrés de 35 MW/175 MWh (5 heures). Pour obtenir plus d'information sur les projets potentiels de la Société, se reporter à la rubrique « Projets potentiels » du rapport de gestion.

Filiales non entièrement détenues

La Société partage la propriété de certaines installations en exploitation et de certains projets en développement et projets potentiels avec des partenaires commerciaux, financiers, locaux ou autochtones. Certaines installations en exploitation dont les participations ne donnant pas le contrôle sont significatives sont traitées comme des filiales non entièrement détenues. Les résultats de ces installations sont inclus dans les résultats consolidés de la Société.

La puissance installée brute attribuable aux filiales non entièrement détenues représentait 23,2% au 22 février 2023.

	Installations en exploitation	Puissance installée brute (MW)	Puissance installée nette (MW)	Source d'énergie	Lieu où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société
Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.	Mesgi'g Ugju's'n	150	75	Éolienne	Québec	50,00 % ^{1,2,3}
Harrison Hydro Limited Partnership et ses filiales	Douglas Creek, Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River	150	75	Hydro-électrique	Colombie-Britannique	50,01 %
Kwoiek Creek Resources Limited Partnership	Kwoiek Creek	50	25	Hydro-électrique	Colombie-Britannique	50,00 % ^{1,3}
Innergex HQI USA LLC et ses filiales	Curtis Mills et Palmer Falls	60	30	Hydro-électrique	New York	50,00 % ³
Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C.	Sainte-Marguerite	31	15	Hydro-électrique	Québec	50,01 %
Cayoos Creek Power Limited Partnership	Walden North	16	8	Hydro-électrique	Colombie-Britannique	49,00 %
Muko Partnership Holdings, LLC	Kokomo	6	5,4	Solaire	Indiana	90,00 %
Energía Coyanco S.A.	Guayacán	12	8,3	Hydro-électrique	Chili	69,47 %
Pampa Elvira Solar SpA	Pampa Elvira	34	18,7	Solaire	Chili	55,00 %

¹ La Société détient une participation économique de plus de 50% dans l'entité.

² La Société détient une participation comportant droit de vote de 50% et détenait une participation participative de 63,7% en 2021 (cette participation participative s'amenuisera au fil des ans).

³ Selon les modalités des contrats en vertu desquels ces entités ont été établies, la Société est exposée et a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice, et elle a la capacité de diriger les activités de ces entités qui influent le plus sur les rendements.

Coentreprises et entreprises associées

Certaines installations en exploitation sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La quote-part de la production, la quote-part des produits et la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et entreprises associées d'Innergex sont incluses dans les mesures proportionnelles de la Société.

La puissance installée brute attribuable aux coentreprises et entreprises associées représentait 11,7% au 22 février 2023.

	Installations en exploitation	Puissance installée brute (MW)	Puissance installée nette (MW)	Source d'énergie	Lieu où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société
Toba Montrose General Partnership	East Toba et Montrose Creek	235	94	Hydro-électrique	Colombie-Britannique	40,00 % ^{1,2}
Dokie General Partnership	Dokie	144	37	Éolienne	Colombie-Britannique	25,50 %
Jimmie Creek Limited Partnership	Jimmie Creek	62	32	Hydro-électrique	Colombie-Britannique	50,99 % ²
Parc éolien communautaire Viger-Denonville, S.E.C.	Viger-Denonville	25	12	Éolienne	Québec	50,00 %
Umbata Falls L.P.	Umbata Falls	23	11	Hydro-électrique	Ontario	49,00 %

¹ La Société détient une participation comportant droit de vote de 51% et une participation économique participative de 40%. En 2046, la participation économique de la Société passera à 51% sans aucune contrepartie additionnelle.

² La Société ne consolide pas l'entité, car elle n'a pas le contrôle sur le processus décisionnel.

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 douze mois closes le 31 décembre 2022. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 22 février 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 consolidés audités et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Les états financiers consolidés audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, ainsi que les données comparables de 2021, ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

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

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

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

TABLE DES MATIÈRES

1- Faits saillants	18	Structure du capital	44
Exercice 2022 - Initiatives de croissance	18	Participation au partage fiscal	45
Exercice 2022 - Information choisie	20	Situation financière	48
Exercice 2022 - Performance d'exploitation	21	Éventualités	51
Exercice 2022 - Capital et ressources	22	Flux de trésorerie	52
Événements postérieurs	22	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	54
Exercice 2021	23	Information sur le capital-actions	56
2- Aperçu des activités	24	Dividendes	57
Environnement commercial	24	5- Perspectives	58
Installation en exploitation	28	Résultats par rapport aux prévisions pour 2022 ..	58
Activités de mise en service	30	Plan stratégique 2020-2025	59
Activités de construction	30	6- Mesures non conformes aux IFRS	60
Activités de développement	32	7- Renseignements complémentaires consolidés	66
Projets potentiels	33	Secteurs géographiques	66
3- Performance financière et résultats d'exploitation	34	Information financière trimestrielle historique	67
Secteur de la production hydroélectrique	35	Événements de février 2021 au Texas	68
Secteur de la production éolienne	37	8- Méthodes comptables et contrôles internes	73
Secteur de la production solaire	39	Principales méthodes comptables	73
Bénéfice net (perte nette)	40	Contrôles internes	74
Perte nette ajustée	41	9- Risques et incertitudes	75
Participations ne donnant pas le contrôle	43	10- Information prospective	88
4- Capital et liquidités	44		

1- FAITS SAILLANTS | Exercice 2022 – Initiatives de croissance

Le 28 janvier 2022, Innergex a réalisé l'acquisition du parc solaire San Andrés de 50,6 MW situé au Chili (l'« acquisition de San Andrés »). Ce parc, qui a été mis en service en 2014, est situé dans le désert d'Atacama au nord du Chili. San Andrés a été acquis pour une contrepartie totale de 26,8 M\$ US (34,1 M\$). Ce parc devrait fournir une production moyenne à long terme brute d'environ 118,9 GWh par an.

Le 10 février 2022, Innergex a conclu des contrats de change à terme d'un montant nominal total de 100,0 M\$ US (124,9 M\$) afin de gérer son exposition aux fluctuations des taux de change liée au prix d'achat de l'acquisition d'Aela Generación S.A. et d'Aela Energía SpA (ensemble, « Aela »). De plus, afin de gérer son exposition au risque de hausse des taux d'intérêt relativement à une partie du refinancement prévu de l'acquisition d'Aela et des projets chiliens existants, Innergex a conclu des swaps différés de taux d'intérêt entre le 17 février et le 1er mars 2022 d'un montant nominal total de 331,2 M\$ US (413,9 M\$). En outre, afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt lié au prêt à terme d'Alterra, Innergex a conclu des swaps de taux d'intérêt d'un montant nominal total de 145,0 M\$ entre le 24 février et le 28 février 2022.

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

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

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

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

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

Le 22 juillet 2022, la Société a annoncé la mise en service complète du système de stockage d'énergie par batterie Tonnerre de 9 MW/9 MWh (1 heure) en France. Tonnerre a obtenu un contrat offrant des compléments de rémunération d'une durée de 7 ans, qui prévoit un contrat à prix fixe pour le certificat de capacité. L'installation générera des produits supplémentaires qui varieront en fonction des prix de l'énergie en vigueur. Elle assurera la stabilité du réseau et contribuera à l'équilibre et à la stabilité du système de transport d'électricité français.

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

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

Le 5 août 2022, la Société a annoncé la réalisation d'un refinancement de 803,1 M\$ US (1,032 G\$) de la dette sans recours de son portefeuille d'actifs en propriété exclusive au Chili avec l'émission d'obligations vertes d'un montant de 710,0 M\$ US (912,6 M\$) échéant en 2036 (avec un versement final de 139,0 M\$ US (178,7 M\$)) et d'une facilité de lettre de crédit d'un montant de 93,1 M\$ US (119,7 M\$). Le portefeuille refinancé se compose d'actifs solaires, éoliens et hydroélectriques ainsi que de systèmes de stockage d'énergie par batteries détenus par Innergex en propriété exclusive. Dans l'ensemble, le portefeuille chilien d'actifs a reçu une note d'évaluation d'investissement de première qualité et les obligations vertes ont été évaluées à des niveaux concurrentiels par rapport aux bons du Trésor américain.

Le 16 août 2022, la Société a signé un CAÉ d'une durée de 30 ans avec Pacificorp, une filiale de Berkshire Hathaway, visant 320 MW d'électricité qui sera produite par le projet éolien Boswell Springs situé dans l'est du Wyoming. La mise en service commerciale est prévue au quatrième trimestre de 2024.

Le 4 octobre 2022, la Société a mené à bien l'acquisition annoncée précédemment de la participation minoritaire restante de 30,45 % dans son portefeuille éolien de 16 actifs en France (l'« acquisition en France ») pour une contrepartie totale de 96,4 M\$.

Le 5 octobre 2022, parallèlement à la clôture de l'acquisition en France, Innergex a monétisé ses contrats de change à terme euro-dollar canadien pour un profit total de 43,5 M\$ et a simultanément modifié les contrats de change à terme euro-dollar canadien pour un montant nominal total de 115,3 M\$, amortissables jusqu'en 2043 et permettant une conversion au taux fixe de 1,4838 \$ CA pour 1 €.

Le 10 octobre 2022, afin de profiter du contexte favorable des prix de l'énergie en France, Innergex a conclu deux contrats d'achat d'électricité pour ses parcs éoliens Bois d'Anchat et Beaumont (les « nouveaux CAÉ »), qui sont entrés en vigueur le 1er janvier 2023, en même temps que la résiliation anticipée des contrats d'achat d'électricité en cours. De plus, les nouveaux CAÉ ont pour effet de proroger la période contractuelle des parcs jusqu'au 31 décembre 2032.

Le 14 décembre 2022, la Société a acquis la totalité des actions de catégorie A de son portefeuille éolien Mountain Air de 138 MW en Idaho, aux États-Unis (l'« acquisition de Mountain Air »), pour une contrepartie totale de 47,5 M\$ US (64,4 M\$ CA) auprès de l'investisseur participant au partage fiscal. Ces actions représentent le solde de 37,75 % des actions du portefeuille qui ne sont pas déjà détenues par Innergex.

En 2022, la Société a ajouté cinq nouveaux projets potentiels nets d'une puissance totale de 188 MW. Son portefeuille regroupe maintenant 79 projets d'une puissance totale de 8 701 MW, dont 15 projets d'une puissance installée totale de 1 093 MW étant actuellement à un stade avancé.

1 - FAITS SAILLANTS | Exercice 2022 – Information choisie

	Exercices clos les 31 décembre				
	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ³	2021 Normalisé	2020
RÉSULTATS D'EXPLOITATION					
Production (MWh)	10 254 005	9 055 215	—	9 055 215	8 073 914
Produits	870 494	747 208	(54 967)	692 241	613 207
Charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels	285 579	221 571	—	221 571	191 098
BAlIA ajusté ¹	584 915	525 637	(54 967)	470 670	422 109
(Perte nette) bénéfice net	(91 115)	(185 394)	64 219	(121 175)	(29 111)
(Perte nette ajustée) bénéfice net ajusté ¹	(34 860)	(6 951)	—	(6 951)	22 311
PROPORTIONNEL					
Production proportionnelle (MWh) ¹	10 792 047	9 853 366	—	9 853 366	9 590 140
Produits proportionnels ¹	995 758	913 147	(95 273)	817 874	781 466
BAlIA ajusté proportionnel ¹	696 362	673 745	(95 273)	578 472	560 328
ACTIONS ORDINAIRES					
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	146 957	132 229	—	132 229	125 543
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	2 757	2 757	—	2 757	3 067
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	2 875	2 875	—	2 875	2 875
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	201 836	180 857	—	180 857	170 292
	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ³	2021 Normalisé	2020
FLUX DE TRÉSORERIE ET RATIO DE DISTRIBUTION					
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ²	430 243	265 498	17 093	282 591	235 108
Flux de trésorerie disponibles ^{1,2}	147 248	92 315	15 789	108 104	93 260
Ratio de distribution ^{1,2}	100 %	143 %	(21) %	122 %	135 %
Ratio de distribution ajusté ^{1,2}	85 %	98 %	— %	98 %	114 %

	Aux 31 décembre		
	2022	2021	2020
SITUATION FINANCIÈRE			
Total de l'actif	8 602 427	7 396 068	7 141 598
Total du passif	7 116 000	6 035 388	6 070 666
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 316 195	1 093 112	1 008 854
Participations ne donnant pas le contrôle	170 232	267 568	62 078

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

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

3. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

1- FAITS SAILLANTS | Exercice 2022 – Performance d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les **produits** ont augmenté de 26 % pour s'établir à 870,5 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas. Le secteur de la production **hydroélectrique** a enregistré une hausse des produits principalement attribuable aux acquisitions de Curtis Palmer le 25 octobre 2021, de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021, dont les résultats sont maintenant inclus dans les produits consolidés d'Innergex, et de Licán le 3 août 2021. Cette augmentation s'explique également par le paiement de BC Hydro au titre de la réduction, lequel a été atténué par la production exceptionnellement faible des centrales de la Colombie-Britannique en raison du temps sec. L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **éolienne** par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas, est surtout attribuable à l'acquisition des parcs éoliens Aela le 9 juin 2022, à la mise en service du parc éolien Griffin Trail le 26 juillet 2021 et à l'accroissement de la production des parcs éoliens du Québec. La hausse des produits tirés du secteur de la production **solaire** par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas, est essentiellement attribuable à la hausse des prix de vente du parc solaire Phoebe, à l'acquisition de San Andrés le 28 janvier 2022 et à l'apport du parc solaire Pampa Elvira à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021. Les produits proportionnels¹ se sont établis à 995,8 M\$, en hausse de 22 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits proportionnels¹ ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les **charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels** ont augmenté de 29 % par rapport à la période correspondante de l'an dernier pour se chiffrer à 285,6 M\$. Le secteur de la production **hydroélectrique** a enregistré une hausse des charges en raison de l'augmentation des coûts d'entretien de certaines centrales de la Colombie-Britannique à la suite des inondations qui ont eu lieu à la fin de 2021, de la hausse des charges à la suite des acquisitions de Curtis Palmer, de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima et de Licán. Dans le secteur de la production **éolienne**, ces charges se sont accrues du fait surtout de l'acquisition des parcs éoliens Aela, de la mise en service du parc éolien Griffin Trail et de l'incidence de la loi de finances rectificative de 2022 en France. L'augmentation des charges du secteur de la production **solaire** s'explique par les charges d'exploitation plus élevées découlant de la mise en service du parc solaire Amazon Ohio – Hillcrest (« Hillcrest ») et de l'acquisition des parcs solaires San Andrés et Pampa Elvira.

En raison des facteurs susmentionnés, le BAIIA ajusté¹ s'est établi à 584,9 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, en hausse de 24 %, et le BAIIA ajusté proportionnel¹ a atteint 696,4 M\$, en hausse de 20,4 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle le BAIIA ajusté¹ et le BAIIA ajusté proportionnel¹ ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas.

Innergex a comptabilisé une perte nette de 91,1 M\$ (perte de base et diluée de 0,43 \$ par action) pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, comparativement à une perte nette de 185,4 M\$ (perte nette par action, de base et diluée, de 1,09 \$) pour la période correspondante de 2021. Outre la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, la baisse de la perte nette s'explique par l'incidence des événements de février 2021 au Texas en 2021 et par les charges de dépréciation dans les coentreprises Flat Top et Shannon comptabilisées au cours du même exercice. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une augmentation de 80,4 M\$ des amortissements et une augmentation de 65,6 M\$ des charges financières essentiellement attribuables aux récentes acquisitions et mises en service et par une augmentation de 10,9 M\$ de la dépréciation d'actifs non courants compte tenu des charges de dépréciation comptabilisées en 2022 relativement aux projets à Hawaii et aux modules solaires « Safe Harbor », ce qui a été contrebalancé en partie par les charges de dépréciation comptabilisées en 2021.

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

1- FAITS SAILLANTS | Exercice 2022 – Capital et ressources

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

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

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

La hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022 s'explique essentiellement par le profit réalisé sur les instruments financiers découlant du règlement des contrats de change à terme parallèlement à l'acquisition en France, ce qui a été contrebalancé en partie par l'augmentation des charges financières payées se rapportant surtout aux acquisitions d'Aela et de San Andrés. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les flux de trésorerie disponibles¹ ont subi l'incidence des éléments susmentionnés, lesquels ont été partiellement compensés par la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation se rapportant au parc solaire Phoebe, en raison surtout d'un écart défavorable entre les ventes au point d'injection de Phoebe et les achats au réseau ERCOT South.

1- FAITS SAILLANTS | Événements postérieurs

Acquisition du portefeuille solaire Sault Ste. Marie

Le 23 janvier 2023, la Société a annoncé la conclusion d'une entente visant l'acquisition du portefeuille solaire de 60 MW Sault Ste. Marie situé dans le nord-ouest de l'Ontario pour un prix d'achat de 50,2 M\$, ainsi que la prise en charge d'une dette existante de 169,5 M\$. Le portefeuille se compose des parcs solaires Sault Ste. Marie 1 (20 MW), Sault Ste. Marie 2 (30 MW) et Sault Ste. Marie 3 (10 MW). La clôture de l'acquisition est prévue au premier trimestre de 2023 et est assujettie à certaines approbations réglementaires au Canada, à l'obtention de consentements de tiers clés et à d'autres conditions de clôture habituelles.

Refinancement de l'emprunt à terme non garanti subordonné

Le 1er février 2023, Innergex a réalisé le refinancement de l'emprunt à terme non garanti subordonné au moyen d'une facilité de crédit à terme non renouvelable de 75,0 M\$ portant intérêt à un taux fixe de 6,25 % et arrivant à échéance le 1er février 2025, et d'une facilité de crédit à terme non renouvelable de 75,0 M\$ portant intérêt à un taux variable de 4,87 % fondé sur les taux des acceptations bancaires, plus un écart de 1,85 % qui dépend du ratio d'endettement, et arrivant à échéance le 1er février 2025. Parallèlement, la Société a conclu un swap de taux d'intérêt visant à couvrir une tranche de 50,0 M\$ du montant nominal de la facilité de crédit qui est assujetti à des taux d'intérêt variables.

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

1- FAITS SAILLANTS | Exercice 2021

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les augmentations de la production (en MWh), des produits, des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs, du BAIIA ajusté¹ et du BAIIA ajusté proportionnel¹ étaient principalement attribuables à l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima, qui est maintenant incluse dans les produits consolidés d'Innergex, à l'acquisition de Curtis Palmer, à l'apport de l'acquisition de Mountain Air en 2020 pour un premier exercice complet et à la mise en service du parc éolien Griffin Trail.

L'augmentation de la perte découlant des activités poursuivies en 2021 s'explique principalement par l'incidence défavorable nette des événements de février 2021 au Texas, par la comptabilisation de charges de dépréciation dans les coentreprises Flat Top et Shannon et dans le parc solaire Phoebe au Texas, par la hausse des amortissements découlant des installations mises en service en 2020 et des acquisitions de 2021, par la variation défavorable de la juste valeur des instruments financiers et par une augmentation des charges financières. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par une augmentation du recouvrement d'impôt se rapportant surtout à l'incidence des événements de février 2021 au Texas et du renversement des passifs d'impôt différé liés aux installations en coentreprise Flat Top et Shannon, et à une hausse des attributs fiscaux et des CIP alloués aux investisseurs participant au partage fiscal.

L'augmentation du total de l'actif est en grande partie attribuable aux acquisitions d'Energía Llaima, de Licán et de Curtis Palmer et aux travaux de construction au parc solaire Hillcrest et au parc éolien Griffin Trail, facteurs partiellement compensés par la charge de dépréciation comptabilisée relativement au parc solaire Phoebe et la diminution des participations dans des coentreprises, ce qui s'explique surtout par les événements de février 2021 au Texas, la perte de valeur liée aux parcs éoliens Shannon et Flat Top et l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima.

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme découle principalement de la dette reprise dans le cadre des acquisitions d'Energía Llaima et de Licán, des prélèvements nets effectués pour la construction des installations Hillcrest et Griffin Trail et du prix d'achat de Curtis Palmer, facteurs contrebalancés en partie par le produit reçu de l'appel public à l'épargne visant des actions ordinaires et des placements privés d'Hydro-Québec, qui a été affecté à la facilité de crédit renouvelable.

L'augmentation des capitaux propres attribuables aux propriétaires s'explique principalement par les actions émises dans le cadre de l'acquisition d'Energía Llaima, de l'appel public à l'épargne et des placements privés concurrents d'Hydro-Québec, de même que par le montant investi par HQL US Holding LLC, filiale d'Hydro-Québec, dans l'acquisition de Curtis Palmer, facteurs contrebalancés en partie par le total du résultat global attribuable aux propriétaires de la société mère et les dividendes déclarés.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation ont augmenté, en raison surtout des acquisitions d'Energía Llaima, de Licán et de Curtis Palmer, des installations mises en service en 2021 et de l'incidence sur un exercice complet des acquisitions de Salvador et de Mountain Air en 2020. Les flux de trésorerie disponibles ont été avantagés par les éléments susmentionnés, mais partiellement compensés par une augmentation des remboursements de capital sur la dette et par une hausse des flux de trésorerie disponibles¹ attribués aux participations ne donnant pas le contrôle, du fait surtout de l'acquisition de Curtis Palmer et de l'incidence sur un exercice complet de l'acquisition de Mountain Air en 2020.

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

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Environnement commercial

Facteurs clés de croissance

La croissance future d'Innergex est assujettie aux facteurs clés suivants :

- la demande croissante d'énergie renouvelable, un élément clé de la transition énergétique visant à lutter contre les changements climatiques, qui est soutenue par des accords internationaux comme l'Accord de Paris;
- les politiques gouvernementales stables et à long terme en matière d'atténuation des changements climatiques et d'adaptation à ceux-ci, ainsi que d'approvisionnement en capacité d'énergie renouvelable;
- la disponibilité de contrats à long terme pour l'achat d'énergie renouvelable avec des contreparties solvables;
- la mise en œuvre d'accès non discriminatoires aux systèmes de transport, permettant aux producteurs indépendants d'énergie d'avoir accès aux marchés régionaux de l'électricité;
- des prix du marché durables sur les différents marchés;
- sa capacité à évaluer et à obtenir les meilleurs sites potentiels dans le but de développer de nouveaux projets en collaboration avec les communautés locales;
- sa capacité à prévoir convenablement le total des coûts de construction, les produits et les charges pour chaque projet, dans un marché dans lequel la compétitivité des installations de production d'énergie renouvelable sur le plan des coûts s'améliore rapidement;
- sa capacité à réaliser des acquisitions qui ajoutent de la valeur;
- sa capacité à financer sa croissance et à fournir de la puissance disponible grâce à la préparation croissante du marché et à la rentabilité des technologies de stockage.

Principaux marchés géographiques

Au **Canada**, les perspectives de croissance de la production d'énergie renouvelable découlent des engagements à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), de la tarification nationale de la pollution par le carbone, des préoccupations du public relativement à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles, à la qualité de l'air et aux GES, ainsi que des améliorations de la technologie liée aux énergies renouvelables et de l'abordabilité. La production d'énergie renouvelable au Canada est également soutenue par des achats fédéraux et provinciaux qui donnent lieu à des contrats d'achat à prix fixe à long terme avec des sociétés d'État, par des mesures incitatives comme l'amortissement accéléré et par des engagements législatifs en matière de production d'énergie renouvelable. Le crédit d'impôt à l'investissement annoncé pour les technologies propres devrait continuer à faire des ressources renouvelables l'option la plus concurrentielle pour la nouvelle production d'électricité. Le gouvernement du Canada s'est engagé à réduire ses émissions de GES de 40 % à 45 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030 et à atteindre la carboneutralité à l'échelle de l'économie d'ici 2050. Les programmes fédéraux sur la croissance propre et les changements climatiques accordent la priorité à l'accroissement de la production d'énergie renouvelable et des infrastructures de soutien. Les engagements précis dans le secteur de l'électricité comprennent l'élimination graduelle de la production d'électricité par le charbon d'ici 2030 et la carboneutralité du réseau électrique d'ici 2035. Le réseau électrique du Canada est actuellement non-émetteur à 82 %. À l'échelle nationale, la principale source d'énergie est l'hydroélectricité, dont la puissance installée de plus de 80 GW représente environ 60 % de la production d'électricité annuelle. L'énergie éolienne et l'énergie solaire ont répondu à environ 6,3 % de la demande d'électricité du Canada en 2021 et continuent de représenter la plus grande part de la nouvelle production d'électricité annuelle. Selon les prévisions, l'élimination progressive de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles et la progression de l'électrification dans l'ensemble de l'économie entraîneront une augmentation importante de la demande d'énergie renouvelable, de nombreux rapports estimant que le Canada aura besoin de deux à trois fois sa capacité actuelle de production d'électricité non émettrice d'ici 2050.

Aux **États-Unis**, l'électricité est vendue aux termes de différents types de contrats, notamment des CAÉ à long terme, des couvertures énergétiques et des contrats commerciaux et de détail. Le coût favorable de la production d'énergie renouvelable combiné aux engagements prescrits par la loi au niveau fédéral et des États en faveur de la réduction des émissions de GES et de la production d'énergie renouvelable devraient continuer de stimuler la demande de nouvelle capacité de production d'énergie renouvelable. La promulgation en 2022 de la loi sur la réduction de l'inflation (*Inflation Reduction Act*) a permis de consacrer près de 400 milliards de dollars de fonds fédéraux à l'énergie propre sous forme de crédits d'impôt destinés à favoriser les investissements privés dans l'énergie propre. Le gouvernement américain vise à réduire les émissions de GES de 50 % à 52 % à l'échelle de l'économie par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030 et à atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Il s'est fixé comme objectif d'atteindre une production d'électricité totalement non-émettrice d'ici 2035. Les États demeurent actifs dans l'adoption et le renforcement des normes en matière d'offre d'énergie renouvelable (*renewable portfolio standards* ou RPS), des politiques qui obligent les fournisseurs d'électricité à obtenir une certaine quantité de leur électricité à partir de technologies admissibles. En novembre 2022, 36 États et le district de Columbia avaient fixé des RPS ou des objectifs en matière d'énergie renouvelable. Dans 12 de ces États (et le district de Columbia), une électricité propre à 100 % sera exigée au plus tard en 2050. Aux États-Unis, la production d'électricité provient environ à 61 % des combustibles fossiles, à 19 % de

l'énergie nucléaire et à 20 % des sources d'énergie renouvelable. L'énergie éolienne est la principale source d'énergie renouvelable (9,2 %), suivie par l'hydroélectricité (6 %) et l'énergie solaire (2,8 %). La quote-part de l'énergie renouvelable dans la production d'électricité devrait plus que doubler pour atteindre 44 % d'ici 2050 et donc détrôner le méthane comme première source d'énergie.

La **France** fait actuellement face à une crise énergétique causée par le prix élevé du méthane et la faible disponibilité de l'énergie nucléaire, ce qui a fait grimper les prix de l'énergie à des niveaux records. Cette crise a fait croître la demande de CAÉ d'entreprise, ce qui pourrait conduire à la conclusion de davantage de contrats directs pour les actifs nouvellement construits et au renouvellement des contrats pour les actifs plus anciens. Les récentes mesures prises par le gouvernement comprennent l'instauration d'une cotisation spéciale provenant des producteurs d'énergie renouvelable correspondant à 90 % de tous les revenus générés lorsque le prix de l'énergie vendue est supérieur à 100 €/MWh. Une nouvelle loi (le projet de loi relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables) qui modifierait le cadre réglementaire devrait également être adoptée au début de 2023. Cette loi devrait favoriser le développement de l'énergie renouvelable en France en réduisant les délais d'obtention des permis et en accélérant le processus d'interconnexion. La France annoncera également plus tard en 2023 le plan à l'égard de sa stratégie énergétique à long terme (programmation pluriannuelle de l'énergie ou PPE). La PPE française est mise à jour tous les 3 ou 4 ans. La version de 2023 devrait favoriser l'énergie solaire, l'énergie éolienne en mer et l'énergie nucléaire. Selon les récentes annonces du gouvernement français, on estime que la capacité cible d'énergie solaire sera portée à 100 GW d'ici 2050 et que l'objectif de 35 GW pour l'énergie éolienne terrestre sera reporté à 2050 (par rapport à 2035 auparavant). Le réseau électrique français est largement déréglementé en ce qui concerne la production, les services auxiliaires et la fourniture d'électricité. Toutefois, il s'agit toujours d'un monopole quant à la distribution et au transport. Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) et le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité (ENEDIS), tous deux filiales d'Électricité de France, sont responsables de la gestion des infrastructures de distribution et de transport et ont le devoir de fournir une interconnexion aux projets d'énergie renouvelable à des conditions normalisées. Le contexte énergétique demeure donc très favorable aux producteurs d'énergie renouvelable. Bien que la France soit susceptible de réduire la disponibilité de ses contrats à tarifs de rachat garantis, elle s'est engagée à étendre le système d'appels d'offres pour l'approvisionnement en énergie renouvelable supplémentaire. Conformément à ses objectifs stratégiques visant à atteindre une puissance solaire de 100 GW et une puissance éolienne en mer de 35 GW, les appels d'offres devraient porter sur des projets éoliens supplémentaires de 1,5 à 2 GW chaque année et des projets solaires supplémentaires de près de 2 GW chaque année. Les CAÉ continueraient d'être attribués par l'intermédiaire d'une entité soutenue par le gouvernement pendant une longue période (20 ans).

L'énergie renouvelable continue de se développer au **Chili**. En 2022, la production d'énergie solaire et éolienne a totalisé 23 062 gigawattheures (« GWh »), en hausse de 28,2 % par rapport à 2021, ce qui représente 27,7 % de la production totale d'électricité. Par ailleurs, les centrales hydroélectriques ont représenté 24 % de la production totale (20 290 GWh). En décembre 2022, 66 installations d'énergie renouvelable étaient en construction, représentant une puissance de 3 532 MW. Les énergies renouvelables non conventionnelles, qui ne comprennent pas l'hydroélectricité avec réservoirs, représentent désormais 41 % de la puissance installée du pays, soit 33 218 MW, et 28 % de la production annuelle d'électricité. Le secteur minier, lequel consomme un tiers de la production globale d'électricité au Chili, est également le secteur qui consomme la majeure partie des nouvelles énergies renouvelables. Depuis 2014, les prix de l'énergie solaire ont chuté de plus de 60 %, incitant le secteur minier et d'autres secteurs à investir dans l'énergie renouvelable afin de réduire leurs dépenses de consommation d'électricité. En Amérique latine, la demande d'électricité reste forte et les gouvernements cherchent à accroître la production des énergies renouvelables, dont les ressources sont abondantes. Le Chili a pris des engagements prescrits par la loi en faveur de l'énergie renouvelable pour faire passer la part de la production d'énergie renouvelable à 60 % d'ici 2035 et à 70 % d'ici 2050. L'objectif du Chili aux termes de l'Accord de Paris est de plafonner les émissions annuelles de GES d'ici 2025 et de les réduire à 95 mégatonnes d'ici 2030. Le plan de mise hors service ou de reconversion des centrales alimentées au charbon, qui vise à démanteler les centrales alimentées au charbon restantes (qui produisent encore 23 % de l'électricité au Chili) d'ici 2040, a été l'une des mesures les plus concrètes à ce jour. Plusieurs centrales alimentées au charbon ont déjà été fermées et l'objectif pourrait être atteint plus tôt, possiblement en 2030 ou en 2025. Le Coordinador Eléctrico Nacional agit en tant qu'opérateur de réseau indépendant pour le Sistema Eléctrico Nacional au Chili. Il est chargé de coordonner la production d'électricité dans l'ensemble du réseau afin d'assurer l'efficacité opérationnelle et la rentabilité, tandis que les coûts de transport et de distribution sont réglementés par la loi. Il préserve également la sécurité du service électrique et doit garantir un accès libre au réseau de transport conformément à la loi. En 2013, seulement 5 % de la production d'électricité au Chili provenait de sources renouvelables non conventionnelles. En 2021, la production d'électricité provenant de sources renouvelables non conventionnelles a atteint 28 % de la production totale, surpassant la cible prescrite par la loi adoptée en 2013 qui imposait que 20 % de l'électricité produite au Chili devait provenir d'énergies renouvelables d'ici 2025. Un projet de loi prévoit actuellement de porter ce chiffre à 40 % d'ici 2030. Les secteurs de l'énergie solaire et éolienne sont les plus populaires compte tenu de la position géographique avantageuse du Chili. L'ensoleillement dans le désert d'Atacama et les vents de la côte Pacifique et de la cordillère des Andes font en sorte que le Chili constitue un marché prometteur pour la production d'énergie renouvelable.

Caractère saisonnier des activités

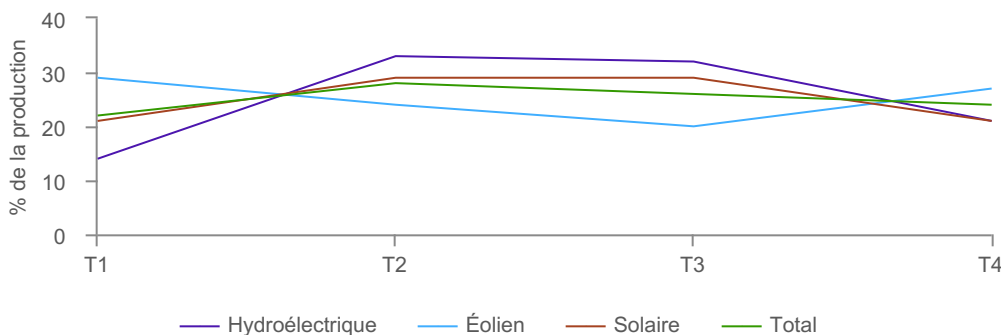
La Société vise à maintenir un portefeuille d'actifs diversifié tant sur le plan géographique que sur celui des sources d'énergie, afin d'atténuer les variations saisonnières et de production. La quantité d'électricité produite par les installations en exploitation de la Société est habituellement tributaire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

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

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

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 22 février 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 rubrique « Données clés » pour plus d'information.

Caractère saisonnier de la production par source d'énergie



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.

Changements climatiques à l'échelle mondiale

Les changements climatiques, qui augmentent la probabilité, la fréquence et la gravité des conditions météorologiques défavorables, comme les orages violents, les sécheresses et le stress hydrique, les canicules, les feux de forêt, la hausse des températures et les changements de modèles de précipitations, présentent à la fois des risques et des opportunités pour la Société. Les changements climatiques sont susceptibles de perturber les conditions météorologiques existantes d'une manière difficilement prévisible, ce qui pourrait entraîner des perturbations plus fréquentes et importantes des installations de production de la Société et dans les marchés de l'énergie où elle exerce ses activités. En outre, la demande d'énergie varie généralement en fonction des conditions météorologiques.

Les installations et les projets de la Société sont exposés à divers dangers qui devraient s'accroître dans le futur selon divers scénarios climatiques. La Société gère attentivement les risques physiques, y compris la préparation et la réaction aux conditions météorologiques exceptionnelles au moyen d'activités telles que la sélection proactive du tracé, le renforcement des actifs, l'entretien régulier et l'assurance. La Société suit les codes d'ingénierie réglementés, évalue les façons d'améliorer la fiabilité et la résilience du système et, le cas échéant, soumet des demandes réglementaires pour des dépenses d'investissement visant à créer une plus grande fiabilité et résilience du système. Lors de la planification d'un investissement en capital ou de l'acquisition d'actifs, la Société tient compte du climat et des conditions météorologiques propres du site, tels que la cartographie des plaines inondables et l'historique des phénomènes météorologiques extrêmes. Les activités de prévention comprennent des plans de gestion des feux de forêt et de la végétation au niveau du transport de l'électricité et des sites de distribution. La Société maintient des mesures d'intervention d'urgence approfondies pour des événements météorologiques extrêmes. Malgré toutes les mesures mises en place pour se préparer et répondre aux événements météorologiques extrêmes, rien ne garantit que les produits et la rentabilité de la Société ne seront pas touchés.

Cette année, la Société a publié son premier rapport d'évaluation climatique conforme aux principes du Groupe de travail sur la divulgation de l'information financière relative aux changements climatiques (le « GIFCC »), une étape importante de son engagement envers le développement durable et essentielle pour repérer et gérer les risques et les occasions que les changements climatiques représentent pour Innergex. Le rapport a été élaboré avec l'aide du GIFCC, de notre expertise à l'interne et d'un consultant externe, et fait suite à l'engagement que nous avons pris en 2021 de faire davantage correspondre nos informations à une norme reconnue à l'échelle mondiale.

À travers des consultations avec différents niveaux de la Société, notamment le conseil d'administration, les membres de la haute direction et des experts de chacun des territoires dans lesquels la Société exerce ses activités, l'équipe a acquis une compréhension de la résilience de l'entreprise selon différents scénarios climatiques potentiels en effectuant des évaluations, installation par installation, de leurs éventuelles conséquences matérielles et de transition. Ce travail a consisté principalement en une évaluation approfondie de l'entreprise au moyen d'une analyse de scénarios climatiques qui a servi à façonner la stratégie et les processus de planification financière de la Société et à évaluer la résilience de ses stratégies par rapport à divers scénarios climatiques. Le rapport est accessible sur le site durabilite.innergex.com.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Installations en exploitation

Secteur énergétique	Emplacement	Période de trois mois close le 31 décembre 2022		Période de trois mois close le 31 décembre 2021		Période de trois mois Variation de la production en %	Exercice clos le 31 décembre 2022		Exercice clos le 31 décembre 2021		Période de douze 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	181 379	100 %	170 605	94 %	6 %	716 024	102 %	688 416	98 %	4 %
	Ontario	17 159	81 %	25 643	121 %	(33) %	68 799	92 %	75 105	101 %	(8) %
	Colombie-Britannique	167 871	45 %	552 153	148 %	(70) %	1 767 031	80 %	2 152 452	98 %	(18) %
	États-Unis ³	68 514	75 %	89 664	123 %	(24) %	332 113	88 %	125 012	109 %	166 %
	Chili ⁴	144 528	92 %	105 232	67 %	37 %	447 085	91 %	215 843	70 %	107 %
	Total partiel	579 451	70 %	943 297	117 %	(39) %	3 331 052	87 %	3 256 828	96 %	2 %
ÉOLIEN	Québec	623 375	94 %	586 484	89 %	6 %	2 284 974	99 %	2 124 480	92 %	8 %
	France	207 039	95 %	173 486	80 %	19 %	659 974	88 %	646 208	86 %	2 %
	États-Unis	557 028	89 %	644 724	103 %	(14) %	2 270 446	93 %	1 938 737	99 %	17 %
	Chili ⁶	142 758	56 %	—	— %	— %	419 996	72 %	—	— %	— %
	Total partiel	1 530 200	87 %	1 404 694	93 %	9 %	5 635 390	92 %	4 709 425	94 %	20 %
SOLAIRE	Ontario	6 757	123 %	5 758	104 %	17 %	39 080	108 %	38 994	107 %	— %
	États-Unis	164 757	83 %	162 408	84 %	1 %	980 356	86 %	853 798	84 %	15 %
	Chili ^{4,5}	75 874	70 %	67 000	94 %	13 %	268 127	79 %	196 170	94 %	37 %
	Total partiel	247 388	79 %	235 166	87 %	5 %	1 287 563	85 %	1 088 962	87 %	18 %
PRODUCTION TOTALE¹		2 357 039	81 %	2 583 157	100 %	(9) %	10 254 005	90 %	9 055 215	94 %	13 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex		91 587	105 %	93 000	106 %	(2) %	538 042	100 %	798 151	97 %	(33) %
PRODUCTION PROPORTIONNELLE^{1,2}		2 448 626	82 %	2 676 157	100 %	(9) %	10 792 047	90 %	9 853 366	94 %	10 %

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

La **production** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022 s'est établie à 81 % de la PMLT. Ce résultat s'explique principalement par les débits d'eau exceptionnellement faibles aux centrales de la Colombie-Britannique et à Curtis Palmer en raison du temps plus sec, par des problèmes mécaniques au parc éolien Foad City, par l'ensoleillement moindre et la réduction économique au parc solaire Phoebé au Texas et au Chili de même que par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec et en France. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la production plus élevée des centrales hydroélectriques du Québec. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 105 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une production proportionnelle représentant 82 % de la PMLT.

La **production** pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 s'est établie à 90 % de la PMLT. Ce résultat s'explique principalement par la diminution de la production des centrales de la Colombie-Britannique en raison du temps frais qui a retardé la crue des eaux suivi d'un temps sec, par l'ensoleillement moindre et la réduction économique au parc solaire Phoebe au Texas et au Chili de même que par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne en France et par des problèmes mécaniques au parc éolien Foard City au Texas. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par des régimes éoliens supérieurs à la moyenne au parc éolien Griffin Trail au Texas et aux parcs éoliens du Québec. Si l'on ne tient pas compte de la réduction économique de Phoebe, la production du secteur de la production solaire des États-Unis aurait atteint 95 % de la PMLT. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 100 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une production proportionnelle représentant 90 % de la PMLT.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de mise en service

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

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de construction

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

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

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

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

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

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

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

Le statut des projets suivants a été mis à jour :

Hale Kuawehi :

- Les principales activités de construction sont toujours interrompues jusqu'à ce que la révision du CAÉ soit approuvée.
- Le contrat de fourniture du système de stockage d'énergie par batteries avec Tesla a été modifié, garantissant la livraison de toutes les composantes au quatrième trimestre de 2023.
- Le CAÉ avec HECO a été modifié et sera présenté à la Public Utility Commission (« PUC ») pour examen et approbation.
- La mise en service commerciale du projet est prévue au troisième trimestre de 2024.

Innavik :

- La construction des structures civiles est pratiquement terminée; il ne manque plus que la fermeture de la structure de dérivation pour faire monter le niveau d'eau dans le bassin d'amont.
- L'installation des poutrelles dans la diversion a été reportée au deuxième trimestre de 2023 en raison des températures froides.
- L'installation de l'équipement électromécanique est pratiquement terminée, et l'installation est prête pour sa mise en service à sec.
- L'entrepreneur a inscrit une hypothèque légale au premier trimestre de 2023, réclamant le paiement de coûts supplémentaires. La Société a l'intention de contester cette réclamation.
- La mise en service commerciale du projet est reportée au troisième trimestre de 2023.

Boswell Springs

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

Stockage d'énergie par batteries Salvador :

- Les travaux de terrassement, l'installation des fondations préfabriquées et l'extension de la sous-station sont terminés.
- Les travaux électriques, les interconnexions et la livraison et l'installation de l'équipement se poursuivront jusqu'au deuxième trimestre de 2023.
- Les transformateurs ont été livrés et leur installation est achevée.
- Les générateurs d'énergie auxiliaire ont été reçus sur le site au quatrième trimestre de 2022.
- Les travaux électriques ont commencé au quatrième trimestre de 2022 : la maille de mise à la terre est achevée et les conduits électriques ont été installés.
- La livraison des conteneurs du système de stockage d'énergie par batteries a été retardée au deuxième trimestre de 2023 par Mitsubishi.
- La mise en service pourrait être reportée au troisième trimestre de 2023 en raison de retards dans la livraison des batteries, mais la Société devrait être indemnisée sous forme de dommages-intérêts par le fournisseur.

Stockage d'énergie par batteries San Andrés :

- Le permis environnemental a été confirmé.
- La demande de permis local de construction est en cours.
- Les travaux de terrassement ont commencé au premier trimestre de 2023.
- La livraison de l'équipement de stockage d'énergie par batteries est prévue pour le troisième trimestre de 2023.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de développement

Innergex détient un portefeuille de projets au stade de développement d'une puissance installée brute d'environ 365,4 MW. Le tableau ci-après présente leur statut à la date du présent rapport de gestion.

Nom (emplacement)	Type	Puissance installée brute (MW)	Durée du CAÉ (années)	Date prévue de mise en service
Frontera (Chili)	Hydroélectrique	109,0	— 1	— 3
Rucacura (Chili)	Hydroélectrique	3,0	— 1	2025
Lazenay (France)	Éolien	9,0	— 1	2023
Auxy Bois Régnier (France)	Éolien	29,4	20	2025
Paeahu (Hawaii, É.-U.)	Solaire	15,0 ²	25	— 3
Palomino (Ohio, É.-U.)	Solaire	200,0	—	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 :

Auxy Bois Régnier :

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

Lazenay :

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

Palomino :

- Des discussions commerciales sont en cours avec divers preneurs.
- Un sommaire des modalités a été conclu afin d'assurer l'approvisionnement en panneaux du projet.
- Le rapport d'enquête du personnel de l'Ohio Power Siting Board a recommandé la délivrance du certificat de compatibilité environnementale et de besoin du public (*Certificate of Environmental Compatibility and Public Need*) pour le projet.

Paeahu :

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

Kahana et Barbers Point :

- Les CAÉ de ces projets ont été annulés par la Société en raison des hausses importantes des coûts de construction. Ces projets ont été déplacés du stade de développement au stade avancé des projets potentiels pour qu'ils puissent être soumis aux termes de futurs appels d'offres à Hawaii.

Boswell Springs :

- Ce projet a été déplacé des projets au stade de développement aux projets en cours de construction.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Projets potentiels

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

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

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

	Stade préliminaire		Stade intermédiaire		Stade avancé		Puissance totale ¹ (en MW)	Nombre total de projets
	Puissance ¹ (en MW)	Nombre de projets	Puissance ¹ (en MW)	Nombre de projets	Puissance ¹ (en MW)	Nombre de projets		
CANADA								
Hydroélectrique	500	15	—	—	—	—	500	15
Solaire	280	5	—	—	—	—	280	5
Éolien	2 723	13	2 400	6	—	—	5 123	19
Stockage	111	1	—	—	—	—	111	1
Total partiel	3 614	34	2 400	6	—	—	6 014	40
ÉTATS-UNIS								
Solaire	573	6	300	1	705	5	1 578	12
Éolien	—	—	400	1	—	—	400	1
Hydrogène vert ²	5	1	—	—	—	—	5	1
Total partiel	578	7	700	2	705	5	1 983	14
FRANCE								
Solaire	30	2	—	—	85	1	115	3
Éolien	45	2	108	6	149	8	302	16
Total partiel	75	4	108	6	234	9	417	19
CHILI								
Hydroélectrique	29	2	—	—	154	1	183	3
Solaire	32	1	—	—	—	—	32	1
Éolien	72	2	—	—	—	—	72	2
Total partiel	133	5	—	—	154	1	287	6
Total	4 400	50	3 208	14	1 093	15	8 701	79
Variations par rapport au troisième trimestre de 2022	+137	+2	(134)	—	+185	+3	+188	+5

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 troisième trimestre de 2022, trois nouveaux projets, soit un au Canada et deux en France, ont été ajoutés aux projets au stade préliminaire. Un projet existant au stade préliminaire en France a vu sa capacité augmenter et un projet est passé du stade préliminaire au stade intermédiaire. Aux États-Unis, un projet est passé du stade intermédiaire au stade avancé et deux projets sont passés des projets en développement au stade avancé.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre				Exercices clos les 31 décembre					
	2022	2021	Variation		2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ³	2021 Normalisé ³	Variation	
Produits	203 636	202 388	1 248	1 %	870 494	747 208	(54 967)	692 241	178 253	26 %
Charges d'exploitation	62 591	42 555	20 036	47 %	207 768	149 106	—	149 106	58 662	39 %
Frais généraux et administratifs	13 568	12 813	755	6 %	53 071	45 098	—	45 098	7 973	18 %
Charges liées aux projets potentiels	7 118	9 709	(2 591)	(27) %	24 740	27 367	—	27 367	(2 627)	(10) %
BAIIA ajusté ¹	120 359	137 311	(16 952)	(12) %	584 915	525 637	(54 967)	470 670	114 245	24 %
Charges financières	83 864	67 417	16 447	24 %	317 842	252 255	—	252 255	65 587	26 %
Autres produits, montant net	(23 236)	(34 565)	11 329	33 %	(68 919)	(89 621)	—	(89 621)	20 702	23 %
Amortissements	93 756	77 748	16 008	21 %	336 053	255 640	—	255 640	80 413	31 %
Dépréciation d'actifs non courants	47 868	12	47 856	— %	47 868	36 986	—	36 986	10 882	29 %
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées ² :										
Quote-part (du bénéfice) de la perte, avant les charges de dépréciation	286	(791)	1 077	136 %	(14 382)	77 280	(64 197)	13 083	(27 465)	(210) %
Quote-part des charges de dépréciation	—	—	—	— %	—	112 609	—	112 609	(112 609)	(100) %
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(16 622)	(15 411)	(1 211)	(8) %	64 145	92 122	(72 060)	20 062	44 083	220 %
(Recouvrement) d'impôt	(12 982)	37 158	(50 140)	(135) %	(6 577)	(26 240)	17 071	(9 169)	2 592	28 %
(Perte nette) bénéfice net	(52 575)	5 743	(58 318)	(1 015) %	(91 115)	(185 394)	64 219	(121 175)	30 060	25 %
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :										
Propriétaires de la société mère	(45 301)	(2 348)	(42 953)	(1 829) %	(81 619)	(191 805)	64 219	(127 586)	45 967	36 %
Participations ne donnant pas le contrôle	(7 274)	8 091	(15 365)	(190) %	(9 496)	6 411	—	6 411	(15 907)	(248) %
	(52 575)	5 743	(58 318)	(1 015) %	(91 115)	(185 394)	64 219	(121 175)	30 060	25 %
Perte nette par action attribuable aux propriétaires, de base et diluée (\$)	(0,23)	(0,02)			(0,43)	(1,09)	0,35	(0,74)		

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure conforme aux IFRS et peut ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

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

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

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

Secteur de la production hydroélectrique	Périodes de trois mois closes les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2022	2021	Variation	2022	2021	Variation
Production (MWh)	579 451	943 297	(39)%	3 331 052	3 256 828	2 %
PMLT (MWh)	824 540	806 256	2 %	3 838 290	3 392 026	13 %
Produits (en M\$)	61 082	96 392	(37)%	336 645	277 302	21 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	19 513	24 019	(19)%	86 135	64 866	33 %
BAIIA ajusté (en M\$) ¹	41 569	72 373	(43)%	250 510	212 436	18 %
PROPORTIONNEL¹						
Production proportionnelle (MWh)	631 088	999 294	(37)%	3 743 181	3 738 333	— %
Produits proportionnels (en M\$)	67 264	103 899	(35)%	380 973	327 849	16 %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	45 614	77 402	(41)%	285 064	250 983	14 %

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

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022, la diminution de 37 % des produits du secteur de la production hydroélectrique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent s'explique principalement par la production exceptionnellement faible des centrales de la Colombie-Britannique et des centrales Curtis Palmer en raison du temps plus sec. La diminution a été partiellement compensée par la hausse des prix au comptant des centrales au Chili. La diminution de 19 % 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, contrebalancée en partie par la hausse des charges découlant de l'acquisition de Curtis Palmer le 25 octobre 2021. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a diminué de 43 % pour s'établir à 41,6 M\$.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022, la diminution de 35 % des produits proportionnels¹ du secteur de la production hydroélectrique est attribuable essentiellement à la baisse des produits consolidés et des produits des coentreprises et des entreprises associées, en raison de la production exceptionnellement faible des centrales en Colombie-Britannique découlant du temps plus sec. L'incidence proportionnelle des coentreprises et des entreprises associées sur les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs a diminué principalement en raison des centrales Toba Montrose. Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel¹ a diminué de 41 % pour s'établir à 45,6 M\$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, l'augmentation de 21 % des produits du secteur de la production hydroélectrique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent s'explique principalement par les acquisitions de Curtis Palmer le 25 octobre 2021, de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021, dont les résultats sont maintenant inclus dans les produits consolidés d'Innergex, et de Licán le 3 août 2021. Cette augmentation s'explique également par le paiement de BC Hydro au titre de la réduction (se reporter à la rubrique « Éventualités » pour plus d'information), lequel a été atténué par la production exceptionnellement faible des centrales de la Colombie-Britannique en raison du temps sec. L'augmentation de 33 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique par l'augmentation des coûts d'entretien de certaines centrales de la Colombie-Britannique à la suite des inondations qui ont eu lieu à la fin de 2021, par la hausse des charges découlant des acquisitions de Curtis Palmer, de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima et de Licán. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 18 % pour s'établir à 250,5 M\$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, l'augmentation de 16 % des produits proportionnels¹ du secteur de la production hydroélectrique est attribuable essentiellement à la hausse des produits consolidés, partiellement compensée par la diminution des produits des coentreprises et des entreprises associées par rapport à ceux de la même période l'an dernier. Cette diminution s'explique surtout par l'apport moins élevé des centrales au Chili, puisque leurs résultats sont désormais inclus dans les résultats consolidés de la Société par suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima. L'incidence proportionnelle des coentreprises et des entreprises associées sur les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs a diminué principalement dans les centrales au Chili pour la raison évoquée précédemment. Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel¹ a augmenté de 14 % pour s'établir à 285,1 M\$.

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

Secteur de la production éolienne	Périodes de trois mois closes les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre				
	2022	2021	Variation	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ²	2021 Normalisé ²	Variation
Production (MWh)	1 530 200	1 404 694	9 %	5 635 390	4 709 425	—	4 709 425	20 %
PMLT (MWh)	1 761 962	1 506 858	17 %	6 094 820	5 010 772	—	5 010 772	22 %
Produits (en M\$)	127 024	90 280	41 %	420 529	349 786	(16 801)	332 985	26 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	39 113	16 262	141 %	103 042	72 927	—	72 927	41 %
BAIIA ajusté (en M\$) ¹	87 911	74 018	19 %	317 487	276 859	(16 801)	260 058	22 %
PROPORTIONNEL¹								
Production proportionnelle (MWh)	1 570 150	1 441 697	9 %	5 761 303	5 020 531	—	5 020 531	15 %
Produits proportionnels (en M\$)	148 786	111 436	34 %	501 465	464 293	(57 107)	407 186	23 %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	108 467	94 632	15 %	394 380	385 866	(57 107)	328 759	20 %

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

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

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022, les produits du secteur de la production éolienne ont augmenté de 41 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'acquisition d'Aela le 9 juin 2022, les cours du marché favorables des parcs éoliens aux États-Unis et la hausse des produits tirés des nouveaux CAÉ des parcs éoliens en France. L'augmentation de 141 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique essentiellement par les charges plus élevées à la suite de l'acquisition d'Aela et par l'incidence de la loi de finances rectificative de 2022 sur les parcs éoliens en France. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 19 % pour s'établir à 87,9 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022, l'augmentation de 34 % des produits proportionnels¹ est attribuable essentiellement à la hausse des produits consolidés et aux produits des coentreprises et des entreprises associées, qui ont augmenté par rapport à ceux de la même période de l'an dernier du fait de l'accroissement de la production. Les coentreprises et les entreprises associées n'ont pas eu d'incidence importante sur les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs par rapport à la période correspondante de l'an dernier. Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel¹ a augmenté de 15 % pour s'établir à 108,5 M\$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les produits du secteur de la production éolienne ont augmenté de 26 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas. L'augmentation s'explique principalement par l'acquisition d'Aela conclue le 9 juin 2022, la mise en service du parc éolien Griffin Trail le 26 juillet 2021 et l'accroissement de la production des parcs éoliens du Québec. L'augmentation de 41 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique essentiellement par l'acquisition d'Aela, la mise en service du parc éolien Griffin Trail et l'incidence de la loi de finances rectificative de 2022 en France. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ de 317,5 M\$ a augmenté de 22 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle le BAIIA ajusté¹ a été normalisé pour exclure les événements de février 2021 au Texas.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, l'augmentation de 23 % des produits proportionnels¹ du secteur de la production éolienne par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas, s'explique par les installations consolidées et la hausse des CIP générés par les parcs éoliens découlant surtout de la mise en service du parc éolien Griffin Trail le 26 juillet 2021. L'augmentation a été partiellement compensée par l'exclusion des résultats des installations Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021, à la suite des événements de février 2021 au Texas, jusqu'à leur cession effective le 28 décembre 2021 et le 4 mars 2022, respectivement. L'incidence proportionnelle des coentreprises et des entreprises associées sur les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs a diminué pour les mêmes raisons évoquées plus haut. Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel¹ a augmenté de 20 % pour s'établir à 394,4 M\$, sur une base normalisée.

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

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre				
	2022	2021	Variation	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ²	2021 Normalisé ²	Variation
Secteur de la production solaire								
Production (MWh)	247 388	235 166	5 %	1 287 563	1 088 962	—	1 088 962	18 %
PMLT (MWh)	313 118	270 963	16 %	1 518 991	1 257 038	—	1 257 038	21 %
Produits (en M\$)	15 530	15 716	(1)%	113 320	120 120	(38 166)	81 954	38 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	6 747	5 309	27 %	24 299	16 418	—	16 418	48 %
BAIIA ajusté (en M\$) ¹	8 783	10 407	(16)%	89 021	103 702	(38 166)	65 536	36 %
PROPORTIONNEL¹								
Production proportionnelle (MWh)	247 388	235 166	5 %	1 287 563	1 094 502	—	1 094 502	18 %
Produits proportionnels (en M\$)	15 530	15 716	(1)%	113 320	121 005	(38 166)	82 839	37 %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	8 783	10 407	(16)%	89 021	104 256	(38 166)	66 090	35 %

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

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

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022, les produits du secteur de la production solaire ont diminué de 1 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la baisse des prix de vente au parc solaire Salvador, compensée en partie par la hausse des prix de vente moyens du parc solaire Phoebe et l'acquisition de San Andrés le 28 janvier 2022. L'augmentation de 27 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs est attribuable à la hausse des charges d'exploitation découlant de la mise en service du parc solaire Hillcrest et de l'acquisition de San Andrés. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a diminué de 16 % pour s'établir à 8,8 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les produits du secteur de la production solaire ont augmenté de 38 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas. L'augmentation s'explique principalement par la hausse des prix de vente au parc solaire Phoebe, l'acquisition de San Andrés le 28 janvier 2022 et l'apport du parc solaire Pampa Elvira à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021. L'augmentation de 48 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs est attribuable à la hausse des charges d'exploitation découlant de la mise en service du parc solaire Hillcrest et de l'acquisition des parcs solaires San Andrés et Pampa Elvira. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 36 % pour s'établir à 89,0 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle le BAIIA ajusté a été normalisé pour exclure les événements de février 2021 au Texas.

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

Perte nette de 52,6 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,23 \$ par action) pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022, comparativement à un bénéfice net de 5,7 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,02 \$ par action) pour la période correspondante de 2021.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, l'augmentation de 58,3 M\$ de la perte nette s'explique principalement par :

- une augmentation de 47,9 M\$ de la dépréciation d'actifs non courants, principalement attribuable aux charges de dépréciation comptabilisées en 2022 pour les projets à Hawaii et les modules solaires « Safe Harbor »;
- une augmentation de 16,4 M\$ des charges financières se rapportant surtout à l'acquisition d'Aela, au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest;
- une augmentation de 16,0 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Aela et de San Andrés;
- une diminution de 11,3 M\$ du montant net des autres produits, principalement attribuable à la baisse des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal, qui s'explique en grande partie par l'amortissement fiscal accéléré du parc éolien Griffin Trail comptabilisé en 2021, partiellement contrebalancée par une variation favorable des taux de change en 2022 par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une diminution de 50,1 M\$ de la charge d'impôt, en raison essentiellement de la baisse des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal, attribuable en grande partie à l'amortissement fiscal accéléré du parc éolien Griffin Trail comptabilisé en 2021 et au classement des modules solaires « Safe Harbor » comme étant des actifs détenus en vue de la vente.

Perte nette de 91,1 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,43 \$ par action) pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, comparativement à une perte nette de 185,4 M\$ (perte nette de base et diluée de 1,09 \$ par action) pour la période correspondante de 2021.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, la diminution de 94,3 M\$ de la perte nette s'explique principalement par :

- une diminution de 204,3 M\$ de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, attribuable surtout :
 - à la comptabilisation de charges de dépréciation totalisant 112,6 M\$ par l'entremise de la quote-part de la perte de la Société des installations en coentreprise Flat Top et Shannon de la Société en 2021;
 - aux événements de février 2021 au Texas, qui ont entraîné une incidence défavorable nette de 64,2 M\$ sur les installations en coentreprise Flat Top et Shannon en 2021 (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour plus d'information);
 - à la comptabilisation d'une perte de 26,9 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché par l'entremise de la quote-part de la perte des installations en coentreprise Flat Top et Shannon en 2021, comparativement à néant en 2022;
- une variation favorable de 28,0 M\$ de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à l'incidence défavorable nette des événements de février 2021 au Texas en 2021 et à la variation favorable des courbes des taux de change à terme et des courbes de taux d'intérêt en 2022 par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, facteurs partiellement compensés par la hausse des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une augmentation de 80,4 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Energía Llaima, d'Aela, de San Andrés et de Curtis Palmer et à la mise en service de Griffin Trail et de Hillcrest en 2021;
- une augmentation de 65,6 M\$ des charges financières se rapportant surtout aux acquisitions d'Energía Llaima et d'Aela, à une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro ainsi qu'à la mise en service du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest en 2021;
- une diminution de 20,7 M\$ du montant net des autres produits, principalement attribuable à la baisse des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal, qui s'explique en grande partie par l'amortissement fiscal accéléré du parc éolien Griffin Trail comptabilisé en 2021, en partie contrebalancée par une variation favorable des taux de change et la hausse des CIP générés à la suite d'une année complète de production au parc éolien Griffin Trail en 2022 par rapport à 2021;
- une augmentation de 19,7 M\$ de la charge d'impôt, en raison essentiellement de l'incidence des événements de février 2021 au Texas, des charges de dépréciation de Flat Top et de Shannon comptabilisées en 2021 et de la non-comptabilisation des actifs d'impôt différé des projets classés comme étant des actifs détenus en vue de la vente, facteurs partiellement compensés par une baisse de la charge d'impôt attribuable à l'amortissement fiscal accéléré du parc éolien Griffin Trail comptabilisé en 2021;
- une augmentation de 10,9 M\$ de la dépréciation d'actifs non courants compte tenu des charges de dépréciation comptabilisées en 2022 relativement aux projets à Hawaii et aux modules solaires « Safe Harbor », ce qui a été contrebalancé en partie par les charges de dépréciation comptabilisées en 2021 relativement au parc solaire Phoebe, l'investissement dans Energía Llaima découlant de l'achat de la participation restante et une participation minoritaire en France.

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

La perte nette ajustée¹ est une mesure qui a pour but d'éliminer l'incidence sur le bénéfice de certains instruments financiers dérivés et événements non récurrents, qui ne sont pas représentatifs de la performance d'exploitation de la Société. La perte nette ajustée¹ n'est pas une mesure reconnue selon les IFRS et n'a pas de signification prescrite par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

Les références à la « perte nette ajustée¹ » visent le bénéfice net (la perte nette) de la Société, auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers, partie réalisée de la couverture de base de Phoebe, perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt, profit réalisé sur les contrats de change à terme, pertes de valeur, éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie de la Société comme les événements de février 2021 au Texas, charge (recouvrement) d'impôt liée à ces éléments, et quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées liée aux éléments ci-dessus, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte.

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

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2022	2021	2022	2021 Normalisé ²
Produits	203 636	202 388	870 494	692 241
Charges :				
Charges d'exploitation	62 591	42 555	207 768	149 106
Frais généraux et administratifs	13 568	12 813	53 071	45 098
Charges liées aux projets potentiels	7 118	9 709	24 740	27 367
BAlIA ajusté ¹	120 359	137 311	584 915	470 670
Charges financières	83 864	67 417	317 842	252 255
Autres produits, montant net	(23 236)	(32 372)	(65 705)	(85 547)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	93 756	77 748	336 053	255 640
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées	500	(272)	(12 501)	(12 423)
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	1 559	1 672	37 479	2 902
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(6 800)	33 092	6 607	64 794
Perte nette ajustée¹	(29 284)	(9 974)	(34 860)	(6 951)

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

2. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les produits sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour obtenir plus d'information.

Perte nette ajustée¹ de 29,3 M\$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022, comparativement à une perte nette ajustée¹ de 10,0 M\$ pour la période correspondante de 2021.

L'augmentation de 19,3 M\$ de la perte nette ajustée¹ s'explique principalement par :

- une diminution de 9,1 M\$ du montant net des autres produits, en raison essentiellement de la baisse des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal, attribuable en grande partie à l'amortissement fiscal accéléré du parc éolien Griffin Trail comptabilisé en 2021, partiellement contrebalancée par une variation favorable des taux de change en 2022 en comparaison de la période correspondante de l'exercice précédent;
- une augmentation de 16,4 M\$ des charges financières se rapportant surtout à l'acquisition d'Aela, au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest;
- une augmentation de 16,0 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Aela et de San Andrés.

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

- une diminution de 39,9 M\$ de la charge d'impôt, en raison essentiellement de la baisse des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal, attribuable en grande partie à l'amortissement fiscal accéléré du parc éolien Griffin Trail comptabilisé en 2021.

Perte nette ajustée¹ de 34,9 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, comparativement à une perte nette ajustée¹ de 7,0 M\$ pour la période correspondante de 2021.

L'augmentation de 27,9 M\$ de la perte nette ajustée¹ s'explique principalement par :

- une augmentation de 80,4 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Energía Llaima, d'Aela, de San Andrés et de Curtis Palmer et à la mise en service du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest en 2021;
- une augmentation de 65,6 M\$ des charges financières se rapportant surtout aux acquisitions d'Energía Llaima et d'Aela, à une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro ainsi qu'au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest mis en service en 2021;
- une variation défavorable de 34,6 M\$ de la partie réalisée de la variation de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, surtout liée à la hausse des prix du marché en 2022;
- une diminution de 19,8 M\$ du montant net des autres produits, en raison essentiellement de la baisse des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal, attribuable en grande partie à l'amortissement fiscal accéléré du parc éolien Griffin Trail comptabilisé en 2021, en partie contrebalancée par une variation favorable des taux de change et la hausse des CIP générés à la suite d'une année complète de production au parc éolien Griffin Trail en 2022 par rapport à 2021.

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 58,2 M\$ de la charge d'impôt sur le résultat, en raison essentiellement de la baisse des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal, attribuable en grande partie à l'amortissement fiscal accéléré du parc éolien Griffin Trail comptabilisé en 2021.

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

Attribution d'une perte de 7,3 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 8,1 M\$ pour la période correspondante de 2021.

L'augmentation de 15,4 M\$ de la perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022 s'explique essentiellement par :

- une baisse des produits principalement attribuable à la production exceptionnellement faible des centrales Harrison Hydro, Kwoiek Creek et Curtis Palmer en raison du temps sec;
- l'absence de répartition aux participations ne donnant pas le contrôle d'Innergex Europe au quatrième trimestre de 2022 en raison de l'acquisition en France le 4 octobre 2022.

Attribution d'une perte de 9,5 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 6,4 M\$ pour la période correspondante de 2021.

L'augmentation de 15,9 M\$ de la perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 s'explique essentiellement par :

- une baisse des produits principalement attribuable à la production exceptionnellement faible des centrales Harrison Hydro et Kwoiek Creek en raison du temps sec;
- une répartition plus élevée des pertes aux participations ne donnant pas le contrôle de Harrison Hydro, du fait surtout d'une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent;
- l'absence de répartition aux participations ne donnant pas le contrôle d'Innergex Europe au quatrième trimestre de 2022 en raison de l'acquisition en France le 4 octobre 2022.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par :

- une variation favorable de la juste valeur latente des instruments financiers dérivés d'Innergex Europe.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Structure du capital

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

	Au 31 décembre 2022	Au 31 décembre 2021
Capitaux propres¹		
Actions ordinaires ²	3 306 952	3 580 388
Actions privilégiées ³	87 640	109 080
Participations ne donnant pas le contrôle	170 232	267 568
	3 564 824	3 957 036
Prêts et emprunts à long terme¹		
Facilité de crédit renouvelable de la Société	718 232	398 758
Autres dettes de la Société	305 000	295 000
Dettes au niveau des projets	4 088 456	3 562 380
Financement par participation au partage fiscal	443 147	455 967
Débetures convertibles	282 678	280 258
Frais de financement différés	(78 303)	(67 928)
	5 759 210	4 924 435
	9 324 034	8 881 471

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

2. Correspond au nombre d'actions ordinaires en circulation au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2021, multiplié par le cours de l'action en vigueur à la clôture du marché, soit 16,20 \$ (18,60 \$ en 2021).

3. Correspond au nombre d'actions privilégiées en circulation au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2021, multiplié par le cours des actions privilégiées de série A et de série C en vigueur à la clôture du marché, soit 13,40 \$ et 21,04 \$, respectivement (17,20 \$ et 25,30 \$, respectivement, en 2021).

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

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

La juste valeur des actions ordinaires a principalement subi l'incidence de la variation défavorable nette du cours des actions et des actions émises dans le cadre de l'appel public à l'épargne de février 2022 et du placement privé concurrent d'Hydro-Québec (se reporter à la rubrique « Information sur le capital-actions » du présent rapport de gestion pour plus d'information). La structure des actions privilégiées est demeurée stable par rapport au 31 décembre 2021. La juste valeur a donc subi l'incidence de la variation défavorable nette des cours des actions privilégiées. La diminution des participations ne donnant pas le contrôle s'explique principalement par l'acquisition en France et l'acquisition de Mountain Air, respectivement, par les distributions attribuées aux participations ne donnant pas le contrôle et par l'augmentation de la perte attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle dans les centrales Harrison Hydro et Kwoiek Creek pendant l'exercice.

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme est surtout attribuable à l'acquisition d'Aela et au refinancement subséquent de la dette sans recours des installations chiliennes ainsi qu'aux prélèvements nets sur la facilité de crédit renouvelable.

Le taux d'intérêt global effectif des prêts et emprunts à long terme de la Société était de 5,06 % au 31 décembre 2022 (4,62 % au 31 décembre 2021).

Conventions de crédit – conditions financières et non financières significatives

Au 31 décembre 2022, la Société et ses filiales ont respecté l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ conclus par diverses filiales de la Société pourraient limiter la capacité de ces filiales de virer des fonds à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Participation au partage fiscal

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

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

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

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

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

En août 2022, la loi sur la réduction de l'inflation (*Inflation Reduction Act* ou IRA) a été adoptée. L'IRA prévoit notamment une prolongation des CII et des CIP actuellement en vigueur pour les projets dont la construction commencera avant le 1er janvier 2025. En outre, les projets solaires peuvent choisir d'opter pour des CIP plutôt que pour seulement des CII pour les projets dont la construction commencera avant le 1er janvier 2025. Pour les projets mis en service après le 1er janvier 2025, il y aura une transition vers un nouveau système de crédits d'impôt neutres sur le plan technologique, dont la fonction et le montant sont essentiellement les mêmes que ceux des CII et des CIP. Cette nouvelle structure neutre sur le plan technologique se prolongera jusqu'à ce que les émissions du secteur de l'électricité soient réduites de 75 % par rapport à celles de 2022 ou jusqu'à ce qu'elles commencent à diminuer après 2032, selon la date qui est la plus éloignée.

Au 31 décembre 2022, les CIP s'élevaient à 26 \$ US/MWh généré et sont soumis à un ajustement annuel de l'inflation selon l'IPC, et les CII représentaient 30 % des dépenses d'investissement autorisées.

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

Les lois fiscales actuelles des États-Unis permettent aux projets éoliens de recevoir des crédits d'impôt, qui sont obtenus pour chaque MWh de production au cours des dix premières années d'exploitation du projet. Foard City et Griffin Trail étaient admissibles à l'intégralité des CIP.

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF ⁵	Placement des IPF (M\$)	Génération annuelle attendue des CIP ³ (M\$)	Apport de paiements à l'utilisation annuel attendu ⁴ (M\$)	Attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP aux IPF (avant le point de basculement)	Attribution des distributions en trésorerie aux IPF (avant le point de basculement)
Foard City ^{1,2}	2019	2029	372,7	45,9	4,9	99,00 %	5,00 %
Griffin Trail ^{1,2}	2021	2031	210,6	29,3	5,1	99,00 %	5,00 %

1. Avant le point de basculement, les distributions en trésorerie à l'IPF sont déterminées en fonction d'un test trimestriel qui mesure la trésorerie générée et cumulée depuis la mise en service commerciale. Une baisse de la production pourrait entraîner une attribution en trésorerie plus élevée à l'IPF ou un changement de point de basculement. Les chiffres fournis se rapportent à 2022.
2. Les IPF dans les projets aux États-Unis exigent généralement certaines garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les IPF dans Foard City et Griffin Trail, Alterra, une filiale d'Innergex, a accordé une garantie pour indemniser les IPF en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.
3. Selon la PMLT brute estimée et le crédit actuel de 26 \$ US/MWh généré pour la période allant de la date de mise en service au point de basculement, converti en dollars canadiens à un taux de 1,3544. La génération des CIP variera en fonction de la production réelle. Les CIP sont soumis à l'inflation annuelle de l'IPC.
4. L'estimation de l'apport de paiements à l'utilisation annuel moyen est fondée sur les CIP générés sur la PMLT brute estimée pour chaque exercice allant de la date de mise en service au point de basculement, converti en dollars canadiens à un taux de 1,3544. L'apport de paiements à l'utilisation sera obtenu en fonction de la production réelle dépassant un certain seuil annuel, sous réserve d'un maximum cumulatif contractuel.
5. Représente le point de basculement prévu des IPF tel qu'estimé à la date du financement final des IPF. Le point de basculement réel peut différer en fonction des résultats d'exploitation respectifs des installations.

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

Les lois fiscales actuelles des États-Unis permettent aux parcs éoliens et solaires de recevoir un crédit d'impôt fédéral unique, calculé en fonction des coûts en capital des installations. Phoebe et Hillcrest étaient admissibles à l'intégralité des CII de 30 %.

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

1. Les IPF dans les projets aux États-Unis exigent généralement certaines garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Phoebe, Alterra, une filiale d'Innergex, a accordé une garantie pour indemniser les IPF en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.
2. Les montants des distributions en trésorerie de Phoebe aux IPF sont fixes et définis dans l'entente de partenariat des IPF. Tous les montants en trésorerie distribuables supérieurs à ces distributions fixes et définies sont distribués aux taux de 10,62 % à l'IPF, jusqu'à la date du point de basculement.
3. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII à Phoebe est de 67,00 % jusqu'au 31 décembre 2024, puis reviendra à 99,00 % par la suite, jusqu'au point de basculement des IPF.
4. Hillcrest Solar Partners a reçu 22,4 M\$ US (29,8 M\$) de la part de l'IPF en échange de sa participation de membre de catégorie A, ce qui représente 20 % du placement total de l'IPF. Le reste du financement de 90,4 M\$ US (122,4 M\$) a été reçu lors de la mise en service du projet en novembre 2021.
5. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII d'Hillcrest à l'IPF est de 99,00 %. À compter du 1er janvier 2027, l'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) à l'IPF sera de 5,00 %.
6. Les montants des distributions en trésorerie d'Hillcrest à l'IPF sont fixes et définis dans l'entente de partenariat des IPF. Tous les montants en trésorerie distribuables supérieurs à ces distributions fixes et définies sont distribués au taux de 4,23 % à l'IPF, jusqu'à la date du point de basculement.
7. Représente le point de basculement prévu des IPF tel qu'estimé à la date du financement final des IPF. Le point de basculement réel peut différer en fonction des résultats d'exploitation respectifs des installations.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Situation financière

Aux	31 décembre 2022	31 décembre 2021
ACTIFS		
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	162 971	166 266
Liquidités soumises à restrictions	54 670	61 659
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	1 282	1 200
Autres actifs courants	249 019	159 552
Actifs détenus en vue de la vente	59 217	—
Total des actifs courants	527 159	388 677
Actifs non courants		
Immobilisations corporelles	6 212 371	5 513 392
Immobilisations incorporelles	1 268 960	1 043 994
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	135 786	133 398
Goodwill	139 676	60 858
Autres actifs non courants	318 475	255 749
Total des actifs non courants	8 075 268	7 007 391
Total des actifs	8 602 427	7 396 068
PASSIFS		
Passifs courants		
	650 824	733 527
Passifs non courants		
Prêts et emprunts à long terme	5 384 813	4 411 239
Autres passifs non courants	1 080 363	890 622
Total des passifs non courants	6 465 176	5 301 861
Total des passifs	7 116 000	6 035 388
CAPITAUX PROPRES		
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 316 195	1 093 112
Participations ne donnant pas le contrôle	170 232	267 568
Total des capitaux propres	1 486 427	1 360 680
	8 602 427	7 396 068

Éléments du fonds de roulement

Au 31 décembre 2022, le fonds de roulement¹ était négatif de 123,7 M\$, comparativement à un fonds de roulement négatif de 344,9 M\$ en 2021, ce qui s'explique surtout par ce qui suit :

- Les actifs courants s'élevaient à 527,2 M\$ au 31 décembre 2022, en hausse de 138,5 M\$ comparativement au 31 décembre 2021, en raison essentiellement d'une augmentation de 61,4 M\$ des débiteurs, surtout attribuable à l'acquisition d'Aela et au calendrier de recouvrement qui s'y rapporte, du reclassement des modules solaires « Safe Harbor » comme étant des actifs détenus en vue de la vente et d'une hausse de 11,3 M\$ des charges payées d'avance et autres, surtout attribuable à l'acquisition d'Aela.
- Les passifs courants s'élevaient à 650,8 M\$ au 31 décembre 2022, en baisse de 82,7 M\$ comparativement au 31 décembre 2021, en raison essentiellement d'une baisse de 137,7 M\$ de la partie courante des prêts et emprunts à long terme, qui a principalement trait à la correction des cas de défaut aux termes des emprunts liés aux projets Phoebe, Duquenco, Beaumont et Vallottes, contrebalancée en partie par le classement du prêt à terme subordonné non garanti de 150,0 M\$ dans la partie courante, compte tenu de son échéance le 6 février 2023, et par les acquisitions d'Aela et de San Andrés.
- Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence favorable sur le solde du fonds de roulement (se reporter à la rubrique « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information).

La Société estime que son fonds de roulement actuel¹ et sa facilité de crédit à terme renouvelable sont suffisants pour combler ses besoins, et elle tient également compte de l'emprunt à terme non garanti subordonné de 150,0 M\$ qui a été refinancé le 1er février 2023 et est classé comme courant au 31 décembre 2022. Au 31 décembre 2022, sur les 950,0 M\$ à sa disposition sur la facilité de crédit renouvelable, la Société avait prélevé 718,2 M\$ à titre d'avances de fonds, et un montant de 56,9 M\$ avait été affecté à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 174,9 M\$.

Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 8 075,3 M\$ au 31 décembre 2022, en hausse de 1 067,9 M\$ comparativement au 31 décembre 2021. L'augmentation est principalement attribuable à un ajout total de 939,8 M\$ aux immobilisations corporelles et incorporelles dans le cadre des acquisitions d'Aela et de San Andrés. De plus, les activités de construction et de développement ont également contribué à une hausse des immobilisations corporelles et des frais de développement de projets totalisant 175,2 M\$, déduction faite des CII recouvrables déduits des coûts de construction de Hale Kuawehi. Une augmentation de 73,1 M\$ du goodwill attribuable à l'acquisition d'Aela, une hausse des actifs au titre de droits d'utilisation attribuable à une révision à la hausse de la durée d'utilité des parcs éoliens et solaires, et une hausse de 18,3 M\$ des actifs d'impôt différé surtout attribuable à l'acquisition de Mountain Air et aux pertes fiscales allouées à Phoebe, contrebalancées en partie par le renversement des pertes fiscales précédemment comptabilisées au Chili, ont également contribué à l'augmentation des actifs non courants. Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence favorable sur les actifs non courants (se reporter à la rubrique « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information). L'augmentation s'explique également par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et à l'euro.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par des amortissements de 336,1 M\$, par une augmentation des courbes de taux d'intérêt, qui a contribué à la baisse de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations incluse dans les immobilisations corporelles, et par les charges de dépréciation comptabilisées relativement aux projets à Hawaii et aux modules solaires « Safe Harbor ».

Passifs non courants

Les passifs non courants s'élevaient à 6 465,2 M\$ au 31 décembre 2022, en hausse de 1 163,3 M\$ comparativement au 31 décembre 2021. L'augmentation est essentiellement attribuable à une hausse de 973,6 M\$ de la partie non courante des prêts et emprunts à long terme, laquelle découle des prêts et emprunts à long terme pris en charge dans le cadre de l'acquisition d'Aela et du refinancement subséquent de la dette sans recours des installations chiliennes ainsi que des prélèvements nets sur la facilité de crédit à terme renouvelable ayant servi à l'acquisition de San Andrés et aux activités de construction et de développement.

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

Le classement d'emprunts liés aux projets dans la partie non courante à la suite de la correction des cas de défaut des conventions de crédit de Phoebe, de Duquenco, de Beaumont et de Vallottes a également contribué à l'augmentation de la partie non courante des prêts et emprunts à long terme (se reporter à la rubrique « Structure du capital » du présent rapport de gestion pour plus d'information). L'augmentation des passifs à long terme s'explique également par une augmentation de 136,2 M\$ des passifs d'impôt différé, principalement liée à l'acquisition d'Aela et à une variation favorable de la juste valeur des instruments financiers dérivés, par les obligations locatives acquises dans le cadre de l'acquisition d'Aela et par une hausse des obligations locatives attribuable à une révision à la hausse de la durée d'utilité des parcs éoliens et solaires.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par les remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme et le classement du prêt à terme subordonné non garanti dans la partie courante, compte tenu de son échéance le 6 février 2023. En outre, l'augmentation des courbes de taux d'intérêt a contribué à la baisse des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Capitaux propres

Au 31 décembre 2022, les capitaux propres ont augmenté de 125,7 M\$ par rapport à ceux du 31 décembre 2021, principalement en raison des actions émises dans le cadre de l'appel public à l'épargne en février 2022 et du placement privé concurrent d'Hydro-Québec (se reporter à la rubrique « Information sur le capital-actions » du présent rapport de gestion pour plus d'information), et du total du résultat global de 176,1 M\$, facteurs contrebalancés en partie par les dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées de 152,6 M\$, les distributions aux participations ne donnant pas le contrôle de 48,7 M\$ et l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle par l'entremise de l'acquisition en France et de l'acquisition de Mountain Air.

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 25,3 M\$ au 31 décembre 2022, contre un passif net de 59,4 M\$ au 31 décembre 2021. La variation favorable est principalement attribuable aux dérivés de couverture du taux d'intérêt, qui ont été avantagés par une augmentation des courbes de taux d'intérêt, et aux contrats de change à terme, qui ont été avantagés par une diminution généralisée de la courbe des taux à terme entre l'euro et le dollar canadien. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la variation défavorable de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, en raison de l'augmentation des courbes de prix du marché, et par la monétisation de contrats de change à terme euro-dollar canadien parallèlement à la clôture de l'acquisition en France.

Arrangements hors bilan

Au 31 décembre 2022, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 300,6 M\$, y compris un montant de 56,9 M\$ au titre de ses facilités de crédit disponibles, afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. Ces lettres de crédit ont été émises en guise de garantie de paiement pour divers projets en cours de construction et en guise de garantie d'exécution ou de garantie financière aux termes de CAÉ et d'autres obligations contractuelles. À cette date, Innergex avait également émis des garanties de société pour un montant total de 113,4 M\$ en vue principalement de garantir les activités de certains projets potentiels. Les garanties de société ont également servi à soutenir les instruments de couverture à long terme de ses activités en France, la sécurité des paiements en lien avec ses activités de développement à Hawaii et la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.

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

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Éventualités

Avis de réduction de BC Hydro

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

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

Innergex a contesté que la pandémie et les mesures gouvernementales connexes empêchaient de quelque façon que ce soit BC Hydro de respecter ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettaient d'invoquer les dispositions de « force majeure » des CAÉ pour suspendre ces obligations. Innergex reconnaît que BC Hydro conserve des droits de « fermeture » en vertu des CAÉ, qui lui permettent d'exiger d'Innergex qu'elle contraigne ou arrête ses installations dans certaines circonstances, notamment pour éviter un risque pour la sécurité ou la stabilité. Lorsque BC Hydro exerce ce droit, elle est tenue, en vertu des CAÉ, d'indemniser Innergex pour l'énergie qui aurait été produite dans les installations en l'absence de la réduction. Innergex s'est conformée à la demande de réduction de BC Hydro, mais l'a fait sous toute réserve, cherchant à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus. Pour la période allant du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction s'élevaient à 12,5 M\$ (14,2 M\$ sur la base des produits proportionnels¹). Le litige a été réglé au cours du premier trimestre 2022 à la satisfaction d'Innergex.

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

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

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

¹ Les produits proportionnels ne sont pas une mesure conforme aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Entente IAC d'Innavik

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

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Flux de trésorerie

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre			
	2022	2021	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours)	2021 Normalisé ¹
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION						
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	93 631	75 837	430 243	265 498	17 093	282 591
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT						
(Sorties) entrées de trésorerie liées aux activités de financement	(24 009)	366 228	197 536	414 077	—	414 077
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT						
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement	(127 768)	(446 083)	(635 766)	(667 054)	—	(667 054)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	4 266	(4 766)	4 692	(7 720)	—	(7 720)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(53 880)	(8 784)	(3 295)	4 801	17 093	21 894
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	216 851	175 050	166 266	161 465	—	161 465
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période	162 971	166 266	162 971	166 266	17 093	183 359

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

Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 93,6 M\$, contre 75,8 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation s'explique principalement par le profit réalisé sur instruments financiers à la suite de la monétisation des contrats de change à terme parallèlement à la clôture de l'acquisition en France, par les acquisitions d'Aela et de San Andrés et par le calendrier de versement des intérêts pour certaines dettes de projet en Colombie-Britannique au quatrième trimestre de 2022, facteurs compensés en partie par l'augmentation des charges financières payées se rapportant aux obligations vertes émises dans le cadre du refinancement de la dette sans recours au Chili par suite de l'acquisition d'Aela.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 430,2 M\$, contre 265,5 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation est principalement attribuable à l'apport des acquisitions d'Energía Llaima, de Licán, de Curtis Palmer, de San Andrés et d'Aela, à la mise en service de Hillcrest et de Griffin Trail ainsi qu'au paiement de BC Hydro au titre de la réduction. Le profit réalisé sur instruments financiers à la suite du règlement du swap de taux d'intérêt dans le cadre du refinancement par Innergex de la dette sans recours de ses installations chiliennes et du règlement des contrats de change à terme parallèlement à la clôture de l'acquisition en France, l'incidence défavorable nette des événements de février 2021 au Texas et le calendrier de versement des intérêts pour certaines dettes de projet en Colombie-Britannique au quatrième trimestre de 2022 ont également contribué à la hausse des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des charges financières payées se rapportant surtout au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest mis en service en 2021 ainsi qu'aux obligations vertes émises dans le cadre du refinancement de la dette sans recours au Chili par suite de l'acquisition d'Aela, et par l'écart défavorable entre les ventes au point d'injection de Phoebe et les achats au réseau ERCOT South.

Entrées (sorties) de trésorerie liées aux activités de financement

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022, les sorties de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 24,0 M\$, par rapport à des entrées liées aux activités de financement de 366,2 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution est principalement attribuable au montant de 196,7 M\$ investi par HQI US Holding LLC, filiale d'Hydro-Québec, dans l'acquisition de Curtis Palmer en 2021 et à l'augmentation nette de 23,9 M\$ des prêts et emprunts à long terme en 2022, laquelle s'explique essentiellement par la diminution des remboursements prévus de capital sur la dette, comparativement à une hausse nette de 217,1 M\$ en 2021, qui a surtout trait aux prélèvements effectués sur la facilité de crédit renouvelable de la Société pour l'acquisition de Curtis Palmer.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 197,5 M\$, en regard de 414,1 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution est principalement attribuable au montant de 196,7 M\$ investi par HQI US Holding LLC, filiale d'Hydro-Québec, dans l'acquisition de Curtis Palmer en 2021 et aux entrées de trésorerie de 202,4 M\$ en 2022 liées aux actions émises dans le cadre de l'acquisition d'Aela, comparativement à des entrées de trésorerie de 267,8 M\$ en 2021 liées aux actions émises dans le cadre de l'acquisition de Curtis Palmer. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par l'augmentation nette de 208,0 M\$ des prêts et emprunts à long terme en 2022, laquelle s'explique essentiellement par les acquisitions de San Andrés et d'Aela, les obligations vertes émises dans le cadre du refinancement de la dette sans recours au Chili par suite de l'acquisition d'Aela et les ajouts aux immobilisations corporelles, comparativement à une augmentation de 114,6 M\$ en 2021, qui avait surtout trait aux prélèvements nets effectués pour la construction du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest.

Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2022, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 127,8 M\$, par rapport à 446,1 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution s'explique principalement par la contrepartie versée pour l'acquisition de Curtis Palmer en 2021.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 635,8 M\$, contre 667,1 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement s'explique principalement par les ajouts aux immobilisations corporelles du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest en 2021, compensés en partie par la contrepartie versée pour les acquisitions de San Andrés et d'Aela et l'acquisition de Mountain Air en 2022, comparativement à la contrepartie versée pour l'acquisition de Curtis Palmer en 2021.

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

Calcul des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution ¹	Exercice clos les 31 décembre				
	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ⁷	2021 Normalisé ⁷	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ²	430 243	265 498	17 093	282 591	235 108
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>					
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	14 518	21 455	—	21 455	7 765
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(11 051)	(8 029)	—	(8 029)	(2 828)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(156 862)	(160 973)	—	(160 973)	(151 623)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ³	(29 271)	(25 076)	—	(25 076)	(13 491)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 632)	(5 632)	—	(5 632)	(5 942)
Refinancement du portefeuille au Chili - incidence de la couverture ⁴	2 578	—	—	—	—
<i>Ajouter (déduire) les éléments spécifiques suivants⁵ :</i>					
Perte réalisée sur les contreparties éventuelles (Profit réalisé) perte réalisée sur la résiliation de swaps de taux d'intérêt ⁴	—	547	—	547	3 021
(Profit réalisé) perte réalisée sur la résiliation de contrats de change à terme ⁶	(71 735)	2 508	—	2 508	1 664
(Profit réalisé) perte réalisée sur la résiliation de contrats de change à terme ⁶	(43 458)	—	—	—	—
Coûts d'acquisition, d'intégration et de restructuration	17 918	4 563	—	4 563	—
Profit réalisé sur la couverture de base de Phoebe	—	(2 546)	(1 304)	(3 850)	19 586
Flux de trésorerie disponibles⁷	147 248	92 315	15 789	108 104	93 260
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	146 957	132 229	—	132 229	125 543
Ratio de distribution⁷	100 %	143 %	(21) %	122 %	135 %
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>					
Charges liées aux projets potentiels	24 740	—	—	27 367	16 708
Flux de trésorerie disponibles ajustés	171 988	—	—	135 471	109 968
Ratio de distribution ajusté	85 %	—	—	98 %	114 %

- Les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles ajustés, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».
- Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 comprennent le paiement ponctuel de BC Hydro au titre de la réduction reçu au cours du premier trimestre 2022.
- 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.
- Pour l'exercice clos le 31 décembre 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.
- 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.
- Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, 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.
- Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

Flux de trésorerie disponibles

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles¹ de 147,2 M\$, comparativement à 92,3 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent (flux de trésorerie disponibles normalisés^{1,2} de 108,1 M\$, compte non tenu de l'incidence des événements de février 2021 au Texas – se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour obtenir plus d'information).

Les flux de trésorerie disponibles¹ ont augmenté de 39,1 M\$ par rapport aux flux de trésorerie disponibles normalisés^{1,2} au cours de la période comparative, en raison principalement :

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

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- l'augmentation des flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle, du fait surtout de l'acquisition de Curtis Palmer, partiellement compensée par une diminution attribuable aux centrales d'Harrison Hydro, en raison essentiellement de la production exceptionnellement faible des centrales de la Colombie-Britannique au quatrième trimestre de 2022 à cause du temps sec;
- la hausse des intérêts payés relativement au refinancement des obligations vertes au Chili au quatrième trimestre de 2022;
- une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation du parc solaire Phoebe, en raison surtout d'un écart défavorable entre les ventes au point d'injection de Phoebe et les achats au réseau ERCOT South.

Ratio de distribution

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 100 % des flux de trésorerie disponibles¹, comparativement à 143 % pour la même période de l'an dernier. Compte non tenu de l'incidence des événements de février 2021 au Texas (veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour plus d'information), les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société pour la période correspondante de l'exercice précédent ont représenté 122 % des flux de trésorerie disponibles normalisés^{1,2}.

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 rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

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

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

Titres de participation de la Société

	Aux		
	21 février 2023	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Nombre d'actions ordinaires	204 160 610	204 132 833	192 493 999
Nombre de débetures convertibles à 4,75 %	148 023	148 023	148 023
Nombre de débetures convertibles à 4,65 %	142 056	142 056	142 056
Nombre d'actions privilégiées de série A	3 400 000	3 400 000	3 400 000
Nombre d'actions privilégiées de série C	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Nombre d'options sur actions en circulation	284 769	284 769	265 570

À la clôture des marchés le 21 février 2023 et depuis le 31 décembre 2022, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est principalement attribuable à l'émission de 27 777 actions ordinaires en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

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

- l'émission de 9 718 650 actions ordinaires dans le cadre de l'appel public à l'épargne conclu le 22 février 2022. Parallèlement à la clôture de l'appel public à l'épargne, la Société a émis 2 100 000 actions ordinaires pour faire en sorte qu'Hydro-Québec maintienne sa participation;
- l'émission de 57 949 actions ordinaires en vertu du RRD.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

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

Nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités

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

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Dividendes

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

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre				Exercices clos les 31 décembre			
	2022		2021		2022		2021	
	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	0,180	36 744	0,180	34 649	0,7200	146 957	0,7200	132 229
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,2028	689	0,2028	689	0,8110	2 757	0,8110	2 757
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	0,3594	719	0,3594	719	1,4375	2 875	1,4375	2 875

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

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

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire	Dividende par action privilégiée de série A	Dividende par action privilégiée de série C
22 février 2023	31 mars 2023	17 avril 2023	0,180 \$	0,202750 \$	0,359375 \$

5- PERSPECTIVES | Résultats par rapport aux prévisions pour 2022

En 2022, la Société a en partie atteint ses cibles de croissance pour 2022.

	2022		2021	
	Réel		Cible ³	Réel normalisé ²
Production (GWh) ¹	10 254	+13 %	+22 %	9 055
Produits	870 494	+26 %	+25 %	692 241
Charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels	285 579	+29 %	+27 %	221 571
BAlIA ajusté ¹	584 915	+24 %	+25 %	470 670
BAlIA ajusté proportionnel ¹	696 362	+20 %	+21 %	578 472
Flux de trésorerie disponibles par action ¹	0,72		0,75	0,6
Nombre d'installations en exploitation	84		84	79
Puissance installée nette (MW)	3 634		3 484	3 101

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

2. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la performance financière et les résultats d'exploitation sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

3. Les cibles ont été révisées en août 2022. Veuillez vous reporter au rapport de gestion de la période close le 30 juin 2022.

La cible de production n'a pas été atteinte, principalement en raison des facteurs suivants :

- des niveaux hydrologiques exceptionnellement bas en Colombie-Britannique au cours de la dernière partie de 2022;
- la baisse de la production des installations aux États-Unis;
- d'autres événements liés aux conditions météorologiques.

Les cibles financières ont été atteintes en partie, principalement en raison des facteurs suivants :

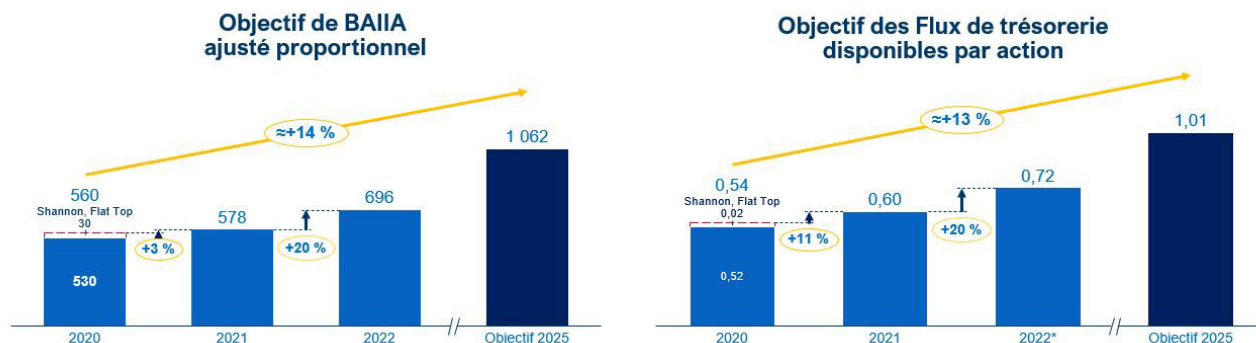
- les niveaux hydrologiques exceptionnellement bas en Colombie-Britannique au cours de la dernière partie de 2022;
- la promulgation de la nouvelle loi de finances rectificative 2022 en France qui vise à partager avec l'État français les produits supplémentaires générés par certains contrats d'achat d'électricité.

Ces facteurs ont été atténués en partie par la hausse des prix des installations au Chili et aux États-Unis.

5- PERSPECTIVES | Plan stratégique 2020-2025

Les objectifs de la Société sont d'atteindre, sur une base annualisée, un taux de croissance annuel composé d'environ 14 % du BAIIA ajusté proportionnel d'ici 2025 pour le porter à 1,062 G\$ et d'atteindre un taux de croissance annuel composé d'environ 13 % des flux de trésorerie disponibles¹ par action d'ici 2025 pour les faire passer à 1,01 \$.

Les graphiques suivants présentent les cibles pour 2025 sur une base annualisée.



La poursuite de la croissance d'Innergex proviendra d'une stratégie équilibrée combinant le développement de nouveaux projets comportant un profil de contributions en trésorerie différées et les acquisitions stratégiques sur les marchés actuels comportant un profil de contributions en trésorerie à plus court terme. Les chiffres projetés ci-dessus tiennent compte des transactions ou des projets potentiels qui pourraient être réalisés ou développés dans le cadre de l'Alliance stratégique avec Hydro-Québec.

La Société présente les perspectives du plan stratégique 2020-2025 afin de donner aux lecteurs une indication de ses activités commerciales et de sa performance d'exploitation. Les perspectives du plan stratégique 2020-2025 présentées ici sont fondées sur certaines hypothèses, notamment :

- la réalisation du plan de croissance visant à atteindre 6 000 MW de puissance brute installée reposant sur un mélange stratégique d'activités de développement et d'acquisitions d'actifs en exploitation;
- les prévisions moyennes des régimes hydrologiques, éoliens et de l'irradiation solaire qui permettent d'atteindre 100 % de la PMLT pour l'ensemble des installations;
- le renouvellement réussi des CAÉ en tenant compte de la pression éventuelle sur les prix;
- l'indexation des CAÉ contractuels;
- l'augmentation de l'investissement dans les charges liées aux projets potentiels pour réaliser le plan de croissance;
- l'absence de changements importants dans la conjoncture du marché et les perspectives financières du secteur;
- l'absence de conséquences négatives importantes sur les marchés de l'investissement à long terme et du crédit;
- des ressources humaines suffisantes pour fournir les services et exécuter le plan d'investissement;
- la conjoncture favorable du marché pour l'émission d'actions afin de soutenir le financement de la croissance;
- l'absence de variations importantes des taux d'intérêt;
- des prix moyens au comptant du marché conformes aux courbes de prix externes et aux prévisions internes;
- l'absence de ralentissement économique grave et prolongé;
- l'entretien continu de l'infrastructure des technologies de l'information et l'absence de violations importantes liées à la cybersécurité;
- l'absence d'événements importants survenant hors du cours normal des affaires, comme une catastrophe naturelle, une pandémie ou un autre désastre;
- l'absence de fluctuations importantes du taux de change présumé entre le dollar américain et le dollar canadien et entre l'euro et le dollar canadien;
- un taux d'inflation moyen basé sur la tendance historique;
- une augmentation des salaires fondée sur les hypothèses moyennes du marché.

Ces hypothèses sont fondées sur les informations dont dispose actuellement la Société et cette liste d'hypothèses n'est pas exhaustive. Ces hypothèses, bien que jugées raisonnables par la Société le 22 février 2023, peuvent s'avérer inexactes. Des risques et incertitudes importants pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels diffèrent considérablement des attentes de la Société présentées dans la présente section. Ces risques et incertitudes sont expliqués sous la rubrique « Risques et incertitudes » du rapport annuel.

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

6- MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

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

Produits proportionnels, BAIIA ajusté et mesures proportionnelles correspondantes

Les références aux « produits proportionnels » dans le présent document visent les produits, plus la quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation.

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

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

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

	Période de trois mois close le 31 décembre 2022				Période de trois mois close le 31 décembre 2021			
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel
Produits	203 636	11 368	16 576	231 580	202 388	12 259	16 404	231 051
Bénéfice net (perte nette)	(52 575)	—	—	(52 575)	5 743	—	—	5 743
Charge d'impôt sur le résultat	(12 982)	—	—	(12 982)	37 158	—	—	37 158
Charges financières	83 864	4 362	—	88 226	67 417	4 541	—	71 958
Amortissements	93 756	4 155	—	97 911	77 748	4 241	—	81 989
Dépréciation d'actifs non courants	47 868	—	—	47 868	12	—	—	12
BAlIA	159 931	8 517	—	168 448	188 078	8 782	—	196 860
Autres charges (produits), montant net, avant les CIP	(6 660)	(105)	—	(6 765)	(18 161)	219	—	(17 942)
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	(16 576)	—	16 576	—	(16 404)	—	16 404	—
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	286	(286)	—	—	(791)	791	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(16 622)	(101)	—	(16 723)	(15 411)	(553)	—	(15 964)
BAlIA ajusté	120 359	8 025	16 576	144 960	137 311	9 239	16 404	162 954

	Exercice clos le 31 décembre 2022				Exercice clos le 31 décembre 2021			
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel
Produits	870 494	60 535	64 729	995 758	747 208	111 921	54 018	913 147
Perte nette	(91 115)	—	—	(91 115)	(185 394)	—	—	(185 394)
Recouvrement d'impôt sur le résultat	(6 577)	—	—	(6 577)	(26 240)	(31)	—	(26 271)
Charges financières	317 842	17 757	—	335 599	252 255	23 382	—	275 637
Amortissements	336 053	16 801	—	352 854	255 640	23 051	—	278 691
Dépréciation d'actifs non courants	47 868	—	—	47 868	36 986	112 609	—	149 595
BAIIA	604 071	34 558	—	638 629	333 247	159 011	—	492 258
Autres charges (produits), montant net, avant les CIP	(4 190)	(342)	—	(4 532)	(41 637)	1 947	—	(39 690)
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	(64 729)	—	64 729	—	(47 984)	(6 034)	54 018	—
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(14 382)	14 382	—	—	189 889	(189 889)	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	64 145	(1 880)	—	62 265	92 122	129 055	—	221 177
BAIIA ajusté	584 915	46 718	64 729	696 362	525 637	94 090	54 018	673 745

Perte nette ajustée

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

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

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

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

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2022	2021	2022	2021
(Perte nette) bénéfice net	(52 575)	5 743	(91 115)	(185 394)
<i>Ajouter (déduire) :</i>				
Événements de février 2021 au Texas				
Produits	—	—	—	(54 967)
Couverture du prix de l'électricité	—	—	—	70 756
Quote-part de la perte de Flat Top et de Shannon	—	—	—	64 197
Quote-part de la dépréciation de Flat Top et de Shannon	—	—	—	112 609
Quote-part de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	(76)	(377)	(1 381)	20 226
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	25 336	(15 751)	141 859	18 502
Dépréciation d'actifs non courants	47 868	12	47 868	36 986
Profit réalisé sur le règlement de contrats de change à terme	(43 458)	—	(43 458)	—
(Profit réalisé) perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	(59)	(377)	(71 735)	2 508
Profit réalisé sur la couverture de base de Phoebe	—	(955)	—	(2 546)
Profit réalisé sur les contrats de change à terme	—	(2 193)	(3 214)	(4 074)
Recouvrement d'impôt lié aux éléments ci-dessus	(6 320)	3 924	(13 684)	(85 754)
Perte nette ajustée	(29 284)	(9 974)	(34 860)	(6 951)

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

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre						Exercices clos les 31 décembre					
	2022			2021			2022			2021		
	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS
Produits	203 636	—	203 636	202 388	—	202 388	870 494	—	870 494	747 208	(54 967)	692 241
Charges d'exploitation	62 591	—	62 591	42 555	—	42 555	207 768	—	207 768	149 106	—	149 106
Frais généraux et administratifs	13 568	—	13 568	12 813	—	12 813	53 071	—	53 071	45 098	—	45 098
Charges liées aux projets potentiels	7 118	—	7 118	9 709	—	9 709	24 740	—	24 740	27 367	—	27 367
BAIIA ajusté	120 359	—	120 359	137 311	—	137 311	584 915	—	584 915	525 637	(54 967)	470 670
Charges financières	83 864	—	83 864	67 417	—	67 417	317 842	—	317 842	252 255	—	252 255
Autres produits, montant net	(23 236)	—	(23 236)	(34 565)	2 193	(32 372)	(68 919)	3 214	(65 705)	(89 621)	4 074	(85 547)
Amortissements	93 756	—	93 756	77 748	—	77 748	336 053	—	336 053	255 640	—	255 640
Dépréciation d'actifs non courants	47 868	(47 868)	—	12	(12)	—	47 868	(47 868)	—	36 986	(36 986)	—
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	286	214	500	(791)	519	(272)	(14 382)	1 881	(12 501)	189 889	(202 312)	(12 423)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(16 622)	18 181	1 559	(15 411)	17 083	1 672	64 145	(26 666)	37 479	92 122	(89 220)	2 902
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(12 982)	6 182	(6 800)	37 158	(4 066)	33 092	(6 577)	13 184	6 607	(26 240)	91 034	64 794
(Perte nette) bénéfice net	(52 575)	23 291	(29 284)	5 743	(15 717)	(9 974)	(91 115)	56 255	(34 860)	(185 394)	178 443	(6 951)

Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution

Les références aux « flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, et les dividendes déclarés sur les actions privilégiées, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de la Société de générer des liquidités à long terme telles que les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe, compte tenu de leur occurrence limitée, les profits et les pertes réalisés sur les contreparties 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 les instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur certains emprunts ou le taux de change sur les achats d'équipement, et les paiements d'impôt liés aux stratégies fiscales visant à améliorer la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.

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

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

Les références aux « flux de trésorerie disponibles ajustés » visent les flux de trésorerie disponibles, exclusion faite des charges liées aux projets potentiels. Les investisseurs utilisent les flux de trésorerie disponibles ajustés pour évaluer les capacités de génération de liquidités de la Société et sa capacité à maintenir les niveaux de dividende actuels, compte non tenu de l'incidence de la décision de la Société d'investir tous les ans dans sa croissance en développant ses projets potentiels.

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

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

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

	Aux	
	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 246 979	3 390 029
États-Unis	2 364 160	2 301 353
Chili	1 549 679	423 856
France	753 161	801 752
	7 913 979	6 916 990

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

7- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Secteurs géographiques - Produits

	Exercices clos les 31 décembre	
	2022	2021
Produits		
Canada	427 910	433 192
États-Unis	229 446	187 332
Chili	121 021	38 091
France	92 117	88 593
	870 494	747 208

7- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Information financière trimestrielle historique

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021
Production (MWh)	2 357 039	2 736 471	2 855 891	2 304 600	2 583 157	2 290 086	2 396 027	1 785 947
Produits	203,6	258,4	219,7	188,7	202,4	184,6	170,6	189,7
Charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels	83,3	77,2	66,9	58,2	65,1	62,1	47,9	46,6
BAIIA ajusté ¹	120,4	181,2	152,9	130,5	137,3	122,5	122,7	143,1
(Perte nette) bénéfice net	(52,6)	21,0	(24,6)	(34,9)	5,7	(23,5)	50,2	(217,9)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(45,3)	23,3	(25,2)	(34,4)	(2,3)	(16,4)	41,1	(214,2)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	(0,23)	0,11	(0,13)	(0,18)	(0,02)	(0,10)	0,23	(1,24)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	36,7	36,7	36,7	36,7	34,6	34,7	31,4	31,4
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue 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 rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

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

ÉVÉNEMENTS DE FÉVRIER 2021 AU TEXAS – RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Présence d'Innergex au Texas

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

1. DESCRIPTION DES ÉVÉNEMENTS AU TEXAS

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

1.1 Résumé des conséquences par installation

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

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

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

2. CONSÉQUENCES FINANCIÈRES ET RENSEIGNEMENTS FINANCIERS NORMALISÉS

2.1 Incidence sur le compte consolidé de résultat

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

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

	Exercice clos le 31 décembre 2021		
	Montant présenté	Incidence des événements de février 2021 au Texas (9 jours)	Montant normalisé
1 Produits	747 208	(54 967)	692 241
BAlIA ajusté ¹	525 637	(54 967)	470 670
2 Variation de la juste valeur des instruments financiers	(92 122)	72 060	(20 062)
3 Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées	(189 889)	64 197	(125 692)
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat	(211 634)	81 290	(130 344)

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

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

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

	Exercice clos le 31 décembre 2021				Total
	Production hydro-électrique	Production éolienne	Production solaire	Non attribuée	
Produits	277 302	349 786	120 120	—	747 208
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(16 801)	(38 166)	—	(54 967)
Produits normalisés²	277 302	332 985	81 954	—	692 241
Produits proportionnels ¹	327 849	464 293	121 005	—	913 147
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(57 107)	(38 166)	—	(95 273)
Produits proportionnels normalisés^{1,2}	327 849	407 186	82 839	—	817 874
BAlIA ajusté ¹	212 436	276 859	103 702	(67 360)	525 637
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(16 801)	(38 166)	—	(54 967)
BAlIA ajusté normalisé^{1,2}	212 436	260 058	65 536	(67 360)	470 670
BAlIA ajusté proportionnel ¹	250 983	385 866	104 256	(67 360)	673 745
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(57 107)	(38 166)	—	(95 273)
BAlIA ajusté proportionnel normalisé^{1,2}	250 983	328 759	66 090	(67 360)	578 472

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

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

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

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

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les événements de février 2021 au Texas, dont l'incidence sur la trésorerie est décrite ci-dessus, ont influé sur les flux de trésorerie disponibles¹ et le ratio de distribution¹ comme suit :

	Exercice clos le 31 décembre 2021		
	Montant présenté	Incidence des événements de février 2021 au Texas (9 jours)	Montant normalisé ²
1 Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	286 953	17 093	304 046
2 Profit réalisé sur la couverture de base de Phoebe	(2 546)	(1 304)	(3 850)
Flux de trésorerie disponibles¹	92 315	15 789	108 104
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	132 229	—	132 229
Ratio de distribution¹	143 %	(21) %	122 %

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

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

- 1) Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation ont été touchées par un montant défavorable net de 17,1 M\$ représentant les pertes réalisées sur la couverture du prix de l'électricité et la couverture de base de Phoebe attribuables aux événements de février 2021 au Texas, ce qui a été partiellement compensé par l'incidence favorable sur les produits consolidés. La quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées hors trésorerie de 64,2 M\$ n'a pas d'incidence directe sur les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation. Elle affectera toutefois la capacité future des coentreprises à distribuer de la trésorerie à la Société.
- 2) Dans le calcul des flux de trésorerie disponibles¹ et du ratio de distribution¹, Innergex inverse l'incidence de la couverture de base de Phoebe en raison de son occurrence limitée, qui est réputée ne pas représenter la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex. Ainsi, un montant de 1,3 M\$ est renversé hors de l'ajustement récurrent, ce qui représente la perte réalisée sur la couverture de base attribuable aux événements de février 2021 au Texas.

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

3. DÉPRÉCIATION

À la suite des événements de février 2021 au Texas, qui ont fait subir des pertes importantes aux installations faisant l'objet de contrats de couverture du prix de l'électricité, une augmentation générale du risque évalué a été observée dans l'ensemble du secteur pour les installations assujetties à un risque de non-concordance² dans cette région. Bien que les autres hypothèses clés soient restées largement conformes à celles établies au 31 décembre 2020, les facteurs susmentionnés ont contribué à l'augmentation des taux d'actualisation pour tenir compte de la hausse des primes de risque. Le 31 mars 2021, les coentreprises Flat Top et Shannon, qui ont chacune été identifiées comme étant une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») distincte, ont comptabilisé des charges de dépréciation de 83,0 M\$ US (105,4 M\$) et de 92,7 M\$ US (117,7 M\$), respectivement. Les charges de dépréciation ont été comptabilisées par la Société par l'intermédiaire de sa quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, soit une perte respective pour Flat Top et Shannon de 53,8 M\$ et de 58,8 M\$.

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

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

4. STRATÉGIES DE LA DIRECTION

4.1 Procédures engagées

Phoebe

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

Flat Top et Shannon

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

4.2 Décisions et actions

Phoebe

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

Flat Top et Shannon

- La valeur comptable des investissements dans Flat Top et Shannon a été réduite à néant à la suite de la comptabilisation de charges de dépréciation hors trésorerie totalisant 112,6 M\$ relativement à ces installations au 31 mars 2021.
- Au cours de la période close le 30 juin 2021, les actifs et les passifs sous-jacents des investissements dans Flat Top et Shannon ont été classés comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente.
- Les passifs d'impôt différé liés aux placements en capitaux propres de la Société dans Flat Top et Shannon étaient de néant, à la suite du recouvrement d'impôt différé totalisant 39,5 M\$ lors du reclassement des actifs et des passifs des projets comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente au cours de la période close le 30 juin 2021.
- Le 28 décembre 2021, la Société a conclu la vente de sa participation de 51 % dans Flat Top pour un montant symbolique.
- Le 4 mars 2022, la Société a conclu la vente de sa participation de 50 % dans Shannon pour un montant symbolique.
- L'incidence de la vente des installations Flat Top et Shannon sur les flux de trésorerie disponibles¹ de la Société, compte tenu de l'apport respectif des parcs en 2020, représente une réduction d'environ 4,2 M\$ par année.
- La vente des installations Flat Top et Shannon constitue également une sortie de trésorerie évitée de 60,2 M\$ US (75,7 M\$), représentant la quote-part des montants facturés attribuable à la Société qu'Innergex aurait financée par un apport en capital dans ces installations.

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

8- MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES | Principales méthodes comptables

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

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

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

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

Nouvelles normes comptables et interprétations publiées, mais non encore entrées en vigueur

Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants (modifications d'IAS 1)

Le 23 janvier 2020, l'IASB a publié des modifications d'IAS 1, *Présentation des états financiers*, qui visent à clarifier le classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants. Le 31 octobre 2022, l'IASB a publié *Passifs non courants assortis de clauses restrictives* (modifications d'IAS 1) (les « modifications de 2022 ») dans le but d'améliorer les informations que les entreprises fournissent sur les emprunts à long terme assortis de clauses restrictives. Les modifications de 2020 et les modifications de 2022 (collectivement « les modifications ») entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2024. L'adoption anticipée est permise. L'incidence sur la Société est en cours d'évaluation par la direction.

Méthodes comptables (modifications d'IAS 1 et de l'énoncé de pratiques en IFRS 2)

Le 12 février 2021, l'IASB a publié *Initiative concernant les informations à fournir – Méthodes comptables* (modifications d'IAS 1 et de l'énoncé de pratiques en IFRS 2, *Porter des jugements sur l'importance relative*). Les principales modifications :

- obligent les sociétés à fournir des informations sur leurs méthodes comptables significatives plutôt que sur leurs méthodes comptables importantes;
- précisent que les méthodes comptables concernant des transactions, autres événements ou conditions non significatifs sont elles-mêmes non significatives et n'ont pas à être présentées;
- précisent que les méthodes comptables concernant des transactions, autres événements ou conditions significatifs ne sont pas elles-mêmes toutes significatives par rapport aux états financiers d'une société.

Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2023. Une adoption anticipée est permise.

8- 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 conçu ou fait concevoir, sous leur supervision :

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

Le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont évalué ou fait évaluer, sous leur supervision, l'efficacité des CPCI et du CIIF au 31 décembre 2022, et ont conclu qu'ils étaient efficaces à la clôture de l'exercice. Au cours de la période commençant le 1er octobre 2022 et close le 31 décembre 2022, il n'y a eu aucune modification apportée au CIIF qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le CIIF.

9- RISQUES ET INCERTITUDES

Gestion des risques d'entreprise et surveillance exercée par le conseil

La Société s'est engagée à adopter de solides pratiques proactives en matière de gouvernance et de surveillance des risques appuyées par le conseil d'administration et les membres de la direction.

Le conseil d'administration a la responsabilité d'examiner et d'évaluer les risques importants associés aux activités de la Société qui pourraient avoir une incidence défavorable sur la Société, ses activités, sa situation financière ou sa réputation. Plus particulièrement, le conseil d'administration s'assure que la Société a mis en place des systèmes pour repérer, gérer et surveiller efficacement les principaux risques associés à ses activités et pour atténuer ou réduire leurs impacts négatifs potentiels. Le conseil d'administration reçoit de la part de la direction et de chacun des comités concernés des mises à jour sur certains risques et sur certaines activités d'atténuation des risques.

La responsabilité de la gestion des risques est partagée dans l'ensemble de l'organisation à partir de chaque secteur d'activité. Le comité des investissements et de surveillance des risques, qui se compose de membres de la haute direction, examine tous les risques existants et émergents et évalue les mesures d'atténuation appropriées. Le comité supervise également, entre autres, la gestion des risques inhérents à la gestion des investissements. La surveillance des risques s'exerce également au niveau des filiales en exploitation de la Société, afin de s'assurer que les risques sont gérés efficacement à tous les niveaux de sa structure d'entreprise. Les nouveaux risques ou les risques importants sont déterminés et font l'objet de rapports avec des plans d'atténuation et font l'objet d'une discussion à tous les niveaux de la structure d'entreprise de la Société. Les risques qui ont été identifiés, qui peuvent toucher certains aspects des activités de la Société ou qui sont rencontrés dans les processus décisionnels, sont présentés au conseil d'administration à chaque réunion, soit par ses comités ou les dirigeants de la Société. Ces risques lui sont présentés en fonction de la conjoncture et de la stratégie dans le cadre de toute opération proposée présentée au conseil d'administration. Le conseil d'administration joue un rôle actif en discutant de la gestion des risques avec ses comités afin de s'assurer que les risques sont bien cernés, évalués et gérés efficacement à tous les niveaux des activités de la Société. L'audit interne est un outil supplémentaire pour valider l'efficacité et l'efficience de la gestion des risques dans tous les aspects des activités de la Société.

La Société maintient des politiques et un code de conduite applicables à tous les administrateurs, dirigeants et employés de la Société et de ses filiales, ainsi qu'aux consultants et autres personnes qui représentent la Société. Ces politiques et ce code de conduite sont revus au moins une fois par année par le conseil d'administration. Ces politiques et le code de conduite visent à promouvoir une saine gestion des risques dans l'ensemble de la Société, à déléguer adéquatement les pouvoirs à ses dirigeants et à fixer les limites des autorisations requises pour approuver et exécuter certaines opérations commerciales. Dans le cadre de ces politiques, les dirigeants de la Société ont la responsabilité de maintenir une communication efficace avec le conseil d'administration et les employés de la Société, afin de mettre en œuvre et de promouvoir une culture de gestion efficace des risques dans toutes les activités de la Société. Par le biais d'une planification stratégique approuvée par le conseil d'administration, les dirigeants ont également la responsabilité d'évaluer les activités de gestion des risques. La surveillance de la gestion des risques exercée par le conseil d'administration vise à s'assurer que les risques sont cernés, réduits et atténués, si possible. Toutefois, ces risques ne peuvent pas toujours être repérés ou complètement éliminés des activités de la Société.

La Société est exposée à divers risques et incertitudes et elle a décrit ci-dessous ceux qu'elle considère comme importants. Il se peut également qu'il existe des risques et des incertitudes supplémentaires qui sont actuellement inconnus de la Société, ou qu'elle considère comme peu importants, et qui pourraient avoir une incidence défavorable sur les activités de la Société. Ces risques pourraient avoir une incidence défavorable importante sur les activités de la Société, son exploitation, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

Risques liés aux activités

Défaut d'exécution des principales contreparties

La Société a conclu divers contrats avec des tiers fournisseurs. Le non-respect des modalités qui sont prévues dans ces contrats par une ou plusieurs des principales contreparties pourrait entraîner des coûts, des pertes et des retards imprévus pour la Société.

Approvisionnement en équipement

L'aménagement et l'exploitation des installations de production d'énergie de la Société sont tributaires de l'approvisionnement en équipement de tierces parties. Les prix de l'équipement, le calendrier de production ou les délais de livraison peuvent augmenter rapidement en fonction, entre autres, de la disponibilité de l'équipement, des prix des matières premières et du marché pour ces produits. Toute augmentation marquée des prix de l'approvisionnement en équipement ou tout retard dans l'approvisionnement de l'équipement pourraient nuire à la rentabilité future des installations de la Société et à la capacité de la Société de mettre en œuvre d'autres projets. Rien ne garantit que les fabricants respecteront toutes leurs obligations contractuelles. Tout manquement de la part d'un fournisseur de la Société à l'égard de ses engagements pourrait nuire à la capacité de la Société à réaliser les projets conformément à l'échéancier et à respecter ses engagements.

Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets

Des retards et des dépassements de coûts peuvent survenir lors de la construction des projets en développement et du développement et de la construction des projets potentiels et des projets futurs que la Société entreprendra. Certains facteurs peuvent causer ces retards ou dépassements de coûts, notamment des retards dans l'obtention des permis, l'escalade des prix de la construction, des modifications des exigences d'ingénierie et de conception, le rendement des entrepreneurs, des conflits de travail, des intempéries et la disponibilité du financement. Même une fois achevée, une installation peut ne pas fonctionner comme prévu en raison de défauts de conception ou de fabrication, qui pourraient ne pas tous être couverts par une garantie. Un problème mécanique pourrait également se produire dans de l'équipement après l'expiration de la période de garantie, ce qui entraînerait une perte de production ainsi que des coûts de réparation. De plus, si les projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leur CAÉ, la Société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement

La propriété, la construction et l'exploitation d'actifs de production d'énergie de la Société comportent un risque inhérent de responsabilité lié à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement, y compris le risque d'ordonnances imposées par le gouvernement afin de remédier à des conditions dangereuses et/ou de prendre des mesures correctives ou d'autres mesures relativement à la contamination de l'environnement, à des pénalités éventuelles pour avoir contrevenu aux lois, aux licences, aux permis et aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement et à une responsabilité civile éventuelle. La conformité aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement (et les modifications futures de celles-ci) et aux exigences des licences, des permis et des autres autorisations, telles que le niveau sonore et d'autres restrictions opérationnelles, demeure importante pour les activités de la Société. La Société a engagé et continuera d'engager d'importantes dépenses en immobilisations et dépenses d'exploitation afin de se conformer aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement et d'obtenir des licences, des permis et d'autres autorisations, et de s'y conformer, et d'évaluer et de gérer son risque de responsabilité éventuelle. Néanmoins, il est possible que la Société devienne assujettie à des ordonnances gouvernementales, à des enquêtes, à des demandes de renseignements ou à d'autres instances (y compris des poursuites civiles) concernant des questions touchant la santé, la sécurité et l'environnement. Si l'un de ces événements survenait ou s'il y avait des modifications ou des ajouts aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement, aux licences, aux permis ou aux autres autorisations ou une application plus rigoureuse de ceux-ci, cela pourrait avoir une incidence importante sur l'exploitation et entraîner des dépenses supplémentaires importantes. Par conséquent, on ne peut garantir que d'autres questions concernant l'environnement et la santé et la sécurité des travailleurs ayant trait à des questions actuellement connues ou inconnues n'exigeront pas des dépenses imprévues ou n'entraîneront pas non plus des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements dans l'exploitation) importantes pour les activités et l'exploitation de la Société.

Défaillance d'équipement ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues

Les installations de la Société sont assujetties au risque de défaillance d'équipement attribuable à la détérioration du bien en raison notamment de l'usage ou de l'âge, à un défaut caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'opérateur, entre autres choses. Si l'équipement d'une installation exige des temps d'arrêt plus longs que prévu pour l'entretien et la réparation, ou si la production d'électricité est perturbée pour d'autres motifs, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société pourraient être touchés de manière défavorable.

Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes

La capacité des installations de la Société à produire la quantité maximale d'énergie pouvant être vendue à Hydro-Québec, à BC Hydro, à l'IESO, à Électricité de France, à Idaho Power Company et à d'autres acheteurs d'électricité aux termes des CAÉ constitue un facteur déterminant des produits d'exploitation de la Société. Si l'une des installations de la Société produit moins d'électricité que la quantité requise au cours d'une année de contrat donnée ou qu'elle est par ailleurs en défaut aux termes de son CAÉ respectif, la Société pourrait devoir payer une pénalité à l'acheteur visé. Le paiement de ces pénalités par la Société pourrait avoir une incidence défavorable sur ses produits d'exploitation et sa rentabilité.

Augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique ou modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau

La Société est tenue de verser des redevances pour les droits d'utilisation de l'eau dans ses centrales hydroélectriques en exploitation commerciale. Si les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique augmentent sensiblement à l'avenir ou si les gouvernements changent la manière dont ils réglementent l'approvisionnement en eau ou l'application de tels règlements (notamment les gouvernements du Québec, de la Colombie-Britannique et de l'Ontario, au Canada, de l'Idaho et de New York, aux États-Unis, et du Chili) où la Société a des installations hydroélectriques en exploitation, cela pourrait nuire de façon importante aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière ou aux perspectives de la Société.

Disponibilité et fiabilité des systèmes de transport

La capacité de la Société de vendre de l'électricité est influencée par la disponibilité des divers systèmes de transport d'électricité de chaque territoire. Une défaillance des installations de transport existantes, une capacité de transport insuffisante ou des délais dans la construction auraient une incidence défavorable importante sur la capacité de la Société de livrer l'électricité à ses diverses contreparties ou au point d'interconnexion, ce qui aurait une incidence sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société.

Évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe

La force et la constance des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires à la disposition des installations de la Société peuvent différer des prévisions de la Société. Les estimations de production d'électricité de la Société sont fondées sur des hypothèses et des facteurs intrinsèquement incertains qui pourraient expliquer des écarts entre la production réelle d'énergie et les estimations de la Société, notamment : i) la mesure dans laquelle les données hydrologiques, éoliennes ou solaires recueillies pour un site particulier reflètent exactement les débits d'eau, les vitesses du vent et le rayonnement solaire à long terme; ii) la mesure dans laquelle les données historiques reflètent exactement la force et la constance futures de l'eau, du vent et du soleil; iii) l'intensité de la corrélation entre les données hydrauliques, éoliennes et solaires propres à un site et les données régionales à plus long terme; iv) l'incidence éventuelle des facteurs climatiques et des changements climatiques; v) l'exactitude des hypothèses concernant différents facteurs, notamment le climat, l'accumulation de glace sur les éoliennes et l'accumulation de neige sur les panneaux solaires et leur encrassement, l'accès au site, les pertes par effet de sillage et les pertes de transport et le cisaillement du vent; vi) l'exactitude des anémomètres servant à mesurer la vitesse du vent et la différence entre la hauteur de la nacelle des éoliennes et celle des tours météorologiques utilisées pour la collecte de données; vii) l'incidence éventuelle des variations topographiques, de l'emplacement des éoliennes et des conditions locales, y compris de la végétation; viii) l'incertitude inhérente aux méthodologies particulières et aux modèles connexes, en particulier les modèles de prévision utilisés pour prévoir les ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires; et ix) la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison.

Changements climatiques à l'échelle mondiale

Les changements climatiques à l'échelle mondiale, y compris les effets du réchauffement de la planète, représentent un risque qui pourrait avoir une incidence négative sur les activités, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la Société. La variabilité de l'hydrologie, des régimes éoliens et de l'irradiation solaire et leur prévisibilité peuvent être touchées par des changements climatiques imprévus tels que les ouragans, les tempêtes de vent, de grêle, de pluie et de verglas, les inondations, les conditions météorologiques hivernales extrêmes et les feux de forêt. Dans la mesure où les conditions météorologiques sont touchées par les changements climatiques, la consommation d'énergie des clients et la production d'électricité par la Société pourraient augmenter ou diminuer selon la durée et l'ampleur des changements.

Des conditions météorologiques extrêmes créent un risque de dommages matériels aux actifs de la Société et de pannes d'électricité et augmentent la probabilité de perturbation de ses centrales de production et de transport d'électricité. Par conséquent, la Société pourrait subir des coûts, des pertes et des dommages, dont la totalité ou une partie pourraient ne pas être recouvrables au moyen de processus, notamment d'assurance, de recouvrement des coûts juridiques et réglementaires, et pourraient avoir une incidence importante sur les activités de la Société, y compris sur ses résultats d'exploitation et ses flux

de trésorerie, de même que sur sa réputation auprès des clients, des investisseurs, des collectivités locales, des organismes de réglementation, des gouvernements et des marchés financiers. Les coûts qui en résulteraient pourraient comprendre la reconstruction, le rééquipement, la régénération, le remplacement d'éléments d'actif, l'augmentation de la prime d'assurance et les pertes subies par des tiers.

Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires

La quantité d'énergie produite par les centrales hydroélectriques de la Société est tributaire des débits d'eau. Il n'y a aucune certitude que la disponibilité à long terme de ces ressources demeurera inchangée. Les produits d'exploitation de la Société pourraient être grandement touchés par des événements affectant les conditions hydrologiques des centrales hydroélectriques de la Société, notamment les débits faibles ou élevés des cours d'eau sur lesquels les centrales hydroélectriques de la Société sont situées. En cas d'inondations graves, les centrales hydroélectriques de la Société pourraient être endommagées. Par ailleurs, la quantité d'énergie produite par les parcs éoliens de la Société sera tributaire du vent, qui varie naturellement. L'augmentation ou la diminution du vent à l'un des parcs éoliens au cours d'une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de ce parc ainsi que des produits d'exploitation et de la rentabilité de la Société. Finalement, la quantité d'énergie devant être produite par les parcs solaires de la Société sera tributaire de la disponibilité du rayonnement solaire, qui varie naturellement. Une diminution de l'irradiation solaire aux parcs solaires de la Société sur une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de ces installations ainsi que des produits d'exploitation et de la rentabilité de la Société. Les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires et leur prévisibilité peuvent également être touchées par les changements climatiques qui peuvent provoquer des écarts imprévus par rapport aux tendances historiques.

Préparation aux catastrophes naturelles et aux cas de force majeure

Les installations, les activités et les projets en développement de la Société risquent de subir des dommages, ou des pertes partielles ou complètes, causés notamment par des désastres naturels (p. ex., inondations, vents violents, incendies et tremblements de terre), des défaillances d'équipement ou d'autres événements imprévus. La survenance d'événements importants qui perturbent ou retardent la capacité des actifs de production d'énergie de la Société de produire ou de vendre de l'énergie au cours d'une période prolongée, notamment des événements qui empêchent les clients existants aux termes des CAÉ d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités de la Société. Les actifs de production d'énergie de la Société pourraient subir les effets de conditions météorologiques rigoureuses, de catastrophes naturelles et d'événements éventuellement catastrophiques, tels qu'un accident ou incident majeur. Dans un tel cas, il se peut que la Société doive tout de même s'acquitter de ses obligations aux termes des CAÉ, des couvertures du prix de l'électricité ou d'autres ententes conclues avec des tiers. En outre, des cas de force majeure touchant les actifs de la Société peuvent entraîner des dommages à l'environnement ou nuire à des tiers. De plus, de nombreux projets de la Société sont situés dans des régions éloignées, ce qui rend difficile l'accès pour y réparer les dommages.

Les dangers comme des formations géologiques inhabituelles ou inattendues, des pressions, des conditions de fond de trou, des éboulements ou d'autres événements associés aux terrains en pente, des défaillances mécaniques, des éruptions, des cratères, des affaissements du sol localisés, l'inflation du sol localisée, la pollution et d'autres risques matériels et environnementaux peuvent avoir une incidence sur les activités de développement et de production de la Société. Ces risques peuvent entraîner d'importantes pertes, y compris des blessures et des pertes de vie, des dommages graves et la destruction de biens et d'équipements, de la pollution et d'autres dommages environnementaux et la suspension des opérations.

Pandémies, épidémies ou autres urgences de santé publique

Les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière, les flux de trésorerie et le cours des actions de la Société peuvent être touchés de manière défavorable par des pandémies, des épidémies ou d'autres urgences de santé publique, qui peuvent pousser les gouvernements du monde entier à mettre en œuvre des mesures de plus en plus strictes pour limiter la propagation des agents pathogènes, notamment des quarantaines, des confinements, des restrictions de voyage, des réductions des activités des entreprises, des fermetures d'écoles et d'autres mesures. En outre, les gouvernements et les banques centrales de plusieurs régions du monde peuvent adopter des mesures de relance budgétaire et monétaire pour contrer les répercussions de ces urgences de santé publique. Les perturbations des activités pourraient avoir une incidence sur nos fournisseurs, ce qui pourrait en retour se répercuter sur les résultats d'exploitation de la Société. Si une épidémie devait se propager, l'approvisionnement en équipements et pièces de rechange pourrait être touché, et la construction, l'exploitation et l'entretien des actifs de la Société pourraient être interrompus ou retardés, ce qui aurait une incidence défavorable sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Cybersécurité

La Société dépend de plusieurs technologies de l'information pour mener de multiples activités commerciales. Une cyberintrusion réussie, notamment, un accès non autorisé, une fuite de renseignements personnels et confidentiels (ou un vol d'identité), un logiciel malveillant ou d'autres violations du système qui contrôle la production et le transport d'électricité à nos bureaux ou installations pourraient gravement perturber ou autrement toucher les activités commerciales. De telles attaques contre nos systèmes de données informatiques par l'entremise de vol, d'altération ou de destruction et l'incapacité de récupérer rapidement pourraient avoir une incidence sur les personnes, les partenaires commerciaux, nos capacités d'exploitation, générer des dépenses imprévues ayant une incidence sur la rentabilité, nuire à la réputation de la Société et entraîner des responsabilités supplémentaires (p. ex., enquêtes, litiges, amendes, mesures correctives).

Compte tenu de l'évolution continue des cyberattaques et du fait que la plupart des employés sont en télétravail, la Société est en train de revoir son programme de cybersécurité et de l'adapter à cette nouvelle réalité. La Société prend continuellement des mesures pour protéger son infrastructure contre d'éventuelles cyberattaques qui pourraient endommager son infrastructure, ses systèmes et ses données. La Société a mis en place une formation obligatoire de sensibilisation des utilisateurs à la sécurité portant sur la sécurité et la confidentialité des données. Elle a également mis en place des contrôles de sécurité pour aider à sécuriser ses données et ses opérations commerciales, y compris des mesures de contrôle de l'accès, des systèmes de détection et de prévention des intrusions, la consignation et la surveillance des activités de réseau et la mise en œuvre de politiques et de procédures pour assurer la sécurité des opérations de l'entreprise.

Dépendance envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées

Les six centrales en exploitation Harrison, la centrale Northwest Stave River, la centrale Tretheway Creek et la centrale Big Silver Creek (« les centrales qui partagent ») partagent toutes une infrastructure d'interconnexion et de transport conjointe pour le transport de leur production d'électricité à une sous-station conjointe, qui est ensuite reliée aux points d'interconnexion communs pour les centrales qui partagent à la sous-station Upper Harrison Terminal de BC Hydro adjacente. Par conséquent, tout dommage causé à l'infrastructure d'interconnexion et de transport partagée ou toute défaillance de celle-ci peut faire en sorte que les centrales qui partagent soient incapables de livrer leur production d'électricité jusqu'aux points d'interconnexion avec le réseau de transport de BC Hydro, conformément aux exigences en matière de vente d'énergie aux termes de deux CAÉ conclus avec BC Hydro à l'égard des six centrales en exploitation Harrison, la centrale Northwest Stave River, la centrale Tretheway Creek et la centrale Big Silver Creek. Les six centrales en exploitation Harrison partagent également une convention d'interconnexion commune avec BC Hydro et agissent en tant que mandataire pour la centrale Northwest Stave River, la centrale Tretheway Creek et la centrale Big Silver Creek. Par conséquent, le fait pour les centrales qui partagent de manquer respectivement à leurs engagements aux termes de la convention d'interconnexion pourrait entraîner la déconnexion par BC Hydro des centrales qui partagent du réseau de transport de BC Hydro.

Risques liés à la stratégie d'entreprise

Incapacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires

La stratégie de la Société visant à créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à acquérir ou à développer des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie constants et un rendement attractif du capital investi ajusté aux risques et à distribuer un dividende stable. Toutefois, rien ne garantit que la Société soit en mesure d'acquérir ou de créer des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité à des prix attractifs pour poursuivre sa croissance. De plus, cette stratégie peut exiger la cession par la Société de certains actifs pour poursuivre de nouvelles occasions, le soutien ou la réalisation des avantages d'acquisitions réalisées ou futures, la mobilisation de capitaux supplémentaires et/ou la réduction des dettes de la Société.

La mise en œuvre réussie de cette stratégie exige un calendrier et un jugement commercial rigoureux, les ressources nécessaires pour mener à bien le développement des installations de production d'électricité ainsi qu'une évaluation précise des actifs de la Société et de la valeur qu'elle recevrait en échange de leur cession. La Société peut sous-estimer les coûts liés au développement des installations de production d'énergie jusqu'à leur mise en service commerciale, peut être incapable d'intégrer de façon efficace et en temps opportun les nouvelles acquisitions à ses activités existantes, peut évaluer de façon inexacte la valeur de ses actifs ou être incapable de trouver un acquéreur à cet égard d'une manière qui appuie la stratégie de la Société en temps opportun.

Incapacité de lever des capitaux supplémentaires et état du marché des capitaux

Le développement futur et la construction de nouvelles installations ainsi que la croissance des projets en développement et des projets potentiels et les autres dépenses en immobilisations seront financés par la Société au moyen de l'encaisse générée par ses installations en exploitation, d'emprunts ou d'émissions et de ventes d'actions supplémentaires. Si les sources de capitaux externes, y compris l'émission de titres additionnels de la Société, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité de la Société d'effectuer les investissements nécessaires afin de construire de nouvelles installations ou d'entretenir des installations existantes ou futures serait compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables pour le financement du développement ou de l'expansion. Un grand nombre de projets d'énergie renouvelable seront réalisés au cours des prochaines années, ce qui aura des répercussions sur la disponibilité des capitaux. De plus, le versement de dividendes pourrait nuire à la capacité de la Société de financer ses projets en cours et futurs.

De plus, les efforts de mobilisation de capitaux de la Société pourraient comprendre l'émission et la vente d'actions ordinaires supplémentaires, ou de titres d'emprunt convertibles en actions ordinaires, lesquels pourraient, selon le prix auquel ils sont vendus ou convertis, avoir un effet dilutif important pour les porteurs des actions ordinaires de la Société et une incidence négative sur le cours des actions ordinaires de la Société.

Incapacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants

L'obtention de nouveaux CAÉ, qui constitue une composante clé de la stratégie de croissance de la Société, comporte certains risques en raison du milieu concurrentiel auquel la Société est confrontée. La Société s'attend à continuer de conclure diverses formes de CAÉ (détenus par la Société ou les services publics) relativement à la vente de son énergie, contrats qu'elle obtiendra principalement par l'intermédiaire de sa participation à des processus de demandes de propositions concurrentiels ou des négociations bilatérales. Au cours de ces processus et négociations, la Société doit se mesurer aux concurrents, en l'occurrence des services publics de grande envergure et de petits producteurs d'énergie indépendants, dont certains possèdent des ressources, notamment financières, nettement supérieures à celles de la Société. Rien ne garantit que la Société soit choisie dans l'avenir à titre de fournisseur d'énergie à la suite d'un appel d'offres en particulier, que la Société aura du succès dans de telles négociations ou que des CAÉ existants soient renouvelés ou le seront moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs durées respectives.

Dépendance envers diverses formes de CAÉ

L'énergie produite par la Société est en grande partie vendue aux termes de plusieurs conventions d'achat d'électricité à long terme et dans certains cas, des couvertures énergétiques et contrats de détail commerciaux ou industriels. Si, pour toute raison, l'un des acheteurs de l'énergie aux termes de ces CAÉ est incapable de respecter ses obligations contractuelles aux termes du CAÉ ou n'est pas prêt à le faire, ou s'il refuse d'accepter la livraison de l'énergie aux termes d'un CAÉ ou un instrument dérivé énergétique pertinent, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société pourraient être touchés de manière défavorable. Si les projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leurs CAÉ ou une couverture énergétique respectifs, la Société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ ou à la couverture énergétique concernée.

Volatilité de l'offre et de la demande sur le marché de l'énergie

Une partie des produits de la Société est liée, directement ou indirectement, au prix de gros de l'électricité sur les marchés dans lesquels la Société exerce ses activités. Les prix de l'électricité sur le marché de gros sont touchés par un certain nombre de facteurs, notamment la gestion de la production et le volume de capacité de production excédentaire par rapport à la charge sur un marché donné; la structure du marché de l'électricité; les conditions météorologiques (comme les conditions météorologiques extrêmement chaudes ou froides) qui ont une incidence sur la charge électrique.

L'évolution de la demande d'électricité est marquée d'incertitudes, qui sont notamment tributaires de conditions macroéconomiques; des prix absolus et relatifs de l'énergie; de la gestion des économies d'énergie et de la demande. Par conséquent, du point de vue de l'offre, il existe des incertitudes liées au moment de la mise hors service des installations, lesquelles sont en partie liées à la réglementation environnementale et à l'ampleur, au rythme et à la structure de la capacité de remplacement.

Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité

Si la Société est incapable d'obtenir ou de renouveler des CAÉ pour ses actifs en développement, ou de maintenir ou de renouveler les CAÉ pour ses actifs en exploitation ou des contrats de vente pour 100 % de la production, la Société peut être contrainte de vendre l'électricité produite au prix du marché. Bien que la majorité de la production du parc éolien Foard City, du parc solaire Phoebe et du parc solaire Salvador soit vendue conformément à des CAÉ à long terme, la production qui n'est pas vendue aux termes d'un contrat à long terme de couverture énergétique est et sera assujettie aux prix du marché. Si la Société est incapable de produire suffisamment d'énergie pour satisfaire à ses obligations contractuelles en vertu des CAÉ, la Société sera obligée d'acheter de l'énergie provenant de tiers aux prix du marché. Si le point de règlement des contrats à long terme de couverture énergétique (une forme de CAÉ) de la Société diffère du point d'interconnexion, les ventes d'électricité en vertu de cette couverture énergétique seront assujetties aux risques de localisation. Cette différence potentielle de tarification est désignée comme étant un « différentiel ». Selon les particularités spécifiques aux couvertures énergétiques, un important différentiel pourrait obliger la Société à acheter de l'énergie de tiers aux prix du marché, ou à compenser autrement le fournisseur de couverture énergétique. Les ventes d'électricité faisant l'objet de couvertures énergétiques doivent également être vendues en blocs de périodes horaires. Si la production de la Société au sein d'un bloc donné est insuffisante pour satisfaire à ses engagements contractuels, elle pourrait être tenue d'acheter l'électricité d'un tiers aux prix du marché afin de respecter ses engagements. On appelle ce risque potentiel « risque de non-concordance ».

Le prix du marché de l'électricité dans les différents territoires peut être volatil et impossible à contrôler. Si le prix de l'électricité devait baisser de manière importante alors que la Société est obligée de vendre l'énergie électrique produite au prix du marché, ou augmenter de manière importante alors que la Société est obligée d'acheter de l'électricité auprès de tiers au prix du marché, les perspectives économiques des installations en exploitation qui dépendent, en tout ou en partie, des prix du marché, comme le parc éolien Foard City, le parc solaire Phoebe, le parc solaire Salvador, le parc éolien Griffin Trail, la centrale hydroélectrique Licán, la centrale Miller Creek, ou des projets en développement dans lesquels la Société détient une participation, pourraient être considérablement réduites ou non rentables. Une diminution ou une augmentation importante de ces prix, le cas échéant, ou une réduction non importante de ces prix combinée à l'impact de l'ensemble des risques décrits ci-dessus, pourrait avoir un effet défavorable important sur la situation financière de la Société, en particulier, à l'égard du parc solaire Phoebe.

Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations

La Société participe à la construction et au développement de nouvelles installations de production d'énergie. Ces installations présentent une plus grande incertitude quant à leur faisabilité, à leur acceptabilité sociale et à la rentabilité future que les installations en exploitation existantes dont le rendement a été prouvé. Dans certains cas, bon nombre de facteurs ayant un effet sur les coûts n'ont pas encore été établis, notamment les paiements de redevances sur les terrains, les redevances d'utilisation d'eau ou les taxes municipales ou autres taxes applicables. La Société est tenue, dans certains cas, d'avancer des fonds et de déposer des cautionnements d'exécution pendant l'aménagement de ces nouvelles installations. Si certaines de ces installations ne sont pas réalisées ou ne fonctionnent pas conformément aux spécifications, ou si des frais ou des taxes ou impôts imprévus sont engagés, cela pourrait nuire à la Société.

Obtention de permis

À l'heure actuelle, la Société ne détient pas toutes les approbations, les licences et les permis nécessaires à la construction et à l'exploitation des projets en développement ou des projets potentiels, y compris les approbations et les permis environnementaux nécessaires à la construction et à l'exploitation des projets en développement ou des projets potentiels. Tout manquement à obtenir les licences, les approbations ou les permis nécessaires, y compris les renouvellements ou les modifications de ceux-ci ou tout retard dans l'obtention de ces licences, approbations ou permis nécessaires, y compris des renouvellements ou des modifications de ceux-ci, pourrait entraîner un retard dans la construction des projets en développement ou des projets potentiels ou faire en sorte que ceux-ci ne soient pas terminés ou commencés. Rien ne garantit que l'un des projets potentiels résulte en une installation en exploitation.

En outre, des retards peuvent survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires pour les projets énergétiques futurs.

De temps à autre, et de façon à prendre en compte les longs délais d'approvisionnement souvent associés à la fourniture de l'équipement, la Société peut commander de l'équipement et effectuer des dépôts sur celui-ci, ou faire avancer des projets avant d'avoir obtenu tous les permis et toutes les licences nécessaires. La Société n'entreprend de telles actions que lorsqu'elle croit raisonnablement que ces permis ou licences seront émis en temps utile, préalablement à l'obligation de déboursier le montant intégral du prix d'achat. Toutefois, tout retard dans l'octroi de ces permis ou licences pourrait nuire à la Société.

Les permis environnementaux devant être émis relativement à l'un des projets en développement ou projets potentiels peuvent renfermer des conditions qui doivent être respectées avant l'obtention d'un CAÉ, le début de la construction, au cours de la construction, et pendant et après l'exploitation des projets en développement. Il est impossible de prédire les conditions imposées par ces permis ou le coût de toute mesure d'atténuation exigée par ces derniers.

Incapacité d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures

La Société est d'avis que les acquisitions réalisées et futures lui apporteront des avantages. Cependant, il y a un risque qu'une partie ou la totalité des avantages prévus ne se matérialise pas ou ne se matérialise pas dans les délais prévus par la direction de la Société. La concrétisation de ces avantages peut être influencée par un certain nombre de facteurs, dont plusieurs sont indépendants de la volonté de la Société.

Intégration des acquisitions réalisées et futures

L'intégration des acquisitions d'entreprises et/ou de projets réalisés et futurs et de leurs activités, employés et dirigeants, opérations et installations respectifs peut entraîner des défis importants et la direction de la Société pourrait être incapable de mener à bien l'intégration avec succès ou pourrait être tenue d'investir des sommes importantes ou de consacrer d'autres ressources. En ce qui concerne les acquisitions réalisées et futures, rien ne garantit que la direction sera en mesure d'intégrer avec succès les équipes, les activités et les installations faisant partie de ces acquisitions ou de bénéficier pleinement de tous les avantages attendus de ces acquisitions.

Changements du soutien gouvernemental pour accroître la production d'électricité à partir de sources renouvelables par des producteurs d'électricité indépendants

Le développement et la croissance de l'énergie renouvelable dépendent du soutien, des politiques et des incitatifs des gouvernements. Plusieurs gouvernements ont mis en place des normes de portefeuille, des crédits d'impôt et d'autres incitatifs pour augmenter la part des énergies renouvelables dans leur bouquet de production d'électricité afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au fil du temps. Il existe un risque que le soutien gouvernemental lié aux incitatifs en faveur des énergies renouvelables change à tout moment et que l'augmentation supplémentaire de l'approvisionnement en projets d'énergie renouvelable auprès de producteurs d'électricité indépendants puisse être réduite ou suspendue à tout moment. En conséquence, la Société pourrait être amenée à réduire sa capacité à développer ses projets potentiels et pourrait subir des radiations importantes de projets potentiels.

Risques réglementaires et politiques

L'aménagement et l'exploitation des installations de production d'énergie sont assujettis aux modifications des exigences réglementaires gouvernementales et des lois applicables, notamment les règlements concernant l'environnement, les effets environnementaux imprévisibles, la conjoncture économique en général et d'autres questions indépendantes de la volonté de la Société.

De plus, l'exploitation d'une installation de production d'énergie est assujettie à une réglementation importante imposée par divers organismes gouvernementaux, à l'échelle municipale, provinciale, étatique et fédérale. Il existe toujours un risque que les politiques et les lois gouvernementales soient modifiées, ce qui pourrait avoir pour effet d'entraîner une augmentation des coûts et taux, notamment des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique, de l'impôt sur le revenu et sur le capital et des taxes municipales. Ces modifications pourraient également avoir une incidence défavorable sur les produits de la Société.

La Société détient des permis et des licences délivrés par divers organismes de réglementation en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de ses installations. Ces licences et permis sont cruciaux pour l'exploitation des activités de la Société. La majeure partie de ces permis et licences ont une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des installations. Dans certains cas, ces permis doivent être renouvelés avant la fin de la durée de vie utile prévue de ces installations, et rien ne garantit que ces renouvellements seront accordés ni quelles seront les conditions d'un tel renouvellement. Ces permis et licences ne peuvent demeurer en règle que si la Société se conforme à leurs modalités.

Risques liés aux crédits d'impôt sur la production et à l'investissement américains, aux modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et à la disponibilité des financements de partage fiscal

La Société détient une participation dans des projets pour lesquels des activités sur place et hors site sont ou ont été effectuées afin d'être admissibles aux incitatifs fiscaux d'énergie renouvelable aux États-Unis (CIP ou CII). Il n'y a aucune garantie que les projets seront admissibles aux CIP ou CII, ou s'ils le sont, qu'ils seront admissibles pour la pleine valeur des CIP ou CII. Il ne peut y avoir aussi aucune garantie que les CIP ou CII seront toujours disponibles. Toute nouvelle règle, tout nouveau règlement ou d'autres lignes directrices fiscaux promulgués aux États-Unis (tels que modifiés ou mis à jour de temps à autre, incluant les amendements adoptés à la fin de 2017) peuvent mettre en péril ou autrement nuire à l'efficacité de telles activités de projets sur place et hors site afin de rendre admissibles de tels projets pour la pleine valeur des CIP ou CII.

L'admissibilité des projets aux CIP ou CII est indispensable pour obtenir des financements de partage fiscal pour des projets éoliens et solaires. L'impossibilité de rendre admissibles les projets aux CIP ou CII, en tout ou en partie, aurait une incidence néfaste sur les options de financement pour ces projets. Si l'admissibilité d'un projet pour les CIP ou CII n'est pas obtenue, il pourrait y avoir une dépréciation significative de l'investissement de la Société dans ce projet.

D'autres mesures gouvernementales pourraient être prises pouvant, directement ou indirectement, restreindre la capacité de la Société de lever des financements de partage fiscal. Par exemple, par suite de la réforme fiscale adoptée à la fin de 2017, les taux d'imposition inférieurs pour les sociétés aux États-Unis pourraient avoir une incidence sur le montant de la participation au partage fiscal disponible pour certains projets ou d'une manière générale au marché, nuire à la capacité de la Société d'obtenir des sommes suffisantes de participation au partage fiscal à des conditions et à des taux avantageux pour la Société et ses projets.

Exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires

La Société est assujettie à différentes formes d'imposition dans divers territoires partout dans le monde, notamment l'impôt sur le revenu, la retenue d'impôt, l'impôt sur le capital, l'impôt foncier, les taxes de vente, les taxes sur les transferts et droits de mutation et les cotisations et charges sociales, qui peuvent être modifiés ou peuvent entraîner des désaccords avec les autorités fiscales concernant l'application de la législation fiscale. La législation fiscale et l'administration des impôts et taxes sont extrêmement complexes et exigent souvent de la Société qu'elle prenne des décisions subjectives. Le calcul des impôts et taxes comporte de nombreux facteurs, y compris l'interprétation de la législation fiscale dans divers territoires où la Société est ou pourrait devenir visée par des cotisations fiscales. L'estimation des actifs, des passifs, des recouvrements et des dépenses liés à l'impôt faite par la Société comporte d'importantes hypothèses, qui comprennent, notamment les taux d'imposition dans divers territoires, l'incidence des conventions fiscales entre les territoires et les projections relatives au revenu imposable. Dans la mesure où ces hypothèses diffèrent des résultats réels, la Société pourrait devoir inscrire des charges d'impôt et obligations fiscales supplémentaires, y compris des intérêts et des pénalités.

Acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable

L'acceptabilité sociale par les parties prenantes locales, y compris, dans certains cas, les Premières Nations et les autres peuples autochtones de même que les communautés locales, est essentielle à notre capacité à trouver et à développer de nouveaux sites appropriés pour des projets d'énergie renouvelable viables. Le défaut d'obtenir l'acceptabilité sociale adéquate pour un projet peut empêcher le développement et la construction d'un projet et conduire à la perte de tous les investissements dans le développement et à la radiation de ce projet potentiel.

Relations avec les parties prenantes

La Société conclut divers types d'arrangements avec des collectivités ou des partenaires dans le cadre de coentreprises pour le développement de ses projets. Certains de ces partenaires peuvent avoir ou peuvent développer des intérêts ou des objectifs qui diffèrent de ceux de la Société ou qui pourraient entrer en conflit avec ceux-ci. De telles divergences pourraient avoir une incidence négative sur la réussite des projets de la Société. La Société est parfois tenue, au cours du processus d'obtention de permis et d'approbation, de donner des avis à divers groupes de parties prenantes, y compris les propriétaires fonciers, les communautés autochtones et les municipalités, et de les consulter. Tout retard imprévu dans le cadre de ce processus peut avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société à mener à bien un projet donné et, le cas échéant, dans les délais prévus.

Incapacité à obtenir les terrains appropriés

Il existe une importante concurrence pour obtenir les sites appropriés aux fins d'aménagement des nouvelles installations de production d'électricité. Les sites idéaux sont difficiles à trouver étant donné les caractéristiques géographiques, les restrictions légales et les droits de propriété qui restreignent naturellement les zones disponibles aux fins de l'aménagement d'un site. Rien ne garantit que la Société réussira à obtenir un site en particulier à l'avenir.

Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers

La Société peut, dans le cadre d'une expansion internationale de ses activités, faire face à des risques liés i) à sa capacité à intégrer efficacement les acquisitions futures, créer de nouveaux partenariats et développer, construire et exploiter des projets dans un marché d'approvisionnement et de réglementation non familial; ii) à la concurrence avec des entreprises plus établies; iii) aux fluctuations des cours du change; iv) au manque de connaissance des marchés étrangers, v) aux changements de la fiscalité locale et internationale et vi) à la concentration excessive d'actifs sur un marché unique.

Risques liés au financement

Risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés sont conclus avec d'importantes institutions financières et leur efficacité dépend du rendement de ces institutions. Le défaut par l'une d'elles de remplir ses obligations pourrait comporter un risque de liquidité. Les risques de liquidité relatifs aux instruments financiers dérivés incluent aussi le règlement des contrats à terme sur obligations à leur date d'échéance et l'option de résiliation anticipée comprise dans certains swaps de taux d'intérêt et contrats de change.

La survenance de l'une des situations susmentionnées pourrait avoir un effet négatif important sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société. La Société utilise les instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque de fluctuation des taux d'intérêt sur son financement par emprunt ou de fluctuation des devises étrangères ou du prix du marché de l'électricité. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

La nature des activités de gestion de l'énergie et des risques de la Société l'expose à des risques financiers, qui incluent, notamment : i) les variations défavorables des prix des matières premières, des taux d'intérêt ou des taux de change qui pourraient entraîner une perte financière ou une perte d'opportunité pour la Société; ii) un manque de contreparties en raison des conditions du marché ou d'autres circonstances pourrait empêcher la Société de liquider ou de compenser une position, notamment au cours ou près du cours antérieur, iii) la Société peut ne pas recevoir de fonds ou d'instruments de contreparties, notamment au moment prévu; iv) la contrepartie pourrait ne pas exécuter une obligation envers la Société; v) la perte résultant d'une erreur humaine ou d'une déficience des systèmes ou des contrôles de la Société; et vi) la perte résultant de contrats non exécutoires ou de transactions insuffisamment documentées.

Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au refinancement

Les fluctuations des taux d'intérêt constituent une préoccupation particulièrement importante dans un secteur qui exige beaucoup d'investissements, comme le secteur de l'énergie électrique. La Société est exposée aux risques liés aux taux d'intérêt et au refinancement de la dette à l'égard des facilités de crédit bancaire à taux variable utilisées pour les financements de construction et pour les financements à long terme. La capacité de la Société de refinancer à des conditions favorables la dette dépend des conditions des marchés des capitaux d'emprunt, qui sont de nature variable et difficiles à prévoir. La Société est également exposée aux risques liés à la fluctuation des taux d'intérêt et au refinancement, qui pourraient avoir une incidence sur la capacité de la Société à mobiliser des capitaux supplémentaires.

Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures

Les activités de la Société et de ses filiales sont assujetties à certaines restrictions contractuelles contenues dans les documents régissant ses dettes actuelles et futures. Le niveau d'endettement de la Société et de ses filiales pourrait avoir d'importantes conséquences pour les actionnaires, notamment les suivantes : i) la capacité de la Société et de ses filiales d'obtenir à l'avenir un financement supplémentaire pour son fonds de roulement, ses dépenses en immobilisations, ses acquisitions ou ses autres projets en développement pourrait être restreinte; ii) la Société et ses filiales pourraient devoir affecter une partie importante des flux de trésorerie qu'elles tireront de leurs activités au paiement du capital et des intérêts sur leur dette, ce qui réduirait les fonds disponibles pour leurs activités futures; iii) certains des emprunts de la Société et de ses filiales seront à des taux d'intérêt variables, ce qui les exposera au risque de l'augmentation des taux d'intérêt; et iv) la Société et ses filiales pourront être plus vulnérables aux ralentissements de l'économie et limitées dans leur capacité à se mesurer à la concurrence.

La Société et ses filiales sont assujetties à des restrictions financières et d'exploitation en raison de clauses restrictives figurant dans certains contrats de financement, de sûreté et de prêt. Ces clauses restrictives imposent des restrictions ou limitent la capacité de la Société et de ses filiales, entre autres, à contracter des dettes supplémentaires, à fournir des garanties relatives à la dette, à créer des charges, à aliéner des actifs, à effectuer des liquidations, dissolutions, fusions, regroupements ou à mettre en vigueur toute restructuration générale ou du capital, à verser des distributions ou des

dividendes, à émettre des titres de participation et à créer des filiales. Ces restrictions peuvent limiter la capacité de la Société et de ses filiales à obtenir du financement supplémentaire, à résister au fléchissement des activités de la Société et de ses filiales et à tirer profit d'occasions d'affaires. De plus, la Société et ses filiales peuvent être tenues d'obtenir un financement par emprunt supplémentaire selon des modalités comportant des clauses plus restrictives, exigeant un remboursement anticipé ou imposant d'autres obligations qui limitent la capacité de la Société et de ses filiales de faire croître leur entreprise, d'acquérir les actifs ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables par la Société ou ses filiales.

Changements dans la conjoncture économique générale

Des changements dans la conjoncture économique en général pourraient avoir une incidence sur l'évaluation de la valeur des actifs de la Société, ce qui pourrait avoir une incidence sur sa capacité de réunir des capitaux, notamment par le financement, le refinancement, la cession de certains actifs ou, en général, sur sa capacité d'exécuter sa stratégie. De plus, la plupart des CAÉ de la Société ont un prix fixe ajusté chaque année en fonction de l'inflation fondé sur une formule d'IPC. Si l'inflation est plus faible que prévu ou si elle diminue, les produits projetés de la Société, le BAIIA projeté ajusté et les flux de trésorerie disponibles pourraient être moins élevés que prévu ou réduits, ce qui aurait dans chaque cas une incidence sur le ratio de distribution.

Fluctuations des taux de change

La Société achète à l'occasion de l'équipement auprès de fournisseurs étrangers. De ce fait, elle peut être exposée aux fluctuations du dollar canadien par rapport aux devises dans lesquelles ces achats sont libellés. Notre travail de développement et d'exploitation au Canada, en France, aux États-Unis et en Amérique latine nous expose aux fluctuations des devises étrangères.

Certains de nos produits et coûts sont libellés en dollars américains ou pourraient être libellés en devises autres que le dollar canadien. Des fluctuations des cours de change peuvent influencer sur les résultats de la Société qui sont déclarés en dollars canadiens.

La monnaie fonctionnelle et la monnaie de présentation de la Société est le dollar canadien. La Société est donc exposée aux variations nettes des cours du change par ses investissements, ses coûts d'exploitation et ses actifs à l'étranger. La volatilité des cours de change pourrait avoir un effet défavorable sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Autres risques

Possibilité que la Société ne puisse pas déclarer un dividende ou réduise le montant du dividende

Les porteurs d'actions ordinaires, d'actions série A et d'actions série C n'ont pas le droit de recevoir de dividendes sur ces actions sauf si le conseil d'administration en déclare. La Société n'est soumise à aucune restriction qui l'empêcherait de verser des dividendes ou des distributions. La déclaration de dividendes et leur montant sont à la discrétion du conseil d'administration même si la Société dispose de suffisamment de fonds, déduction faite des dettes, pour verser ces dividendes.

La Société peut ne pas déclarer ni verser un dividende si l'encaisse de la Société disponible pour distribution n'est pas suffisante ou si elle a des motifs raisonnables de croire i) que la Société ne peut, ou ne pourrait de ce fait, acquitter son passif à échéance; ou ii) que la valeur de réalisation de son actif serait, de ce fait, inférieure au total de son passif et du capital déclaré de ses actions en circulation. Aucune garantie ne peut être donnée quant au versement éventuel d'un dividende de la Société ni, le cas échéant, quant à la fréquence ou au montant de ce dividende.

Caractère insuffisant de la couverture d'assurances

Bien que la Société maintienne une couverture d'assurances qui, selon elle, serait maintenue par un propriétaire ou exploitant prudent d'installations ou de projets similaires, il est impossible de garantir que celle-ci continuera d'être offerte à des conditions acceptables sur le plan économique ni que sont assurables ou assurés tous les événements qui pourraient donner lieu à une perte ou à un sinistre éventuel, ni que les montants d'assurance seront suffisants pour couvrir chacune des pertes ou réclamations pouvant survenir relativement aux activités et aux actifs de la Société. Les couvertures d'assurances à souscrire relativement aux actifs d'un projet et aux installations peuvent être fixées par les accords de financement du projet et/ou les CAÉ. En outre, la Société peut entreprendre des travaux de construction ou réaliser des acquisitions alors qu'il pourrait être difficile d'obtenir de l'assurance, que la souscription d'une assurance n'est pas rentable ou que l'assurance est autrement insuffisante pour couvrir chacune des pertes ou réclamations pouvant survenir relativement aux nouveaux actifs ou aux nouvelles activités. Certains éléments des activités de la Société ne sont pas assurés, soit comme il est d'usage dans l'industrie, soit lorsque le coût de la protection n'est pas viable sur le plan économique. Les polices d'assurance font

généralement l'objet d'un examen annuel par les assureurs respectifs et rien ne garantit que des modalités équivalentes ou plus favorables seront offertes à chaque renouvellement. Une perte importante, qui n'est pas assurée ou qui dépasse largement les limites des polices d'assurance, ou le défaut de renouveler les polices d'assurance à des conditions équivalentes ou plus favorables pourraient avoir une incidence importante sur les activités de la Société, y compris ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie, de même que sur sa réputation auprès des clients, des investisseurs, des prêteurs, des organismes de réglementation, des gouvernements et des marchés financiers.

Capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés

Les dirigeants et les autres employés clés de la Société jouent un rôle important dans le succès de celle-ci. La conduite des activités de la Société et l'exécution de la stratégie de croissance de celle-ci reposent essentiellement sur le travail d'équipe. Le rendement ainsi que la croissance future de la Société dépendent en grande partie des aptitudes, de l'expérience et des efforts des membres de l'équipe de la direction. La capacité de la Société à maintenir en poste les membres de l'équipe de la direction ou à attirer des remplaçants adéquats dans l'éventualité où des membres clés de l'équipe de la direction venaient à quitter la Société est tributaire de la nature concurrentielle du marché de l'emploi.

La perte des services de membres clés de l'équipe de direction ou une diminution de leur disponibilité pourrait avoir une incidence défavorable sur les perspectives d'avenir, sur la situation financière et sur les flux de trésorerie de la Société.

En outre, une telle perte pourrait être perçue de façon négative sur les marchés des capitaux. Aussi, le succès de la Société dépend largement de sa capacité continue à attirer, former et maintenir en poste des employés qualifiés afin de répondre à ses besoins du moment.

Litiges

Dans le cours normal de ses activités, la Société pourrait être partie à diverses poursuites judiciaires, notamment intentées pour faire valoir une réclamation en cas de blessures corporelles, de dommages matériels et de différends en matière d'impôts fonciers, de droits fonciers et de contrats. La Société constitue des provisions adéquates à l'égard des réclamations en cours ou en suspens. L'issue définitive des poursuites en cours, en suspens ou futures ne peut être prédite avec certitude et, par conséquent, il n'est pas certain qu'elle n'aura pas une incidence défavorable sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société au cours d'un trimestre ou d'un exercice donné.

La notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la Société ou peut être abaissée

Les notes attribuées à la Société, aux actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif, série A et aux actions privilégiées à taux fixe rachetables et à dividende cumulatif, série C (la « notation » ou « note ») constituent une évaluation, par les agences de notation, de la capacité de la Société de s'acquitter de ses obligations. La notation est fondée sur certaines hypothèses au sujet du rendement et de la structure du capital futur de la Société qui peuvent refléter ou non le rendement ou la structure du capital réel de la Société. Les changements à la notation à l'avenir peuvent avoir une incidence sur le cours ou la valeur et la liquidité des titres de la Société. Rien ne garantit qu'une notation demeurera en vigueur pendant une période donnée, ni que la note ne sera pas abaissée ou retirée entièrement par les agences de notation.

Fluctuations des produits provenant de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité

Étant donné que les prix de l'électricité achetée de certaines installations en exploitation fluctuent selon le cours du marché de l'électricité, les produits de ces centrales sur le marché de l'électricité ou aux termes du CAÉ applicable fluctueront. Une augmentation de la volatilité du prix au comptant rendrait moins prévisibles les produits éventuels et le BAIIA ajusté et pourrait avoir une incidence négative sur les résultats de la Société.

Conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte

Plusieurs des principaux actifs de la Société sont situés à l'étranger. Bien que les environnements d'exploitation dans ces territoires soient considérés comme favorables par rapport à ceux d'autres pays, il y a encore des risques économiques, sociaux et politiques liés à l'exploitation à l'étranger. Ces risques comprennent, notamment, le terrorisme, la prise d'otage, la guerre, des troubles civils ou la répression militaire, l'expropriation, le rapatriement ou la nationalisation sans compensation adéquate, des fluctuations extrêmes des taux de change, des taux élevés d'inflation et des conflits de travail, ou l'annulation ou la renégociation des concessions, licences, permis et contrats existants, la difficulté à faire valoir des jugements dans de tels territoires, les changements aux régimes fiscaux et de redevances, les changements aux régimes de réglementation environnementale, l'instabilité politique locale, juridique et économique, le népotisme, les subventions visant les industries en

concurrence avec les nôtres, la difficulté à obtenir les principaux équipements et leurs composants, le contrôle des taux de changes et une législation défavorable du pays hôte.

L'incertitude économique, sociale et politique du pays hôte peut survenir à la suite d'un manque de soutien à nos activités dans les communautés locales à proximité des propriétés d'Innergex. Les changements dans les politiques en matière de ressources renouvelables, d'énergie ou d'investissement ou des changements dans les attitudes politiques peuvent également avoir une incidence défavorable sur les activités de la Société. L'effet de ces facteurs ne peut être prévu avec exactitude. Bien que les effets de la concurrence augmentent la probabilité d'efficacité du marché et profiteront aux propriétés d'Innergex, l'élimination des subventions relatives aux coûts de l'énergie peut accroître l'incapacité des consommateurs finaux à payer pour l'électricité et conduire à une opposition politique aux initiatives de privatisation et avoir une incidence défavorable sur les propriétés et les opérations d'Innergex.

Réclamations défavorables sur les titres de propriété

Bien que la Société ait pris des précautions raisonnables pour s'assurer que le titre légal de ses propriétés est correctement documenté, il ne peut y avoir aucune assurance de titre sur ses intérêts de propriété, ou qu'un tel titre sera garanti en définitive. Cependant, les résultats des enquêtes de la Société ne devraient pas être interprétés comme une garantie de titre. Aucune assurance ne peut être donnée que les gouvernements concernés ne révoqueront pas ou ne changeront pas sensiblement les conditions de l'exploration applicable et les autorisations minières, ni que cette exploration et ces autorisations minières ne seront pas remises en question ou contestées par des tiers. Les intérêts de propriété de la Société peuvent aussi être soumis aux ententes non enregistrées antérieures ou transferts ou autres revendications territoriales et le titre peut être touché par des défauts non détectés et des lois et règlements défavorables.

La Société ne peut garantir que les titres de ses propriétés ne seront pas contestés. L'assurance de titre n'est pas toujours disponible, ou disponible à des conditions acceptables, et la capacité de la Société de s'assurer qu'elle a obtenu des réclamations garanties sur des propriétés individuelles peut être sérieusement limitée. Une contestation fructueuse à une zone précise et à l'emplacement de ces réclamations pourrait donner lieu à l'incapacité de la Société d'exploiter sur ses propriétés comme permis ou à l'incapacité de faire respecter ses droits en ce qui concerne ses propriétés.

Dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger les droits et l'information confidentielle de la Société

Le succès de la Société et sa position concurrentielle dépendent en partie de ses méthodes exclusives et de sa propriété intellectuelle. Bien que la Société cherche à protéger ses droits de propriété par différents moyens, elle ne peut pas garantir que les mesures de protection qu'elle a prises sont adéquates afin de protéger ces droits.

La Société compte aussi sur des ententes de confidentialité avec certains employés, consultants et autres tiers pour protéger, en partie, des secrets commerciaux et d'autres informations exclusives. Ces ententes pourraient être violées et la Société pourrait ne pas avoir de recours adéquats pour une telle violation. De plus, des tiers pourraient indépendamment développer des informations exclusives essentiellement équivalentes ou obtenir l'accès à des secrets commerciaux ou à des informations exclusives de la Société.

Risques d'atteinte à la réputation découlant de l'inconduite de représentants de la Société

Le succès de la Société peut être compromis par des événements touchant sa réputation. Dans certains cas, la Société peut subir les contrecoups ou être tenue responsable des actions de ses administrateurs, dirigeants ou employés et de tiers qui agissent pour la Société ou en son nom. Bien que cette dernière cherche à protéger sa réputation au moyen de ses politiques, procédures et contrôles internes, il existe un risque que des événements ou des actions de certains représentants de la Société puissent nuire à sa réputation. Des atteintes à la réputation de la Société pourraient nuire à ses relations avec divers intervenants, partenaires, gouvernements, employés, actionnaires et le grand public. Cette situation pourrait, entre autres, entraîner des occasions d'affaires perdues, des pertes de revenus, des litiges et réduire la capacité de la Société à mobiliser des capitaux supplémentaires. Les atteintes à la réputation pourraient également réduire la capacité de la Société d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les dirigeants et les employés clés, réduire l'acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable et influencer sur le soutien gouvernemental visant à accroître la production d'électricité par les producteurs indépendants d'électricité.

10- INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

Hypothèses : L'information prospective est fondée sur certaines hypothèses principales formulées par la Société, à propos notamment, sans s'y limiter, des régimes hydrologiques, éoliens et solaires, de la performance de ses installations en exploitation, des acquisitions et des projets mis en service, du rendement des projets, de la disponibilité de ressources en capital et de l'exécution par les tiers de leurs obligations contractuelles en temps opportun, de la conjoncture favorable du marché pour l'émission d'actions afin de soutenir le financement de la croissance, de la conjoncture économique favorable, des conditions favorables du marché des capitaux, de la réussite de la Société à développer et à construire de nouvelles installations, du renouvellement réussi des CAÉ, des ressources humaines suffisantes pour fournir les services et exécuter le plan d'investissement, de l'absence d'événements importants survenant hors du cours normal des activités, comme une catastrophe naturelle, une pandémie ou un autre désastre, de l'entretien continu de l'infrastructure des technologies de l'information et de l'absence de violations importantes liées à la cybersécurité. Veuillez vous reporter à la section 5 « Perspectives – Plan stratégique 2020-2025 » pour obtenir des renseignements sur les hypothèses utilisées à l'égard des cibles de croissance pour 2025.

Risques et incertitudes : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels de la Société diffèrent considérablement des résultats et du rendement exprimés, présentés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués sous la rubrique « Risques et incertitudes » du rapport annuel et comprennent, sans s'y limiter : le défaut d'exécution des principales contreparties; l'approvisionnement en équipement; les retards et dépassements de coûts dans la conception et construction de projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; la défaillance d'équipement ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues; la variabilité du rendement des installations et les pénalités connexes; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; la disponibilité et la fiabilité des systèmes de transport d'électricité; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe; les changements climatiques à l'échelle mondiale; les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; la préparation aux catastrophes naturelles et aux cas de force majeure; les pandémies, épidémies ou autres urgences de santé publique; la cybersécurité; la dépendance envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées; l'incapacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; l'incapacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; l'incapacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants; la dépendance envers diverses formes de CAÉ; la volatilité de l'offre et de la demande sur le marché de l'énergie; les fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité; les incertitudes au sujet du

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

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

Responsabilité de l'information financière

Les états financiers consolidés et le rapport de gestion d'Innergex énergie renouvelable inc. (la « Société ») ainsi que toute l'information contenue dans les présentes au sujet de la Société sont la responsabilité de la direction.

Ces états financiers consolidés ont été préparés par la direction conformément aux **Normes internationales d'information financière (les « IFRS »)** au moyen des méthodes comptables détaillées présentées dans les notes annexes. La direction est d'avis que les états financiers consolidés ont été préparés sur la base de critères acceptables à l'aide d'estimations justifiables et raisonnables. L'information financière de la Société, présentée ailleurs dans le rapport annuel, est conforme à celle fournie dans les états financiers consolidés.

La direction maintient des systèmes de contrôles internes efficaces et de qualité supérieure pour la comptabilité et la gestion, tout en s'assurant que les coûts sont raisonnables. Ces systèmes lui donnent l'assurance que l'information financière est pertinente, précise et fiable et que les actifs de la Société sont correctement comptabilisés et bien protégés.

Il incombe au conseil d'administration de la Société de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de la présentation de l'information financière. De plus, le conseil d'administration assume l'ultime responsabilité d'examiner et d'approuver les états financiers consolidés de la Société. Le conseil d'administration s'acquitte de cette responsabilité par l'intermédiaire de son comité d'audit.

Le comité d'audit est nommé par le conseil d'administration, et tous ses membres sont des administrateurs externes non liés.

Le comité d'audit se réunit avec la direction, ainsi qu'avec l'auditeur indépendant, afin de discuter du contrôle interne à l'égard de l'information financière, de l'audit de l'information financière et d'autres sujets relatifs à l'information financière, ainsi que pour s'assurer que chaque partie s'acquitte convenablement de ses responsabilités. De plus, le comité d'audit examine le rapport annuel, les états financiers consolidés et le rapport des auditeurs indépendants. Le comité d'audit soumet ses constatations à l'examen du conseil d'administration aux fins de l'approbation des états financiers consolidés avant leur diffusion auprès des actionnaires. Le comité d'audit étudie également la question de retenir les services d'un auditeur indépendant, ou de reconduire le mandat de celui-ci, qui est soumise à l'examen du conseil d'administration et à l'approbation des actionnaires.

Ces états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration de la Société. Les états financiers consolidés de la Société ont été audités par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., l'auditeur indépendant, conformément aux **normes d'audit généralement reconnues du Canada**, pour le compte des actionnaires. KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. a un accès complet et sans restriction au comité d'audit.

[s] Michel Letellier
Michel Letellier, MBA
Président et chef de la direction

[s] Jean Trudel
Jean Trudel, MBA
Chef de la direction financière

Innergex énergie renouvelable inc.

Longueuil, Canada, le 22 février 2023



KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.
600 Boul. de Maisonneuve Ouest
Bureau 1500, Tour KPMG
Montréal (Québec) H3A 0A3
Tél. : 514-840-2100
Télééc. : 514-840-2187
www.kpmg.ca

RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS

Aux actionnaires d'Innergex énergie renouvelable inc.

Opinion

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés d'Innergex énergie renouvelable inc. (« l'entité »), qui comprennent :

- les états consolidés de la situation financière au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2021;
- les comptes consolidés de résultat pour les exercices clos à ces dates;
- les états consolidés du résultat global pour les exercices clos à ces dates;
- les états consolidés des variations des capitaux propres pour les exercices clos à ces dates;
- les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates;
- ainsi que les notes annexes, y compris le résumé des principales méthodes comptables;

(ci-après, les « états financiers »).

À notre avis, les états financiers ci-joints donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de l'entité au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2021, ainsi que de sa performance financière consolidée et de ses flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS »).

Fondement de l'opinion

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada. Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont plus amplement décrites dans la section « **Responsabilités des auditeurs à l'égard de l'audit des états financiers** » de notre rapport des auditeurs.

Nous sommes indépendants de l'entité conformément aux règles de déontologie qui s'appliquent à notre audit des états financiers au Canada et nous nous sommes acquittés des autres responsabilités déontologiques qui nous incombent selon ces règles.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Questions clés de l'audit

Les questions clés de l'audit sont les questions qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importantes dans l'audit des états financiers de l'exercice clos le 31 décembre 2022. Ces questions ont été traitées dans le contexte de notre audit des états financiers pris dans leur ensemble et aux fins de la formation de notre opinion sur ceux-ci, et nous n'exprimons pas une opinion distincte sur ces questions.

Nous avons déterminé que les questions décrites ci-après constituent les questions clés de l'audit qui doivent être communiquées dans notre rapport des auditeurs.



Évaluation des justes valeurs à la date d'acquisition des immobilisations incorporelles et corporelles liées aux acquisitions d'entreprises

Description de la question

Nous attirons l'attention sur les notes 2, 3 et 4 des états financiers. Le 9 juin 2022, l'entité a acquis la totalité des actions ordinaires d'Aela Generacion S.A. et d'Aela Energia SpA pour une contrepartie totale de 408 160 \$.

Dans le cadre de cette transaction, l'entité a comptabilisé des immobilisations incorporelles de 283 778 \$ et des immobilisations corporelles de 620 453 \$.

La juste valeur des immobilisations incorporelles liées aux contrats d'achat d'électricité a été établie au moyen d'un modèle « avec ou sans », en calculant l'excédent des prix des contrats d'achat d'électricité sur les prix du marché pour la production qui aurait autrement été vendue sur le marché. La juste valeur des immobilisations corporelles a été établie au moyen d'un modèle d'actualisation des flux de trésorerie.

L'entité formule un certain nombre d'hypothèses pour déterminer les justes valeurs à la date d'acquisition des immobilisations incorporelles et corporelles, notamment :

- les flux de trésorerie futurs, ces derniers pouvant être influencés par un certain nombre d'hypothèses telles que la production d'électricité et les prix de vente;
- les taux d'actualisation.

Raisons pour lesquelles il s'agit d'une question clé de l'audit

Nous avons déterminé que l'évaluation des justes valeurs à la date d'acquisition des immobilisations incorporelles et corporelles liées aux acquisitions d'entreprises constituait une question clé de l'audit. Cette question concerne un aspect considéré comme présentant des risques importants d'anomalies significatives en raison de l'ampleur des immobilisations incorporelles et corporelles. En outre, la détermination de la juste valeur des immobilisations incorporelles et corporelles comportait un degré élevé d'incertitude relative aux estimations puisque le modèle d'actualisation des flux de trésorerie comportait des hypothèses prospectives importantes qui pourraient être influencées par les conditions économiques et de marché futures. De plus, des jugements importants de la part de l'auditeur et des compétences et connaissances spécialisées ont été nécessaires à l'évaluation des résultats de nos procédures d'audit en raison de la sensibilité de la détermination de la juste valeur des immobilisations incorporelles et corporelles par l'entité à des changements mineurs dans certaines hypothèses importantes.

Façon dont la question a été traitée dans le cadre de l'audit

Les procédures qui suivent sont les principales procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question clé de l'audit.

Nous avons évalué le caractère approprié des hypothèses importantes liées aux flux de trésorerie futurs utilisées par l'entité dans ses méthodes d'évaluation en :

- comparant l'hypothèse relative à la production d'électricité future estimée à la production d'électricité historique. Nous avons tenu compte des changements dans les situations ou les événements touchant la valeur des immobilisations incorporelles et des immobilisations corporelles pour apprécier les ajustements apportés par l'entité pour en arriver à la production d'électricité future ou l'absence de tels ajustements;
- comparant l'hypothèse relative aux prix de vente futurs aux contrats d'achat d'électricité à long terme et aux prévisions propres aux régions.



Nous avons demandé à des professionnels en évaluation possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ces professionnels nous ont aidés à :

- évaluer le caractère approprié des taux d'actualisation en comparant les données relatives aux taux d'actualisation aux données de marché publiées pour des entités comparables;
- évaluer le caractère approprié des modèles d'évaluation utilisés par l'entité pour calculer la juste valeur des immobilisations incorporelles et corporelles sur la base des connaissances des professionnels en évaluation.

Évaluation de l'analyse de la dépréciation des installations exposées au risque de prix du marché et des installations en construction à Hawaii

Description de la question

Nous attirons l'attention sur les notes 2, 3 et 14 des états financiers. Les immobilisations corporelles de l'entité se chiffrent à 6 212 371 \$. Ces actifs non financiers sont en partie liés à des installations qui sont exposées au risque de prix du marché et à des installations en construction à Hawaii.

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, l'entité examine la valeur comptable de ses actifs non financiers, à l'exception du goodwill, afin de déterminer s'il y a une indication de dépréciation. Si une telle indication existe, la valeur recouvrable de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie (« UGT ») est estimée. Si la valeur recouvrable d'un actif ou d'une UGT est inférieure à sa valeur comptable, la valeur comptable est ramenée à sa valeur recouvrable. Une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat net.

La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Dans le cadre de l'évaluation de la valeur d'utilité, les flux de trésorerie futurs estimatifs sont actualisés par l'entité au moyen d'un taux d'actualisation qui reflète l'appréciation courante du marché de la valeur temps de l'argent et des risques propres aux actifs ou à l'UGT.

Les flux de trésorerie futurs peuvent être influencés par un certain nombre d'hypothèses importantes de l'entité, comme les taux d'actualisation et :

- pour les installations qui sont exposées au risque de prix du marché : les prix de vente;
- pour les installations en construction à Hawaii : le calendrier et les coûts d'achèvement de la construction et la renégociation des prix de vente.

Raisons pour lesquelles il s'agit d'une question clé de l'audit

Nous avons déterminé que l'évaluation de l'analyse de la dépréciation des installations exposées au risque de prix du marché et des installations en construction à Hawaii constituait une question clé de l'audit. Cette question concerne un aspect considéré comme présentant des risques importants d'anomalies significatives en raison de l'ampleur de ces actifs non financiers et du degré élevé d'incertitude relative aux estimations dans la détermination de la valeur recouvrable de ces actifs non financiers. De plus, des jugements importants de la part de l'auditeur et des compétences et connaissances spécialisées ont été nécessaires à l'évaluation des résultats de nos procédures d'audit en raison de la sensibilité de la détermination de la valeur recouvrable par l'entité à des changements mineurs dans les hypothèses importantes.

Façon dont la question a été traitée dans le cadre de l'audit

Les procédures qui suivent sont les principales procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question clé de l'audit.

- Dans le cas des installations qui sont exposées au risque de prix du marché, nous avons évalué le caractère approprié des hypothèses de l'entité relatives aux prix de vente futurs en les comparant aux prévisions propres aux régions.
- Dans le cas des installations en construction à Hawaii, nous avons évalué le caractère approprié des hypothèses importantes de l'entité :
 - relatives à la révision du calendrier et aux coûts d'achèvement de la construction des installations à Hawaii en examinant la documentation source pour les coûts prévus sélectionnés et en faisant des demandes d'informations auprès des gestionnaires de projet pour évaluer les progrès réalisés à ce jour et les facteurs ayant une incidence sur le temps et les coûts nécessaires à l'achèvement du projet;
 - relatives à la renégociation des prix de vente en examinant la correspondance entre l'entité et le client.



Nous avons demandé à des professionnels en évaluation possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ces professionnels nous ont aidés à évaluer le caractère approprié des hypothèses de l'entité relatives aux taux d'actualisation en comparant les données relatives aux taux d'actualisation aux données de marché publiées pour des entités comparables.

Autres informations

La responsabilité des autres informations incombe à la direction. Les autres informations se composent :

- des informations contenues dans le rapport de gestion déposé auprès des commissions des valeurs mobilières canadiennes compétentes;
- des informations contenues dans un document susceptible de s'intituler « Rapport annuel 2022 », autres que les états financiers et le rapport des auditeurs sur ces états.

Notre opinion sur les états financiers ne s'étend pas aux autres informations et nous n'exprimons et n'exprimerons aucune forme d'assurance que ce soit sur ces informations.

En ce qui concerne notre audit des états financiers, notre responsabilité consiste à lire les autres informations désignées ci-dessus et, ce faisant, à apprécier s'il existe une incohérence significative entre celles-ci et les états financiers ou la connaissance que nous avons acquise au cours de l'audit, et à demeurer attentifs aux éléments indiquant que les autres informations semblent comporter une anomalie significative.

Nous avons obtenu les informations contenues dans le rapport de gestion de 2022 déposé auprès des commissions des valeurs mobilières canadiennes compétentes et les informations contenues dans le document « Rapport annuel 2022 », autres que les états financiers et le rapport des auditeurs sur ces états, à la date du présent rapport des auditeurs. Si, à la lumière des travaux que nous avons effectués sur ces autres informations, nous concluons à la présence d'une anomalie significative dans ces autres informations, nous sommes tenus de signaler ce fait dans le rapport des auditeurs.

Nous n'avons rien à signaler à cet égard.

Responsabilités de la direction et des responsables de la gouvernance à l'égard des états financiers

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle des états financiers conformément aux IFRS, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Lors de la préparation des états financiers, c'est à la direction qu'il incombe d'évaluer la capacité de l'entité à poursuivre son exploitation, de communiquer, le cas échéant, les questions relatives à la continuité de l'exploitation et d'appliquer le principe comptable de continuité d'exploitation, sauf si la direction a l'intention de liquider l'entité ou de cesser son activité ou si aucune autre solution réaliste ne s'offre à elle.

Il incombe aux responsables de la gouvernance de surveiller le processus d'information financière de l'entité.

Responsabilités des auditeurs à l'égard de l'audit des états financiers

Nos objectifs sont d'obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers pris dans leur ensemble sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et de délivrer un rapport des auditeurs contenant notre opinion.

L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, qui ne garantit toutefois pas qu'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada permettra toujours de détecter toute anomalie significative qui pourrait exister.

Les anomalies peuvent résulter de fraudes ou d'erreurs et elles sont considérées comme significatives lorsqu'il est raisonnable de s'attendre à ce que, individuellement ou collectivement, elles puissent influencer sur les décisions économiques que les utilisateurs des états financiers prennent en se fondant sur ceux-ci.



Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada, nous exerçons notre jugement professionnel et faisons preuve d'esprit critique tout au long de cet audit.

En outre :

- nous identifions et évaluons les risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, concevons et mettons en œuvre des procédures d'audit en réponse à ces risques, et réunissons des éléments probants suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Le risque de non-détection d'une anomalie significative résultant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne;

- nous acquérons une compréhension des éléments du contrôle interne pertinents pour l'audit afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité;
- nous apprécions le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que des informations y afférentes fournies par cette dernière;
- nous tirons une conclusion quant au caractère approprié de l'utilisation par la direction du principe comptable de continuité de l'exploitation et, selon les éléments probants obtenus, quant à l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou situations susceptibles de jeter un doute important sur la capacité de l'entité à poursuivre son exploitation. Si nous concluons à l'existence d'une incertitude significative, nous sommes tenus d'attirer l'attention des lecteurs de notre rapport des auditeurs sur les informations fournies dans les états financiers au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas adéquates, d'exprimer une opinion modifiée. Nos conclusions s'appuient sur les éléments probants obtenus jusqu'à la date de notre rapport des auditeurs. Des événements ou situations futurs pourraient par ailleurs amener l'entité à cesser son exploitation;
- nous évaluons la présentation d'ensemble, la structure et le contenu des états financiers, y compris les informations fournies dans les notes, et apprécions si les états financiers représentent les opérations et événements sous-jacents d'une manière propre à donner une image fidèle;
- nous communiquons aux responsables de la gouvernance notamment l'étendue et le calendrier prévus des travaux d'audit et nos constatations importantes, y compris toute déficience importante du contrôle interne que nous aurions relevée au cours de notre audit;
- nous fournissons aux responsables de la gouvernance une déclaration précisant que nous nous sommes conformés aux règles de déontologie pertinentes concernant l'indépendance, et leur communiquons toutes les relations et les autres facteurs qui peuvent raisonnablement être considérés comme susceptibles d'avoir des incidences sur notre indépendance ainsi que les sauvegardes connexes, s'il y a lieu;
- nous obtenons des éléments probants suffisants et appropriés concernant l'information financière des entités et activités de l'entité du groupe pour exprimer une opinion sur les états financiers. Nous sommes responsables de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit du groupe, et assumons l'entière responsabilité de notre opinion d'audit;



- parmi les questions communiquées aux responsables de la gouvernance, nous déterminons quelles ont été les plus importantes dans l'audit des états financiers de la période considérée : ce sont les questions clés de l'audit. Nous décrivons ces questions dans notre rapport des auditeurs, sauf si des textes légaux ou réglementaires en empêchent la publication ou si, dans des circonstances extrêmement rares, nous déterminons que nous ne devrions pas communiquer une question dans notre rapport des auditeurs parce que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les conséquences néfastes de la communication de cette question dépassent les avantages pour l'intérêt public.

L'associé responsable de la mission d'audit au terme de laquelle le présent rapport des auditeurs est délivré est Girolamo Cordi.

*KPMG A.R.L. / S.E.N.C.R.L.**

Montréal, Canada

Le 22 février 2023

*CPA auditeur, permis de comptabilité publique n° A109612

COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Exercices clos les 31 décembre	
		2022	2021
Produits		870 494	747 208
Charges			
Exploitation	5	207 768	149 106
Frais généraux et administratifs	5	53 071	45 098
Projets potentiels	5	24 740	27 367
Bénéfice avant les éléments suivants :		584 915	525 637
Amortissements	14, 15	336 053	255 640
Dépréciation d'actifs non courants	8, 14, 16, 18	47 868	36 986
Bénéfice avant les éléments suivants :		200 994	233 011
Charges financières	6	317 842	252 255
Autres produits, montant net	7	(68 919)	(89 621)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées :			
Quote-part (du bénéfice) de la perte, avant les charges de dépréciation	8	(14 382)	77 280
Quote-part des charges de dépréciation	8	—	112 609
Variation de la juste valeur des instruments financiers	9 b)	64 145	92 122
Perte avant impôt sur le résultat		(97 692)	(211 634)
Recouvrement d'impôt sur le résultat	10	(6 577)	(26 240)
Perte nette		(91 115)	(185 394)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(81 619)	(191 805)
Participations ne donnant pas le contrôle	25	(9 496)	6 411
		(91 115)	(185 394)
Perte par action attribuable aux propriétaires :			
Perte nette par action, de base (\$)	11	(0,43)	(1,09)
Perte nette par action, diluée (\$)	11	(0,43)	(1,09)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

		Exercices clos les 31 décembre	
		2022	2021
	Notes		
Perte nette		(91 115)	(185 394)
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :			
Écarts de change découlant de la conversion d'établissements à l'étranger	23	97 131	778
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	9, 23	(3 484)	7 773
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	9, 23	220 511	78 652
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie	8, 23	9 683	5 303
Impôt différé connexe	23	(56 598)	(23 277)
Autres éléments du résultat global		267 243	69 229
Total du résultat global		176 128	(116 165)
Total du résultat global attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		159 372	(130 733)
Participations ne donnant pas le contrôle		16 756	14 568
		176 128	(116 165)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux		31 décembre 2022	31 décembre 2021
	Notes		
ACTIFS			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		162 971	166 266
Liquidités soumises à restrictions	12	54 670	61 659
Débiteurs	13	179 299	117 906
Instruments financiers dérivés	9	33 833	17 024
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	14	1 282	1 200
Charges payées d'avance et autres		35 887	24 622
Actifs détenus en vue de la vente	14	59 217	—
Total des actifs courants		527 159	388 677
Actifs non courants			
Immobilisations corporelles	14	6 212 371	5 513 392
Immobilisations incorporelles	15	1 268 960	1 043 994
Frais de développement liés aux projets	16	41 151	70 829
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	8	135 786	133 398
Instruments financiers dérivés	9	92 504	39 917
Actifs d'impôt différé	10	68 785	50 484
Goodwill	17	139 676	60 858
Autres actifs non courants	18	116 035	94 519
Total des actifs non courants		8 075 268	7 007 391
Total des actifs		8 602 427	7 396 068
PASSIFS			
Passifs courants			
Fournisseurs et autres créditeurs	19	248 659	174 364
Instruments financiers dérivés	9	22 018	41 315
Partie courante des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs	20, 21	380 147	517 848
Total des passifs courants		650 824	733 527
Passifs non courants			
Instruments financiers dérivés	9	79 069	75 064
Prêts et emprunts à long terme	20	5 384 813	4 411 239
Autres passifs	21	463 863	414 343
Passifs d'impôt différé	10	537 431	401 215
Total des passifs non courants		6 465 176	5 301 861
Total des passifs		7 116 000	6 035 388
CAPITAUX PROPRES			
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		1 316 195	1 093 112
Participations ne donnant pas le contrôle	25	170 232	267 568
Total des capitaux propres		1 486 427	1 360 680
Total des passifs et des capitaux propres		8 602 427	7 396 068

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Exercice clos le 31 décembre 2022	Capitaux propres attribuables aux propriétaires						Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Débiteures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2022	360 936	2 022 540	131 069	2 819	(1 373 628)	(50 624)	1 093 112	267 568	1 360 680
Perte nette	—	—	—	—	(81 619)	—	(81 619)	(9 496)	(91 115)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	240 991	240 991	26 252	267 243
Total du résultat global	—	—	—	—	(81 619)	240 991	159 372	16 756	176 128
Actions ordinaires émises dans le cadre de l'appel public à l'épargne (note 22)	172 506	—	—	—	—	—	172 506	—	172 506
Actions ordinaires émises dans le cadre du placement privé (note 22)	37 275	—	—	—	—	—	37 275	—	37 275
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 1 978 \$)	(5 432)	—	—	—	—	—	(5 432)	—	(5 432)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	1 301	—	—	—	—	—	1 301	—	1 301
Réduction du capital sur les actions ordinaires (note 22)	(560 532)	560 532	—	—	—	—	—	—	—
Rachat d'actions ordinaires	(4 417)	—	—	—	—	—	(4 417)	—	(4 417)
Paiements fondés sur des actions et régime d'actions liées au rendement	—	2 598	—	—	—	—	2 598	—	2 598
Actions dont les droits ont été acquis – Régime d'actions liées au rendement	2 114	(4 883)	—	—	—	—	(2 769)	—	(2 769)
Achat d'actions – Régime d'actions liées au rendement	(3 266)	386	—	—	—	—	(2 880)	—	(2 880)
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle (déduction faite de l'impôt différé de 17 100 \$) (note 4 c)	—	—	—	—	11 815	6 303	18 118	(65 400)	(47 282)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 22)	—	—	—	—	(146 957)	—	(146 957)	—	(146 957)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 22)	—	—	—	—	(5 632)	—	(5 632)	—	(5 632)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle (note 25)	—	—	—	—	—	—	—	(48 692)	(48 692)
Solde au 31 décembre 2022	485	2 581 173	131 069	2 819	(1 596 021)	196 670	1 316 195	170 232	1 486 427

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Exercice clos le 31 décembre 2021	Capitaux propres attribuables aux propriétaires						Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Déventures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2021	4 185	2 026 415	131 069	2 843	(1 043 962)	(111 696)	1 008 854	62 078	1 070 932
Perte nette	—	—	—	—	(191 805)	—	(191 805)	6 411	(185 394)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	61 072	61 072	8 157	69 229
Total du résultat global	—	—	—	—	(191 805)	61 072	(130 733)	14 568	(116 165)
Actions ordinaires émises le 9 juillet 2021 : au moment de l'acquisition	89 437	—	—	—	—	—	89 437	—	89 437
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 47 \$)	(129)	—	—	—	—	—	(129)	—	(129)
Actions ordinaires émises le 3 septembre 2021 : Appel public à l'épargne	201 259	—	—	—	—	—	201 259	—	201 259
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 2 282 \$)	(6 334)	—	—	—	—	—	(6 334)	—	(6 334)
Actions ordinaires émises dans le cadre de placements privés	75 396	—	—	—	—	—	75 396	—	75 396
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 25 \$)	(70)	—	—	—	—	—	(70)	—	(70)
Acquisition d'entreprises	—	—	—	—	—	—	—	8 989	8 989
Actions ordinaires émises par le biais du Régime de réinvestissement de dividendes	3 312	—	—	—	—	—	3 312	—	3 312
Rachat d'actions ordinaires	(9 002)	—	—	—	—	—	(9 002)	—	(9 002)
Paiements fondés sur des actions et régime d'actions liées au rendement	—	2 073	—	—	—	—	2 073	—	2 073
Déventures convertibles converties en actions ordinaires et rachat	2 330	—	—	(24)	—	—	2 306	—	2 306
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	3 174	(6 320)	—	—	—	—	(3 146)	—	(3 146)
Achat d'actions – Régime d'actions liées au rendement	(2 622)	372	—	—	—	—	(2 250)	—	(2 250)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 25)	—	—	—	—	—	—	—	196 704	196 704
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 22)	—	—	—	—	(132 229)	—	(132 229)	—	(132 229)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 22)	—	—	—	—	(5 632)	—	(5 632)	—	(5 632)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle (note 25)	—	—	—	—	—	—	—	(14 771)	(14 771)
Solde au 31 décembre 2021	360 936	2 022 540	131 069	2 819	(1 373 628)	(50 624)	1 093 112	267 568	1 360 680

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

		Exercices clos les 31 décembre	
		2022	2021
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
	Notes		
Perte nette		(91 115)	(185 394)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissements	14, 15	336 053	255 640
Dépréciation d'actifs non courants	8, 14, 16	47 868	36 986
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	8	(14 382)	189 889
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	9	141 859	18 502
Crédits d'impôt sur la production et attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	7	(67 182)	(91 275)
Autres		91	4 502
Charges financières	6	317 842	252 255
Charges financières payées	24 b)	(228 361)	(189 857)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées	8	22 028	26 072
Recouvrement d'impôt sur le résultat	10	(6 577)	(26 240)
Impôt sur le résultat payé		(2 730)	(5 870)
Incidence de la variation des taux de change		(10 633)	1 743
		444 761	286 953
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	24 a)	(14 518)	(21 455)
		430 243	265 498
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées		(149 193)	(131 411)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle		(48 692)	(14 771)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		—	196 704
Augmentation de la dette à long terme, déduction faite des frais de financement différés	24 c)	1 717 541	1 682 752
Remboursement de la dette à long terme	24 c)	(1 509 591)	(1 568 183)
Paielement d'autres passifs	21	(4 834)	(4 384)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires		202 371	267 768
Paielement au titre du rachat d'actions ordinaires		(4 417)	(11 252)
Achat d'actions ordinaires en vertu du régime d'actions liées au rendement		(2 880)	—
Paielement des retenues à la source liées à l'exercice d'options d'achat d'actions et au régime d'actions liées au rendement		(2 769)	(3 146)
		197 536	414 077
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Acquisitions d'entreprise, déduction faite de la trésorerie acquise	4	(418 044)	(387 434)
Variation des liquidités soumises à des restrictions		9 256	7 886
Ajouts aux immobilisations corporelles, montant net		(119 189)	(250 621)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(2 508)	—
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(29 632)	(38 554)
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		(325)	—
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle	4	(64 382)	—
Variation des autres actifs non courants		(10 942)	1 669
		(635 766)	(667 054)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		4 692	(7 720)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(3 295)	4 801
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période		166 266	161 465
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période		162 971	166 266

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 24.

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

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

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

Les présents états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration le 22 février 2023.

1. MODE DE PRÉSENTATION ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

Déclaration de conformité

Ces états financiers consolidés ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »). Les principales méthodes comptables de la Société sont décrites à la note 2. Ces méthodes ont été appliquées de manière uniforme à tous les exercices présentés, sauf indication contraire.

Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été établis au coût historique, sauf pour ce qui est de certains instruments financiers et actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises qui sont évalués à la juste valeur. Le coût historique est généralement calculé en fonction de la juste valeur de la contrepartie donnée en échange des actifs.

Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

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

2. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

Principes de consolidation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société et des filiales qu'elle contrôle. La Société détient le contrôle lorsqu'elle détient le pouvoir sur la filiale, lorsqu'elle est exposée ou qu'elle a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec la filiale et lorsqu'elle a la capacité d'exercer son pouvoir pour influencer sur ses rendements. Les filiales contrôlées par la Société sont consolidées à compter de la date d'entrée en vigueur de l'acquisition jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la cession ou de la perte de contrôle.

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des filiales importantes de la Société à la fin de la période de présentation de l'information financière.

Nom des filiales	Activité principale	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société
Upper Lillooet Limited Partnership	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	100,00 %
Innergex Inc.	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens	Canada	100,00 %
Big Silver Creek Power Limited Partnership	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	100,00 %
Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales	Posséder et exploiter des parcs éoliens	Canada/Europe	100,00 %
Innergex Cartier énergie S.E.C.	Posséder et exploiter des parcs éoliens	Canada	100,00 %
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Canada	50,01 %
Kwoiek Creek Resources L.P. ¹	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	50,00 %
Parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n (MU) S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Canada	50,00 %
Mountain Air Alternatives LLC et ses filiales	Posséder et exploiter des parcs éoliens	États-Unis	100,00 %
Foard City Holdings, LLC	Posséder et exploiter un parc éolien	États-Unis	100,00 %
Phoebe Energy Project, LLC	Posséder et exploiter un parc solaire	États-Unis	100,00 %
Hillcrest Solar I, LLC	Posséder et exploiter un parc solaire	États-Unis	100,00 %
Griffin Trail Wind, LLC	Posséder et exploiter un parc éolien	États-Unis	100,00 %
Innergex HQI USA LLC ¹	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	États-Unis	50,00 %
Duquenco SpA	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Chili	100,00 %
Aela Generación S.A. et ses filiales	Posséder et exploiter des parcs éoliens	Chili	100,00 %

1. Selon les modalités des contrats en vertu desquels ces entités ont été établies, la Société est exposée et a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice, et elle a la capacité de diriger les activités de ces entités qui influent le plus sur les rendements.

Participations dans des coentreprises et des entreprises associées

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint s'entend du partage contractuellement convenu du contrôle exercé sur une entreprise, qui n'existe que dans le cas où les décisions concernant les activités pertinentes requièrent le consentement unanime des parties partageant le contrôle.

Les entreprises associées sont les entités ayant des politiques financières et d'exploitation sur lesquelles la Société exerce une influence notable, mais non le contrôle. La Société est présumée avoir une influence notable lorsqu'elle détient entre 20 % et 50 % des droits de vote d'une autre entité.

Pour déterminer si la Société exerce un contrôle, un contrôle conjoint ou une influence notable sur une entreprise, la Société doit émettre des hypothèses et formuler des jugements critiques dans le cadre de l'évaluation des exigences de classement.

Le bénéfice, les actifs et passifs des coentreprises et des entreprises associées sont comptabilisés dans les présents états financiers consolidés selon la méthode de la mise en équivalence. Selon cette méthode, une participation dans une coentreprise ou une entreprise associée est initialement comptabilisée au coût dans l'état consolidé de la situation financière, puis est ajustée pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le bénéfice (la perte) et les autres éléments du résultat global de la coentreprise ou de l'entreprise associée. Si la quote-part de la Société dans les pertes d'une coentreprise ou d'une entreprise associée est supérieure à sa participation dans celle-ci (y compris toute participation à long terme qui, en substance, constitue une partie de l'investissement net de la Société dans la coentreprise), la Société cesse de comptabiliser sa quote-part dans les pertes à venir. Des pertes additionnelles ne sont comptabilisées que dans la mesure où la Société a contracté une obligation légale ou implicite ou a effectué des paiements au nom de la coentreprise ou de l'entreprise associée.

Une participation est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence à partir de la date à laquelle l'entité émettrice devient une coentreprise ou une entreprise associée. Lors de l'acquisition de la participation dans une coentreprise ou une entreprise associée, tout excédent du coût de la participation par rapport à la quote-part de la Société dans la juste valeur des actifs et des passifs identifiables de l'entité émettrice est comptabilisé à titre de goodwill, qui est inclus dans la valeur comptable de la participation. Tout excédent de la quote-part de la Société dans la juste valeur nette des actifs et des passifs identifiables sur le coût de la participation, après réévaluation, est immédiatement comptabilisé en résultat net.

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société examine la valeur comptable de ses participations dans des coentreprises et des entreprises associées afin de déterminer s'il existe une indication de dépréciation. Si une telle indication existe, la valeur recouvrable de la participation nette est estimée. Puisque le goodwill qui fait partie de la valeur comptable d'une participation nette dans une entreprise associée ou une coentreprise n'est pas comptabilisé séparément, on ne le soumet pas à des tests de dépréciation séparément en appliquant les dispositions relatives aux tests de dépréciation du goodwill. C'est plutôt la valeur comptable totale de la participation que l'on soumet à des tests de dépréciation, en tant qu'actif unique, en comparant sa valeur recouvrable (à savoir la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de la vente) avec sa valeur comptable. Toute perte de valeur comptabilisée dans ces circonstances fait partie de la valeur comptable de la participation nette dans l'entreprise associée ou la coentreprise et n'est affectée à aucun actif, goodwill compris. En conséquence, toute reprise de cette perte de valeur est comptabilisée dans la mesure où la valeur recouvrable de la participation nette augmente ultérieurement.

La Société cesse d'utiliser la méthode de la mise en équivalence à compter de la date à laquelle sa participation cesse d'être une coentreprise ou une entreprise associée. Si la Société conserve une participation dans l'ancienne coentreprise ou entreprise associée et que cette participation conservée est un actif financier, la Société évalue la participation conservée à la juste valeur à cette date, et la juste valeur est considérée comme sa juste valeur lors de la comptabilisation initiale selon IFRS 9. La différence entre la valeur comptable de la coentreprise ou de l'entreprise associée à la date de cessation de l'application de la méthode de la mise en équivalence, et la juste valeur des intérêts conservés et tout produit de la sortie d'une partie de la participation dans la coentreprise ou l'entreprise associée est incluse dans la détermination du profit ou de la perte à la cession de la coentreprise ou de l'entreprise associée. En outre, la Société comptabilise tous les montants comptabilisés antérieurement dans les autres éléments du résultat global au titre de cette coentreprise ou de cette entreprise associée de la même manière que si cette coentreprise ou cette entreprise associée avait directement sorti les actifs ou les passifs correspondants. Ainsi, dans le cas où un profit ou une perte comptabilisé antérieurement dans les autres éléments du résultat global par cette coentreprise serait reclassé en résultat net lors de la sortie des actifs ou des passifs correspondants, la Société reclasse le profit ou la perte par virement hors des capitaux propres vers le résultat net (en tant qu'ajustement de reclassement) lorsqu'elle cesse d'appliquer la méthode de la mise en équivalence.

Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition. La contrepartie transférée est évaluée selon la somme des justes valeurs des actifs transférés et des passifs engagés ou repris, à la date d'acquisition, et des instruments de capitaux propres émis par la Société en échange du contrôle de l'entreprise acquise. Le cas échéant, la contrepartie transférée comprend tous les actifs ou passifs découlant d'une entente de contrepartie éventuelle, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Les modifications subséquentes à la juste valeur des éléments de contrepartie éventuelle sont portées en ajustement de la contrepartie transférée lorsqu'elles sont admissibles à titre d'ajustements de période d'évaluation. Toutes les autres modifications subséquentes à la juste valeur des éléments de contrepartie éventuelle classés comme actifs ou passifs sont comptabilisées en vertu des IFRS pertinentes et reflétées dans le résultat net. Les variations de la juste valeur des éléments de contrepartie éventuelle classés dans les capitaux propres ne sont pas comptabilisées.

Les actifs identifiables acquis, ainsi que les passifs et passifs éventuels repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises, sont évalués initialement à leur juste valeur à la date d'acquisition, et ce, quelle que soit l'importance de toute participation ne donnant pas le contrôle. L'excédent de la contrepartie totale transférée, du montant de toute participation ne donnant pas le contrôle, et dans le cas d'un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, de la juste valeur à la date d'acquisition des participations précédemment détenues dans l'entreprise acquise par rapport à la juste valeur des actifs nets identifiables acquis, est comptabilisé à titre de goodwill dans l'état consolidé de la situation financière. Tout goodwill négatif est comptabilisé directement au compte consolidé de résultat.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les fonds en caisse, les soldes bancaires et les placements à court terme dont l'échéance initiale est d'au plus trois mois, déduction faite des découverts bancaires lorsque ceux-ci font partie intégrante de la gestion de la trésorerie de la Société.

Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions

La Société détient des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions conformément à certains financements de ses projets. La disponibilité des fonds dans les comptes de liquidités et de placements à court terme soumis à restrictions est limitée par les diverses conventions.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles comprennent principalement les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens et les parcs solaires qui sont en service ou en cours de construction. Elles sont comptabilisées au coût moins le cumul de l'amortissement et le cumul des pertes de valeur, le cas échéant.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur i) la durée d'utilité estimative des actifs ou ii) la période pendant laquelle la Société détient les droits sur les actifs, selon la plus courte des deux périodes. Les dépenses liées aux améliorations qui ont pour effet d'accroître ou de prolonger la durée d'utilité ou la capacité d'un actif sont inscrites à l'actif. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les immobilisations corporelles ne sont amorties qu'à partir du moment où elles sont prêtes pour leur utilisation prévue.

Les durées d'utilité estimatives, les valeurs résiduelles et les modes d'amortissement sont examinés à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et l'incidence de toute modification d'estimation est comptabilisée de façon prospective.

Une immobilisation corporelle est décomptabilisée à sa cession ou lorsqu'il est prévu qu'aucun avantage économique futur ne sera tiré de l'utilisation continue de l'actif. Tout profit ou toute perte découlant de la cession ou de la mise hors service d'une immobilisation corporelle est déterminé comme l'écart entre le produit de la vente et la valeur comptable de l'actif et est comptabilisé en résultat net.

Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition, à la construction ou à la production d'actifs qualifiés, soit des actifs exigeant une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisés ou vendus comme prévu, sont ajoutés au coût de ces actifs jusqu'à ce que ces derniers soient pratiquement prêts pour leur utilisation ou leur vente prévue.

Les revenus de placement, obtenus grâce au placement temporaire de certains emprunts jusqu'à ce que ces derniers soient utilisés pour engager des dépenses à l'égard d'actifs qualifiés, sont déduits du coût d'emprunt admissible à l'inscription à l'actif.

Tous les autres coûts d'emprunt sont comptabilisés en résultat net dans la période au cours de laquelle ils sont engagés.

Le tableau qui suit présente un résumé des durées d'utilité utilisées dans le calcul de l'amortissement des immobilisations corporelles :

Type d'immobilisations corporelles	Durée d'utilité pour la période d'amortissement
Centrales hydroélectriques	De 8 à 75 ans
Parcs éoliens	De 14 à 30 ans
Parcs solaires	De 15 à 35 ans
Autre matériel	De 3 à 20 ans

Contrats de location

Nature des activités de location

En règle générale, la Société loue des terrains et des bureaux. Les contrats de location sont généralement conclus pour des périodes fixes à long terme en fonction de la durée estimée de chaque projet au départ. Les baux fonciers pour un projet donné sont habituellement négociés conjointement, avec les gouvernements, pour les terres appartenant au gouvernement, ou directement avec des groupes de propriétaires fonciers privés, pour les terres appartenant au secteur privé. Les contrats de location de bureaux et les autres contrats de location sont négociés individuellement et contiennent des modalités très variées. Étant donné que les baux fonciers sont négociés pour de longues périodes, la plupart des baux fonciers prévoient des paiements supplémentaires en fonction de l'évolution de l'inflation. En outre, les contrats de location prévoient généralement une option de renouvellement du bail pour une période supplémentaire après la fin de la période contractuelle non résiliable. La Société évalue à la date de début de la location si elle a la certitude raisonnable d'exercer les options de prolongation. En général, la Société aligne le renouvellement des options de prolongation des contrats de location sur la durée de vie estimée des projets.

Les contrats de location sont comptabilisés comme un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative correspondante à la date à laquelle l'actif loué est prêt à être utilisé par la Société. Tous les paiements de loyers sont répartis entre l'obligation locative et les charges financières. Les charges financières sont imputées aux résultats pendant la période couverte par le contrat de location de manière à obtenir un taux d'intérêt périodique constant sur le solde restant du passif pour chaque période.

i) Obligations locatives

Les obligations locatives sont comptabilisées dans les autres passifs à l'état consolidé de la situation financière et évalués à la valeur actualisée des paiements de loyers futurs, actualisée au moyen du taux d'intérêt implicite du contrat de location. Si ce taux ne peut être déterminé, le taux d'emprunt marginal du preneur doit être utilisé, soit le taux d'intérêt que le preneur aurait à payer pour emprunter les fonds nécessaires pour se procurer un bien de valeur similaire dans un environnement économique similaire et avec des modalités semblables. Pour déterminer le montant des paiements de loyers futurs, la Société tient compte de l'information suivante :

- les paiements fixes (y compris les paiements fixes en substance), déduction faite des avantages incitatifs à la location à recevoir;
- les paiements de loyers variables qui sont fonction d'un indice ou d'un taux.

Les paiements liés à des contrats de location à court terme et à des contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur sont comptabilisés sur une base linéaire à titre de charges en résultat net. Les contrats de location à court terme sont des contrats de location d'une durée de 12 mois ou moins.

Les obligations locatives sont ultérieurement évaluées au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif. Une réévaluation des obligations locatives survient lorsqu'il y a un changement dans les paiements de loyers futurs découlant d'une variation de l'indice ou du taux pertinent.

ii) Actifs au titre de droits d'utilisation

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles à l'état consolidé de la situation financière au coût, ce qui comprend l'évaluation initiale de l'obligation locative, les paiements de loyers effectués à la date de début ou avant et les coûts directs initiaux.

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont ensuite amortis selon la méthode linéaire, selon la plus courte des périodes suivantes : i) sur la durée d'utilité estimée des actifs ou ii) sur la durée du contrat de location, y compris les options visant à prolonger cette durée, lorsque la Société a la certitude raisonnable de les exercer. Les durées d'utilité estimées des actifs au titre de droits d'utilisation sont déterminées sur la même base que celles des immobilisations corporelles.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent divers contrats d'achat d'électricité, permis, licences et accords. Les immobilisations incorporelles sont amorties selon le mode linéaire sur une période se terminant à la date d'expiration des contrats d'achat d'électricité, des permis, des licences ou des accords relatifs à chaque installation. Elles sont comptabilisées au coût moins le cumul de l'amortissement et le cumul des pertes de valeur. L'amortissement débute lorsque l'installation concernée est prête à être utilisée comme prévu.

La Société comptabilise une immobilisation incorporelle découlant d'un accord de concession de services lorsque cet accord lui confère le droit de facturer l'utilisation d'une infrastructure liée à la concession. Une immobilisation incorporelle reçue à titre de contrepartie de la prestation de services de construction ou d'amélioration dans le cadre d'un accord de concession de services est évaluée à la juste valeur au moment de la comptabilisation initiale. Après la comptabilisation initiale, l'immobilisation incorporelle est évaluée au coût, lequel comprend les coûts d'emprunt inscrits à l'actif, diminué du cumul des amortissements et des pertes de valeur.

Les immobilisations incorporelles liées aux installations en cours de construction ne sont amorties qu'à partir du moment où les installations connexes sont prêtes à être utilisées comme prévu.

Les durées d'utilité estimatives et le mode d'amortissement sont examinés à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et l'incidence de toute modification des estimations est comptabilisée de façon prospective.

Les durées d'utilité sur lesquelles les immobilisations sont amorties sont les suivantes :

Immobilisations incorporelles liées aux éléments suivants :	Durée d'utilité pour la période d'amortissement
Centrales hydroélectriques	De 4 à 75 ans
Parcs éoliens	De 8 à 20 ans
Parcs solaires	20 ans

Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement de projets sont comptabilisés au coût moins les pertes de valeur, s'il y a lieu, et représentent les coûts engagés pour l'acquisition de projets potentiels et pour la conception et le développement d'emplacements pour des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et des parcs solaires. Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition ou au développement sont incorporés aux frais de développement de projets.

La Société diffère les frais de développement de projets lorsqu'il devient probable que le projet sera achevé et qu'il générera des avantages économiques futurs qui iront à la Société. La Société prend cette décision en tenant compte de divers facteurs, soit individuellement ou combinés, tels que, entre autres :

- la question à savoir si les permis requis pour un projet ont été accordés, ou s'il est probable qu'ils le seront;
- les droits d'accès aux terres requises ont été garantis ou il est probable qu'ils le seront;
- l'annonce, ou la probabilité qu'elle soit faite, de l'attribution d'un contrat d'achat d'électricité pour un projet potentiel;
- l'accès à un marché ouvert si le projet ne se trouve pas sur un marché sur lequel on s'attend à ce qu'un contrat d'achat d'électricité lui soit attribué.

Ces coûts sont transférés aux immobilisations corporelles ou aux immobilisations incorporelles au début de la construction. Lorsqu'il n'est plus probable qu'un projet sera réalisé, les frais de développement différés à cette date sont passés en charges. Les coûts rattachés aux projets potentiels sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés.

Perte de valeur des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des frais de développement de projets autres que le goodwill

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société examine la valeur comptable de ses actifs non financiers, à l'exception du goodwill, afin de déterminer s'il y a une indication de dépréciation. Si une telle indication existe, la valeur recouvrable de l'actif est estimée. Lorsqu'il est impossible d'estimer la valeur recouvrable d'un actif pris individuellement, les actifs sont regroupés pour former le plus petit groupe d'actifs qui génère des entrées de trésorerie résultant d'une utilisation continue, lesquelles sont largement indépendantes des entrées de trésorerie des autres actifs ou groupes d'actifs (l'« unité génératrice de trésorerie », ou « UGT »). Lorsqu'un mode d'attribution raisonnable et uniforme peut être établi, les actifs du siège social sont aussi attribués aux unités génératrices de trésorerie individuelles; autrement, ils sont attribués au plus petit groupe d'unités génératrices de trésorerie pour lequel un mode d'attribution raisonnable et uniforme peut être établi.

Les immobilisations incorporelles qui ne sont pas encore disponibles pour utilisation sont soumises à un test de dépréciation au moins une fois par année et chaque fois qu'il y a une indication que ces immobilisations pourraient s'être dépréciées.

La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Dans le cadre de l'évaluation de la valeur d'utilité, les flux de trésorerie futurs estimatifs sont actualisés au moyen d'un taux d'actualisation qui reflète l'appréciation courante du marché de la valeur temps de l'argent et des risques propres aux actifs ou à l'UGT.

Si la valeur recouvrable d'un actif ou d'une UGT est inférieure à sa valeur comptable, la valeur comptable est ramenée à sa valeur recouvrable. Une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat net.

Si une perte de valeur est reprise ultérieurement, la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT est augmentée à hauteur de sa valeur recouvrable révisée, dans la mesure où cette valeur comptable n'est pas supérieure à la valeur comptable qui aurait été déterminée si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée. La reprise d'une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat net.

Goodwill

Le goodwill découle de regroupements d'entreprises et est évalué à la date d'acquisition. Le goodwill est ensuite évalué au coût diminué du cumul des pertes de valeur, s'il y a lieu.

Aux fins des tests de dépréciation, le goodwill est réparti parmi chacune des UGT de la Société (ou groupes d'UGT) qui devraient bénéficier des synergies du regroupement d'entreprises.

Une UGT à laquelle une partie du goodwill a été attribuée est soumise à un test de dépréciation annuellement, ou plus souvent s'il y a des indications que l'UGT pourrait s'être dépréciée. Si la valeur recouvrable de l'UGT est inférieure à sa valeur comptable, la perte de valeur est d'abord portée en réduction du goodwill affecté aux UGT, puis ensuite en réduction de la valeur comptable des autres actifs de l'UGT au prorata. Toute perte de valeur du goodwill est comptabilisée en résultat net. Une perte de valeur comptabilisée au titre du goodwill ne peut faire l'objet d'une reprise au cours des périodes subséquentes.

Autres actifs non courants

Les autres actifs non courants comprennent des dépôts de garantie au titre de diverses ententes, ainsi que des redevances payées d'avance, des réserves, des créances à long terme et des placements à long terme qui ne sont pas des participations dans des coentreprises et des entreprises associées.

La Société a trois types de comptes de réserve destinés à assurer sa stabilité financière. Le premier est le compte de réserve pour ses activités hydrologiques ou éoliennes, qui est établi au début de l'exploitation commerciale d'une installation afin de neutraliser la variabilité des flux de trésorerie attribuable aux fluctuations des conditions hydrologiques ou éoliennes, de même qu'à d'autres événements imprévisibles. Le second type de comptes est le compte de réserve pour travaux d'entretien majeurs, constitué pour permettre le financement préalable des réparations majeures nécessaires pour préserver la capacité de production de la Société. Une troisième réserve existe au titre du démantèlement, laquelle vise à fournir un financement suffisamment élevé pour démanteler les parcs éoliens à la fin des projets.

Les sommes des comptes de réserve sont actuellement investies dans la trésorerie ou des placements à court terme assortis d'échéances d'au plus un an et dans des titres garantis par des gouvernements. La disponibilité des fonds dans les comptes de réserve peut être limitée par les conventions de crédit.

Provisions et obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Une provision est un passif dont l'échéance ou le montant est incertain. Une provision est comptabilisée dans les autres passifs lorsque la Société a une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'événements passés, qu'il est probable que la Société doit régler l'obligation et qu'une estimation fiable du montant de l'obligation peut être réalisée. Une obligation juridique peut découler d'un contrat, d'une loi ou d'une autre application de la loi. Une obligation implicite découle des gestes posés par la Société lorsque celle-ci indique, par ses pratiques passées, par ses politiques publiées ou par une déclaration suffisamment récente qu'elle accepte certaines responsabilités et qu'en conséquence, elle crée une attente fondée qu'elle assumera ces responsabilités. Le montant comptabilisé à titre de provision constitue la meilleure estimation, à chaque fin de période, des dépenses requises pour régler l'obligation actuelle, compte tenu des risques et des incertitudes inhérentes à l'obligation. Lorsqu'il est prévu que des dépenses seront engagées dans l'avenir, l'obligation est évaluée à sa valeur actuelle selon un taux d'intérêt ajusté pour tenir compte du risque et des appréciations courantes du marché.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont comptabilisées dans les autres passifs lorsque ces obligations sont engagées et sont évaluées à la valeur actuelle, s'il est possible de faire une estimation raisonnable des coûts prévus pour régler le passif, actualisés au taux avant impôt en vigueur pour ce passif. Dans les périodes subséquentes, le passif est ajusté pour tenir compte de changements découlant de l'écoulement du temps et de révisions apportées à l'échéance, au montant de l'estimation initiale des flux de trésorerie non actualisés ou aux changements du taux d'actualisation. La désactualisation du passif en raison de l'écoulement du temps est imputée au résultat, tandis que les changements découlant des révisions apportées à l'échéance ou au montant de l'estimation initiale des flux de trésorerie non actualisés ou d'une modification au taux d'actualisation sont comptabilisés à titre de composante de la valeur comptable de l'immobilisation corporelle connexe. La valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est examinée à la clôture de chaque trimestre afin de refléter les estimations actuelles et les changements apportés au taux d'actualisation.

Instruments financiers

La Société comptabilise initialement les actifs financiers à la date de transaction où elle devient partie aux dispositions contractuelles de l'instrument.

Les actifs financiers sont initialement évalués à la juste valeur. Si l'actif financier n'est pas par la suite comptabilisé à la juste valeur par le biais du résultat net, l'évaluation initiale comprend les coûts de transaction qui sont directement attribuables à l'acquisition ou au montage de l'actif. Au moment de la comptabilisation initiale, la Société classe ses actifs financiers selon qu'ils seront ultérieurement évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur en fonction de son modèle d'affaires en matière de gestion des actifs financiers et des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers.

i) Actifs financiers évalués au coût amorti

Un actif financier est évalué au coût amorti, au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif et déduction faite de toute perte de valeur, si :

- La détention de l'actif s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin de percevoir les flux de trésorerie contractuels;
- Les conditions contractuelles de l'actif financier donnent lieu, à des dates spécifiées, à des flux de trésorerie qui correspondent uniquement à des remboursements de principal et/ou à des versements d'intérêts.

La Société comptabilise actuellement sa trésorerie et ses équivalents de trésorerie, ses liquidités soumises à restrictions, ses débiteurs, ses crédits d'impôt à l'investissement recouvrables et ses comptes de réserve comptabilisés dans les autres actifs non courants en tant qu'actifs financiers évalués au coût amorti.

ii) Actifs financiers évalués à la juste valeur

Ces actifs sont évalués à la juste valeur, et les changements qu'ils subissent, y compris tout produit d'intérêts ou de dividende, sont comptabilisés en résultat net, à moins que la comptabilité de couverture ne soit utilisée, auquel cas les changements sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global. En outre, dans le cas des placements dans des instruments de capitaux propres qui ne sont pas détenus à des fins de transaction, la Société peut choisir de manière irrévocable au moment de la comptabilisation initiale de présenter les changements subséquents de la juste valeur du placement dans les autres éléments du résultat global. Pour de tels placements

évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global, les profits et les pertes ne sont jamais reclassés dans le résultat net et aucune perte de valeur n'est comptabilisée dans le résultat net. Les dividendes tirés de tels placements sont comptabilisés dans le résultat net, à moins qu'il ne soit clair que le dividende représente le remboursement d'une partie du coût du placement. Ce choix se fait isolément pour chaque placement.

La Société classe actuellement ses instruments financiers dérivés en tant qu'actifs financiers évalués à la juste valeur.

La Société décomptabilise un actif financier lorsque les droits contractuels sur les flux de trésorerie de l'actif arrivent à expiration ou lorsqu'elle transfère les droits de percevoir les flux de trésorerie contractuels de l'actif financier dans le cadre d'une transaction dans laquelle la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété de l'actif financier sont transférés.

Les passifs financiers sont classés dans les catégories suivantes :

i) Passifs financiers évalués au coût amorti

Les passifs financiers non dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur, moins les coûts de transaction qui leur sont directement attribuables. À la suite de la comptabilisation initiale, ces passifs sont évalués au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif.

La Société comptabilise actuellement ses fournisseurs et autres crédateurs, ses prêts et emprunts à long terme et ses passifs au titre de la participation au partage fiscal en tant que passifs évalués au coût amorti.

Passifs au titre de la participation au partage fiscal

La Société détient et exploite certains projets aux États-Unis dans le cadre de structures de participation fiscale pour financer la construction de projets solaires et éoliens. Ces structures sont conçues pour attribuer aux investisseurs participant au partage fiscal des incitatifs fiscaux en faveur des énergies renouvelables, tels que les crédits d'impôt sur le revenu, les crédits d'impôt à la production et l'amortissement fiscal accéléré. En général, les structures de participation fiscale accordent aux investisseurs participant au partage fiscal la majorité des bénéfices imposables américains des projets et des incitatifs fiscaux en faveur des énergies renouvelables, ainsi qu'une plus petite partie des flux de trésorerie des projets, jusqu'à ce qu'ils atteignent un retour sur investissement après impôt convenu (le « point de basculement »). Les dates du point de basculement dépendent généralement des performances respectives des projets. Cependant, de temps à autre, les dates du point de basculement peuvent être déterminées par contrat. Après le point de basculement, la Société reçoit la majorité des bénéfices imposables et des incitatifs fiscaux pour la production d'énergie renouvelable des projets.

Lorsqu'un partenariat de partage fiscal est constitué, la Société évalue si l'entreprise du projet doit être consolidée en fonction du droit de la Société à des rendements variables et de sa capacité à influencer les décisions financières et opérationnelles ayant une incidence sur ces rendements. En raison de la nature opérationnelle et financière des projets, et de la nature protectrice des droits normalement accordés aux investisseurs participant au partage fiscal, la Société a généralement l'influence nécessaire pour consolider l'entité.

Les modalités de l'apport de l'investisseur participant au partage fiscal sont évaluées pour déterminer le traitement comptable. L'apport a généralement les caractéristiques d'un passif, puisque l'apport initial est remboursé, y compris un rendement convenu, et que l'investisseur ne partage pas les risques du projet de la même manière qu'un actionnaire. Ainsi, l'apport est comptabilisé comme des prêts et emprunts dans les états consolidés de la situation financière et évalué au coût amorti jusqu'à la date de basculement du projet. Le coût amorti du financement par participation au partage fiscal est généralement composé des éléments suivants :

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

Après le point de basculement, l'investisseur participant au partage fiscal partagera les risques et les avantages dans le projet en tant qu'actionnaire et sa participation sera comptabilisée comme une participation ne donnant pas le contrôle.

ii) Passifs financiers évalués à la juste valeur

Les passifs financiers à la juste valeur sont initialement comptabilisés à la juste valeur et ils sont réévalués à chaque date de clôture, tout changement étant comptabilisé en résultat net, à moins que la comptabilité de couverture ne soit utilisée, auquel cas les changements sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

La Société classe actuellement ses instruments financiers dérivés en tant que passifs financiers évalués à la juste valeur.

La Société décomptabilise un passif financier lorsque les obligations contractuelles qui y sont rattachées sont exécutées, annulées ou qu'elles expirent.

Les actifs et les passifs financiers sont compensés et le montant net est présenté dans l'état consolidé de la situation financière uniquement lorsque la Société a le droit juridique de compenser les montants comptabilisés et qu'elle a l'intention soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Les instruments financiers sont classés dans l'un des niveaux de la hiérarchie des justes valeurs, comme suit :

- Niveau 1 : Évaluation en fonction des prix cotés (non ajustés) sur des marchés actifs auxquels l'entité a accès à la date d'évaluation pour des actifs ou des passifs identiques.
- Niveau 2 : Techniques d'évaluation en fonction des données sur l'actif ou le passif, autres que les prix cotés du niveau 1, qui sont observables directement (c'est-à-dire les prix) ou indirectement (c'est-à-dire dérivés à partir des prix).
- Niveau 3 : Techniques d'évaluation en fonction des données sur l'actif ou le passif qui ne s'appuient pas sur des données de marché observables (données non observables).

La hiérarchie des justes valeurs exige l'utilisation de données observables sur le marché chaque fois que de telles données existent. Un instrument financier est classé au niveau le plus bas de la hiérarchie pour lequel une donnée importante a été prise en compte dans l'évaluation à la juste valeur. La Société comptabilise les transferts entre les niveaux de la hiérarchie des justes valeurs à la fin de la période de présentation de l'information financière durant laquelle le changement est survenu.

Dépréciation des actifs financiers

La Société estime de manière prospective les pertes de crédit attendues liées aux actifs financiers comptabilisés au coût amorti. La méthodologie de dépréciation appliquée dépend de l'existence ou non d'une augmentation considérable du risque de crédit. En ce qui concerne les créances clients, la Société évalue les corrections de valeur pour pertes à un montant équivalant aux pertes de crédit attendues pour la durée de vie, comme le permet IFRS 9 aux termes de la méthode simplifiée. La Société comptabilise en résultat net à titre de gain ou perte de valeur le montant des pertes (ou reprises de perte) de crédit attendues qui est requis pour ramener le solde de la correction de valeur pour pertes en date de clôture au montant qu'elle est tenue de comptabiliser.

Relations de couverture

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition au risque de marché. Lors de la désignation initiale de nouveaux éléments de couverture, la Société constitue une documentation formelle de la relation entre les instruments de couverture et les éléments couverts, y compris les objectifs et la stratégie de gestion des risques à adopter pour l'opération de couverture, ainsi que des méthodes qui serviront à évaluer l'efficacité de la relation de couverture. La Société évalue, tant au commencement de la relation de couverture que sur une base continue, si les instruments de couverture seront efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts respectifs au cours de la période pour laquelle la couverture est désignée.

Pour la couverture de flux de trésorerie d'une transaction prévue, cette dernière doit être hautement probable et doit comporter une exposition aux variations de flux de trésorerie qui pourraient, ultimement, affecter le résultat net présenté.

Les instruments dérivés sont comptabilisés initialement à la juste valeur, et les coûts de transaction attribuables sont comptabilisés en résultat net à mesure qu'ils sont engagés. Après leur comptabilisation initiale, les instruments dérivés sont évalués à la juste valeur, et les changements connexes sont comptabilisés comme il est décrit ci-dessous.

Couvertures de flux de trésorerie

Lorsqu'un instrument dérivé est désigné comme instrument de couverture pour couvrir la variabilité des flux de trésorerie imputable au risque particulier lié à un actif ou à un passif comptabilisé ou à une transaction prévue hautement probable pouvant avoir une incidence sur le résultat net, la partie efficace des variations de la juste valeur de l'instrument dérivé est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global et présentée dans le cumul des autres éléments du résultat global en tant que capitaux propres. Le montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est transféré en résultat net au même poste que l'élément couvert dans le compte consolidé de résultat, au cours de la période où les flux de trésorerie couverts ont une incidence sur le résultat net. Toute partie inefficace des variations de la juste valeur de l'instrument dérivé est comptabilisée immédiatement en résultat net. Si l'instrument de couverture ne répond plus aux critères de comptabilité de couverture, qu'il arrive à expiration, qu'il est vendu, résilié ou exercé, la comptabilité de couverture cesse d'être appliquée de façon prospective. Le montant cumulatif du profit ou de la perte comptabilisé précédemment dans les autres éléments du résultat global demeure dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'à ce que la transaction prévue influe sur le résultat net. Si la transaction prévue n'est plus susceptible de se produire, le solde du cumul des autres éléments du résultat global est immédiatement comptabilisé en résultat net.

Couvertures d'investissement net dans des établissements à l'étranger

La Société applique la méthode de comptabilité de couverture aux écarts de change entre la monnaie fonctionnelle de l'établissement à l'étranger et celle de la Société (le dollar canadien).

Les écarts de change découlant de la conversion d'un passif financier désigné comme élément de couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global dans la mesure où l'élément de couverture est efficace, et sont présentés dans les capitaux propres dans le cumul des autres éléments du résultat global. Toute tranche inefficace des variations des instruments de couverture est comptabilisée directement en résultat net. Lorsqu'il y a cession de la portion couverte d'un investissement net, le montant approprié du cumul des autres éléments du résultat global est reclassé dans le compte de résultat en tant que profit ou perte à la cession.

Dérivés incorporés

Les dérivés incorporés dans des passifs financiers non dérivés ou des contrats hôtes non financiers sont comptabilisés en tant que dérivés séparés lorsqu'ils correspondent à la définition d'un dérivé, que leurs risques et leurs caractéristiques ne sont pas étroitement liés à ceux des contrats hôtes et que les contrats ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Les dérivés incorporés dans des actifs financiers non dérivés ne sont pas divisés.

Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle dans l'actif net des filiales consolidées sont présentées séparément des capitaux propres de la Société. Les participations des actionnaires ne détenant pas le contrôle peuvent initialement être évaluées à la juste valeur ou selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle dans les montants comptabilisés des actifs nets identifiables de l'entreprise acquise. Le choix de la méthode d'évaluation doit être effectué pour chaque acquisition. Après l'acquisition, les participations ne donnant pas le contrôle sont composées du montant attribué à ces participations au moment de la comptabilisation initiale et de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation des capitaux propres depuis la date de l'acquisition.

Comptabilisation des produits

Les produits sont comptabilisés à mesure que la Société remplit son obligation de prestation, ce qui survient au moment de la livraison de l'électricité à des tarifs qui sont conformes aux CAÉ conclus auprès des services publics acquéreurs sur le marché commercial, ou au moment de la réception d'indemnités versées par des assureurs ou des fournisseurs pour pertes de revenus s'il est pratiquement certain que l'indemnité sera reçue. Les pénalités pour non-production d'électricité sont enregistrées au moment où il est hautement probable que le montant sera payable en réduction des produits sur la durée restante du contrat de vente d'énergie.

Aide publique

L'aide publique sous la forme de subventions ou de crédits d'impôt à l'investissement remboursables est comptabilisée dans les états financiers consolidés lorsqu'il y a une assurance raisonnable que la Société a respecté toutes les conditions inhérentes à l'obtention de cette aide.

La Société engage des dépenses au titre du développement d'énergies renouvelables, dépenses qui donnent droit à des crédits d'impôt à l'investissement remboursables. Ces crédits d'impôt sont établis en fonction des montants que la direction prévoit recouvrer et ils peuvent faire l'objet d'un audit par les autorités fiscales. Les crédits d'impôt à l'investissement concernant les dépenses au titre du développement d'énergies renouvelables sont comptabilisés sous forme de réduction du coût des actifs ou des charges auxquels ils se rapportent.

Les lois fiscales actuelles des États-Unis permettent aux projets éoliens de recevoir des crédits d'impôt sur la production gagnés pour chaque MWh de production au cours des dix premières années d'exploitation du projet et qui sont comptabilisés dans le montant net des autres produits.

Avantages sociaux

Les obligations au titre des avantages du personnel à court terme sont évaluées sur une base non actualisée et sont passées en charges à mesure que les services correspondants sont rendus. Un passif égal au montant que la Société s'attend à payer aux termes de plans d'intéressement et d'attribution de primes en trésorerie à court terme est comptabilisé si la Société a une obligation actuelle, juridique ou implicite de payer ce montant au titre des services passés rendus par les membres du personnel, et si une estimation fiable de l'obligation peut être effectuée.

Les prestations de cessation d'emploi sont comptabilisées en charges à la première des dates suivantes : la date où la Société ne peut plus retirer son offre de prestations ou la date où la Société comptabilise les coûts d'une restructuration. Si le règlement intégral des prestations n'est pas attendu dans les douze mois qui suivent la date de clôture, ces dernières sont comptabilisées à leur valeur actualisée.

Paiement fondé sur des actions et réglé en titres de capitaux propres

Régime d'options d'achat d'actions

La Société évalue les attributions d'options d'achat d'actions réglées en instruments de capitaux propres à la juste valeur à la date d'attribution, et elles sont passées en charges sur la période d'acquisition des droits d'après l'estimation de la Société en ce qui a trait au nombre de droits relatifs aux options qui vont éventuellement devenir acquis. Les droits relatifs aux attributions d'options d'achat d'actions réglées en instruments de capitaux propres qui deviennent acquis graduellement sont comptabilisés comme une attribution distincte et évalués à la juste valeur de façon séparée. La juste valeur des options est amortie en résultat sur la période d'acquisition des droits, un montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions étant porté aux capitaux propres. Dans le cas des options frappées de déchéance avant l'acquisition des droits, les charges de rémunération qui avaient déjà été comptabilisées et le montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions dans les capitaux propres sont contre-passés. Lorsque les options sont exercées, le montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions dans les capitaux propres et le produit reçu par la Société sont portés au crédit du capital social.

Régime d'actions liées au rendement (« ALR »)

La Société évalue les attributions réglées en instruments de capitaux propres au moyen de la méthode de la comptabilisation à la juste valeur. La charge est évaluée à la juste valeur de l'attribution, à la date d'attribution, d'après l'estimation de la Société en ce qui a trait au nombre de droits d'actions liées au rendement qui vont à terme devenir acquis. La Société a pour pratique de faire acheter par le fiduciaire le même nombre d'actions sur le marché secondaire à la date d'attribution. La juste valeur correspondante est imputée au capital des actions ordinaires. La charge de rémunération fondée sur des actions est ensuite comptabilisée sur la période d'acquisition des droits, un montant correspondant étant inclus dans le surplus d'apport. Dans le cas des actions frappées de déchéance avant l'acquisition des droits, la charge qui avait déjà été comptabilisée est reprise. À la date d'acquisition des droits, chaque droit d'action liée au rendement donne droit à son porteur d'acquérir une action ordinaire de la Société dont tous les dividendes réinvestis sont accumulés à partir de la date d'attribution.

Paiement fondé sur des actions réglé en trésorerie

En vertu du régime d'unités d'actions différées de la Société, les administrateurs et les dirigeants peuvent choisir de recevoir la totalité ou une partie de leur rémunération sous forme d'unités d'actions différées à la place d'une rémunération en trésorerie. Les paiements fondés sur des actions réglés en trésorerie de la Société, ainsi que le passif correspondant, sont évalués à la juste valeur à la date d'attribution. Tant que le passif n'est pas réglé, la juste valeur du passif est réévaluée à la fin de chaque période de présentation de l'information financière et à la date du règlement, et toute variation de la juste valeur est comptabilisée en résultat net. Les unités d'actions différées ne peuvent être rachetées contre trésorerie avant que l'administrateur ne quitte le conseil d'administration ou que le dirigeant ne quitte la Société.

Conversion de devises

La Société et ses filiales déterminent chacune leur monnaie fonctionnelle sur la base de la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel elles exercent leurs activités. Les transactions libellées en une devise autre que la monnaie fonctionnelle de l'entité sont converties au taux de change en vigueur à la date de transaction. Les écarts de change connexes sont inclus dans le résultat net de chaque entité pour la période au cours de laquelle ils surviennent.

Les établissements à l'étranger de la Société sont convertis dans la monnaie de présentation de la Société à des fins d'inclusion dans les états financiers consolidés. Les actifs et les passifs monétaires et non monétaires libellés en devises étrangères des établissements à l'étranger sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de la période de présentation de l'information financière. Les produits et les charges sont convertis aux taux de change en vigueur à la date de transaction. L'écart de change connexe est inclus dans les autres éléments du résultat global, et le cumul de l'écart est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. Les montants antérieurement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat lorsqu'une réduction de l'investissement net survient.

La Société désigne une portion de ses contrats de change à terme comme couverture de son investissement dans ses établissements à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est l'euro. L'écart de change sur la portion de sa dette et de ses contrats de change à terme désignée comme couverture est inclus dans les autres éléments du résultat global, et le cumul de l'écart est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. L'écart lié à la tranche des contrats de change à terme qui excède l'investissement dans les filiales étrangères est comptabilisé immédiatement en résultat. L'écart sur les instruments de couverture liés à la tranche efficace de la couverture accumulée dans la réserve au titre de l'écart de change est reclassé en résultat de la même façon que l'écart de change lié aux établissements à l'étranger. La Société prépare une documentation en bonne et due forme concernant ces couvertures. La Société détermine à chacun des trimestres si les relations de couverture permettent de compenser efficacement l'écart de change sur son investissement dans ses établissements à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est l'euro.

Les taux de change des devises utilisées dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés sont les suivants :

	Taux de change aux		Taux de change moyen pour les exercices	
	31 décembre 2022	31 décembre 2021	2022	2021
Euro	1,4458	1,4391	1,3696	1,4336
Dollar américain	1,3544	1,2678	1,3013	1,2570

Impôt sur le résultat

L'impôt exigible et l'impôt différé sont comptabilisés en résultat, sauf dans la mesure où l'impôt est généré par un regroupement d'entreprises ou par des éléments comptabilisés en autres éléments du résultat global ou directement en capitaux propres.

L'impôt exigible correspond au montant prévu de l'impôt sur le bénéfice imposable ou la perte fiscale pour l'exercice, calculé selon les taux d'imposition adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture et compte tenu de tout ajustement lié aux exercices précédents.

L'impôt différé est comptabilisé relativement aux différences temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs aux fins de la présentation de l'information financière et la valeur utilisée aux fins de l'impôt. L'impôt différé est calculé selon le taux d'impôt qui devrait être appliqué aux différences temporaires lorsqu'elles se résorberont, selon les lois adoptées ou quasi adoptées à la date de clôture.

En ce qui a trait aux filiales, l'impôt différé n'est pas comptabilisé pour les différences temporaires entre la valeur comptable des placements et leur valeur fiscale, à moins qu'il ne soit prévu que ces différences se résorbent dans un avenir prévisible.

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés dans la mesure où il est probable qu'il existera un bénéfice imposable auquel pourront être imputées les différences temporaires.

Les actifs et passifs d'impôt différé peuvent être compensés si l'entité a un droit juridiquement exécutoire de compenser des actifs et passifs d'impôt exigible, et si les actifs et passifs d'impôt différé concernent des impôts sur le résultat prélevés par la même administration fiscale, soit sur la même entité imposable, soit sur des entités imposables différentes qui ont l'intention soit de régler les passifs d'impôt exigible et de réaliser les actifs d'impôt exigible sur la base de leur montant net, soit de réaliser les actifs et de régler les passifs simultanément.

Bénéfice (perte) par action

La Société présente le résultat de base et le résultat dilué par action pour ses actions ordinaires. Le bénéfice (la perte) par action de base est calculé en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la Société par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation au cours de la période, ajusté selon le nombre d'actions ordinaires détenues en fiducie en vertu du régime d'ALR.

La Société utilise la méthode du rachat d'actions pour calculer le bénéfice (la perte) par action dilué. Le bénéfice (la perte) par action dilué est calculé de la même manière que le bénéfice (la perte) par action, sauf que le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est majoré du nombre d'actions supplémentaires découlant de la conversion présumée des débetures convertibles et de l'exercice présumé des options d'achat d'actions, si l'effet est dilutif. Le nombre d'actions supplémentaires est calculé en supposant que les débetures convertibles ont été converties et que les options d'achat d'actions en circulation ont été exercées, et que le produit de ces exercices a été utilisé pour acquérir des actions au cours du marché moyen de l'exercice.

Changements de méthodes comptables

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

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

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

Nouvelles normes comptables et interprétations publiées, mais non encore entrées en vigueur

Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants (modifications d'IAS 1)

Le 23 janvier 2020, l'IASB a publié des modifications d'IAS 1, *Présentation des états financiers*, qui visent à clarifier le classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants. Le 31 octobre 2022, l'IASB a publié *Passifs non courants assortis de clauses restrictives* (modifications d'IAS 1) (les « modifications de 2022 ») dans le but d'améliorer les informations que les entreprises fournissent sur les emprunts à long terme assortis de clauses restrictives. Les modifications de 2020 et les modifications de 2022 (collectivement « les modifications ») entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2024. L'adoption anticipée est permise. L'incidence sur la Société est en cours d'évaluation par la direction.

Méthodes comptables (modifications d'IAS 1 et de l'énoncé de pratiques en IFRS 2)

Le 12 février 2021, l'IASB a publié *Initiative concernant les informations à fournir – Méthodes comptables* (modifications d'IAS 1 et de l'énoncé de pratiques en IFRS 2, *Porter des jugements sur l'importance relative*). Les principales modifications :

- obligent les sociétés à fournir des informations sur leurs méthodes comptables significatives plutôt que sur leurs méthodes comptables importantes;
- précisent que les méthodes comptables concernant des transactions, autres événements ou conditions non significatifs sont elles-mêmes non significatives et n'ont pas à être présentées;
- précisent que les méthodes comptables concernant des transactions, autres événements ou conditions significatifs ne sont pas elles-mêmes toutes significatives par rapport aux états financiers d'une société.

Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2023. L'adoption anticipée est permise.

3. RECOURS AU JUGEMENT ET UTILISATION D'ESTIMATIONS

Principales estimations et hypothèses

La préparation d'états financiers consolidés conformes aux IFRS exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Au cours des périodes considérées, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant principalement sur la détermination du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur une entreprise, la détermination de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans les acquisitions d'entreprises, les durées d'utilité, la dépréciation d'actifs, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la juste valeur des actifs et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés, les financements de partage fiscal et l'efficacité des relations de couverture. Ces estimations et ces hypothèses se fondent sur les conditions de marché actuelles, sur la ligne de conduite que la direction prévoit adopter, de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement si les hypothèses et les estimations changeaient. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Au fur et à mesure que des ajustements s'avèrent nécessaires, ceux-ci sont constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont effectués.

Jugements et estimations critiques

Détermination du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur une entreprise

Pour déterminer si la Société exerce un contrôle, un contrôle conjoint ou une influence notable sur une entreprise, la Société doit émettre des hypothèses et formuler des jugements dans le cadre de l'évaluation des exigences de classement. Plus particulièrement, la Société exerce son jugement pour déterminer si des filiales non entièrement détenues sont contrôlées par la Société, ce qui suppose une évaluation des éléments suivants : i) la manière dont les décisions concernant les activités pertinentes de l'entreprise détenue sont prises; ii) si les droits des autres co-investisseurs sont de nature protectrice ou substantielle; et iii) la capacité de la Société à influencer les rendements de l'entreprise détenue.

Juste valeur des acquisitions d'entreprises

La Société procède à un certain nombre d'estimations lorsqu'elle détermine la juste valeur à la date d'acquisition de la contrepartie transférée, des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. La Société calcule la juste valeur au moyen de techniques d'évaluation appropriées, lesquelles sont généralement fondées sur les flux de trésorerie futurs actualisés. Les flux de trésorerie futurs peuvent être influencés par un certain nombre d'hypothèses, notamment celles portant sur la production d'électricité, la durée des projets, les prix de vente, les coûts d'exploitation, les dépenses d'investissement, le taux de croissance et le taux d'actualisation. La probabilité que le développement de projets soit possible est aussi évaluée en fonction de l'environnement commercial concurrentiel et de la volonté des autorités gouvernementales de fournir des sources additionnelles d'énergie.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles

Les immobilisations corporelles et incorporelles représentent une partie importante du total de l'actif de la Société. La Société estime la durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles sur une base annuelle et ajuste l'amortissement de façon prospective, si nécessaire.

Le 31 décembre 2022, la Société a révisé à 30 et 35 ans, respectivement, l'estimation de la durée d'utilité de ses parcs éoliens et solaires, ce qui reflète la meilleure estimation faite par la direction, laquelle est soutenue par notre expertise interne dans l'entretien de ces parcs ainsi que par des rapports d'experts indépendants sur certains parcs et des observations générales réalisées sur le marché dans le cadre de nos récentes initiatives de fusions et d'acquisitions, réussies ou non, pour des actifs similaires.

Dépréciation des actifs non financiers

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins de la détermination de la valeur recouvrable d'un actif ou d'une unité génératrice de trésorerie au moyen des calculs de la valeur d'utilité fondés sur les flux de trésorerie futurs actualisés. Les flux de trésorerie futurs peuvent être influencés par un certain nombre d'hypothèses, notamment celles portant sur la production d'électricité, la durée des projets, les prix de vente, les coûts d'exploitation, les dépenses d'investissement, le taux de croissance et le taux d'actualisation.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins du calcul des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, qui représente la valeur actualisée des coûts futurs de remise en état pour divers projets. Les estimations de ces coûts sont tributaires des coûts de la main-d'œuvre, de l'efficacité des mesures correctrices et de remise en état, des taux d'inflation, des taux d'actualisation qui reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et les risques propres à l'obligation, ainsi que du calendrier des sorties de fonds.

Instrument financiers évalués à la juste valeur

Pour évaluer les instruments financiers à la juste valeur, la Société formule des estimations et pose des hypothèses, y compris des estimations et des hypothèses sur les prix à terme de l'électricité, les taux d'intérêt, les écarts de crédit et les taux de change. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la note 27 – Informations à fournir à l'égard de la gestion des risques financiers et de la juste valeur.

Financement par participation au partage fiscal

Lorsqu'un partenariat de partage fiscal est constitué, la Société exerce son jugement pour déterminer si elle conserve le contrôle de l'entité et pour évaluer le classement approprié de l'apport de l'investisseur participant au partage fiscal, qui présente généralement les caractéristiques d'un passif puisque les arrangements sont faits de sorte que l'apport est remboursé au fil du temps jusqu'à ce que l'investisseur participant au partage fiscal ait atteint un taux de rendement convenu. Un jugement doit également être exercé pour évaluer la nature de la participation de l'investisseur participant au partage fiscal après que celui-ci a atteint le taux de rendement convenu : une telle participation présente généralement les caractéristiques des capitaux propres, puisque l'investisseur participant au partage fiscal conserve le droit à une partie des rendements variables du partenariat et partage une participation résiduelle dans les actifs nets du partenariat.

Les investisseurs participant au partage fiscal exigent généralement une attribution précise des distributions en trésorerie et des attributs fiscaux du projet tels que les crédits d'impôt sur la production, les crédits d'impôt à l'investissement et le bénéfice ou la perte imposable, y compris l'amortissement fiscal accéléré. Des estimations sont formulées lors de la détermination du montant et de l'attribution des distributions en trésorerie et des attributs fiscaux aux investisseurs participant au partage fiscal, et elles peuvent être influencées par un certain nombre d'hypothèses, notamment celles portant sur la production d'électricité, les prix de vente, les coûts d'exploitation et les montants d'impôt.

Couverture

La Société évalue, tant au commencement de la relation de couverture que sur une base continue, si les instruments de couverture seront efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts respectifs au cours de la période pour laquelle la couverture est désignée.

Plus particulièrement, la Société peut, de temps à autre, conclure des contrats à long terme de couverture du prix de l'électricité. Dans le cadre de la détermination de la juste valeur, la Société formule certaines hypothèses, fait certaines estimations et pose certains jugements concernant des événements futurs. Les prix de l'électricité futurs provisionnels non observables sont par nature subjectifs et ont une incidence sur la variation de la juste valeur comptabilisée dans les comptes consolidés de résultat.

4. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

a. Acquisition d'Aela

Le 9 juin 2022, Innergex a acquis la totalité des actions ordinaires d'Aela Generación S.A. et d'Aela Energía SpA (ensemble, « Aela »), un portefeuille de trois parcs éoliens en exploitation d'une puissance de 332 MW situés au Chili, pour une contrepartie en trésorerie totale de 324 348 \$ US (408 160 \$).

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

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

	Comptabilisation de l'acquisition	
	En \$ US	En \$ CA
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18 088	22 762
Débiteurs	18 959	23 859
Charges payées d'avance et autres	5 812	7 313
Immobilisations corporelles	493 050	620 453
Immobilisations incorporelles	225 507	283 778
Instruments financiers dérivés	5 218	6 567
Goodwill	58 066	73 070
Fournisseurs et autres créditeurs	(17 511)	(22 034)
Prêts et emprunts à long terme	(380 235)	(478 488)
Autres passifs	(44 517)	(56 021)
Passif d'impôt différé	(58 089)	(73 099)
Actifs nets acquis	324 348	408 160

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 11 587 \$, qui ont été passés en charges dans le montant net des autres produits aux comptes consolidés de résultat.

Le goodwill résulte de la comptabilisation de passifs d'impôt différé. Aucun montant de goodwill n'est censé être déductible à des fins fiscales.

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises et les résultats ont été inclus aux comptes consolidés de résultat depuis la date de l'acquisition. Les produits et la perte nette présentés aux comptes consolidés de résultat se sont chiffrés à 40 089 \$ et à 56 416 \$, respectivement, pour la période de 206 jours close le 31 décembre 2022. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2022, les produits et la perte nette inclus aux comptes consolidés de résultat auraient augmenté de 39 311 \$ et de 8 634 \$, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022.

b. Acquisition de San Andrés SpA

Le 28 janvier 2022, Innergex a acquis le parc solaire San Andrés de 50,6 MW situé au Chili (« San Andrés »). Le parc, mis en service en 2014, est situé dans le désert d'Atacama, dans le nord du Chili. San Andrés a été acquis pour une contrepartie totale de 28 372 \$ US (36 068 \$). Ce parc devrait fournir une production moyenne à long terme brute d'environ 118,9 GWh par an.

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

	Comptabilisation de l'acquisition	
	En \$ US	En \$ CA
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 692	3 422
Débiteurs	499	634
Charges payées d'avance et autres	526	669
Immobilisations corporelles	17 454	22 189
Immobilisations incorporelles	10 562	13 426
Fournisseurs et autres créditeurs	(1 000)	(1 271)
Autres passifs	(2 361)	(3 001)
Actifs nets acquis	28 372	36 068

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

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises et les résultats ont été inclus aux comptes consolidés de résultat depuis la date de l'acquisition. Les produits et le bénéfice net présentés aux comptes consolidés de résultat se sont chiffrés à 7 805 \$ et à 2 262 \$, respectivement, pour la période de 336 jours close le 31 décembre 2022. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2022, les produits et le bénéfice net inclus aux comptes consolidés de résultat auraient augmenté de 501 \$ et diminué de 449 \$, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022.

c. Achat de participations ne donnant pas le contrôle

Société en commandite Innergex Europe (2015)

Le 4 octobre 2022, Innergex a réalisé l'acquisition de la participation restante de 30,45 % dans sa filiale Société en commandite Innergex Europe (2015) et son portefeuille éolien de 16 actifs en France pour une contrepartie totale de 96 350 \$. L'acquisition a également permis de régler les débetures en circulation d'Innergex Europe et tous les intérêts courus et impayés sur celles-ci, d'une valeur comptable totalisant 101 272 \$, ce qui a entraîné la comptabilisation d'un profit de 4 922 \$ dans le montant net des autres produits.

Mountain Air Alternatives LLC

Le 14 décembre 2022, Innergex a réalisé l'acquisition de la totalité des actions de catégorie A en circulation, qui donnent droit à 37,75 % des distributions en trésorerie de sa filiale Mountain Air Alternatives LLC et de son portefeuille éolien de six actifs en Idaho, pour une contrepartie totale de 47 525 \$ US (64 382 \$).

5. CHARGES PAR NATURE

Les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels, présentés dans les états consolidés du résultat net, ont été regroupées selon la nature des charges, comme suit :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2022	2021
Exploitation et entretien	125 994	85 243
Salaires et avantages	53 585	46 163
Impôts fonciers et redevances	46 229	41 301
Assurances	18 423	13 076
Autres charges	16 176	8 338
Charges liées aux projets potentiels	13 010	17 028
Honoraires professionnels	10 686	8 560
Charges administratives	1 476	1 862
Total des charges d'exploitation, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux projets potentiels	285 579	221 571

6. CHARGES FINANCIÈRES

	Exercices clos les 31 décembre	
	2022	2021
Charges d'intérêts sur les emprunts de sociétés et les emprunts liés aux projets à long terme	216 945	176 945
Charges d'intérêts sur le financement de partage fiscal	30 700	27 020
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	18 834	12 504
Amortissement des frais de financement	15 255	8 308
Charge d'intérêts sur les débetures convertibles	13 637	13 642
Intérêts sur les obligations locatives	7 612	4 371
Désactualisation des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs	7 482	5 823
Autres	9 400	4 275
Produits d'intérêts sur les actions privilégiées des participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(2 023)	(633)
	317 842	252 255

7. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

	Exercices clos les 31 décembre	
	2022	2021
Produits tirés des crédits d'impôt sur la production	(64 729)	(47 985)
Profit de change	(13 848)	(2 331)
(Profit) perte sur le remboursement des prêts	(4 922)	1 317
Produits d'intérêts	(3 167)	(438)
Produits tirés des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	(2 453)	(43 290)
Coûts d'acquisition, d'intégration et de restructuration	17 918	4 563
Autres produits, montant net	2 282	(1 457)
	(68 919)	(89 621)

8. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES

8.1 Informations détaillées sur les coentreprises et les entreprises associées significatives

Coentreprises et entreprises associées	Activité principale	Lieu de constitution et lieu où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			31 décembre 2022	31 décembre 2021
Toba Montrose	Posséder et exploiter deux centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	40 %	40 %
Dokie	Posséder et exploiter un parc éolien	Colombie-Britannique	25,5 %	25,5 %
Jimmie Creek ¹	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Colombie-Britannique	50,99 %	50,99 %
Shannon ²	Posséder et exploiter un parc éolien	Texas	— %	50 %
Umbata Falls	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Ontario	49 %	49 %
Viger-Denonville	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	50 %	50 %
Innavik	Développer et construire une centrale hydroélectrique	Québec	50 %	50 %

1. La Société ne consolide pas ces entités étant donné qu'elle ne contrôle pas la prise de décision.

2. Le 4 mars 2022, la Société a cédé sa participation dans Shannon.

Cession de Shannon

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

8.2 Engagements des coentreprises et des entreprises associées

Au 31 décembre 2022, la quote-part de la Société des paiements prévus au titre des engagements des coentreprises et des entreprises associées est la suivante :

Années des paiements prévus	Moins de 1 an	De 1 à 5 ans	Par la suite	Total
Obligations d'achat	2 952	15 486	38 005	56 443

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

Le sommaire de l'information financière présentée ci-dessous représente des montants indiqués dans les états financiers des coentreprises et des entreprises associées qui ont été préparés selon les IFRS et après ajustement pour tenir compte des ajustements de la juste valeur à l'acquisition et des différences de méthodes comptables.

	Exercice clos le 31 décembre 2022					
	Toba Montrose	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Total
Produits	67 565	40 491	24 940	9 355	11 764	154 115
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	16 927	10 697	3 934	2 036	2 631	36 225
	50 638	29 794	21 006	7 319	9 133	117 890
Charges financières	22 362	6 043	9 228	2 466	2 716	42 815
Autres produits, montant net	(314)	(224)	(182)	(50)	(83)	(853)
Amortissements	19 474	14 035	4 159	4 027	2 675	44 370
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(33)	—	—	(3 199)	(600)	(3 832)
Bénéfice net	9 149	9 940	7 801	4 075	4 425	35 390
Autres éléments du résultat global	20 544	—	—	—	2 931	23 475
Total du résultat global	29 693	9 940	7 801	4 075	7 356	58 865
Bénéfice net attribuable à Innergex	3 660	2 535	3 979	1 996	2 212	14 382
Autres éléments du résultat global attribuables à Innergex	8 218	—	—	—	1 465	9 683
Total	11 878	2 535	3 979	1 996	3 677	24 065

	Exercice clos le 31 décembre 2021								
	Energía Llaima (période de 189 jours)	Toba Montrose	Shannon (période de 90 jours)	Flat Top (période de 90 jours)	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Total
Produits	14 123	72 287	68 908	20 271	40 809	23 457	5 921	10 583	256 359
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	5 828	16 399	2 770	2 174	9 369	3 620	2 012	1 236	43 408
	8 295	55 888	66 138	18 097	31 440	19 837	3 909	9 347	212 951
Charges financières	3 248	22 887	3 459	3 734	6 367	9 302	2 434	2 890	54 321
Crédits d'impôt sur la production	—	—	(5 533)	(6 406)	—	—	—	—	(11 939)
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	—	—	745	186	—	—	—	—	931
Autres charges (produits), montant net	760	(98)	506	448	(725)	17	96	43	1 047
Amortissements	6 064	19 852	3 257	3 628	14 031	4 289	4 003	2 751	57 875
Dépréciation des immobilisations corporelles	—	—	117 702	105 408	—	—	—	—	223 110
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	—	697	—	—	—	—	(2 755)	(629)	(2 687)
Partie réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	—	—	114 615	143 380	—	—	—	—	257 995
Recouvrement d'impôt sur le résultat	(145)	—	—	—	—	—	—	—	(145)
(Perte nette) bénéfice net	(1 632)	12 550	(168 613)	(232 281)	11 767	6 229	131	4 292	(367 557)
Autres éléments du résultat global	—	10 872	—	—	—	—	—	1 909	12 781
Total du résultat global	(1 632)	23 422	(168 613)	(232 281)	11 767	6 229	131	6 201	(354 776)
(Perte nette) bénéfice net attribuable à Innergex	(522)	5 018	(84 306)	(118 463)	3 000	3 176	65	2 143	(189 889)
Autres éléments du résultat global attribuables à Innergex	—	4 348	—	—	—	—	—	955	5 303
Total	(522)	9 366	(84 306)	(118 463)	3 000	3 176	65	3 098	(184 586)

1. Pour la période de 189 jours close le 8 juillet 2021, la perte nette attribuable aux propriétaires d'Energía Llaima s'est élevée à 1 043 \$ et la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'est établie à 589 \$. La Société a acquis la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021.

Sommaire des états de la situation financière

Au 31 décembre 2022						
	Toba Montrose	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Innavik
Actifs courants	38 724	19 625	5 706	2 741	4 313	5 133
Actifs non courants	673 101	186 017	214 853	39 855	45 590	148 536
	711 825	205 642	220 559	42 596	49 903	153 669
Passifs courants	20 159	11 772	6 000	4 960	4 543	34 034
Passifs non courants	498 215	113 137	162 195	25 130	36 836	125 581
Capitaux propres (déficit) des associés	193 451	80 733	52 364	12 506	8 524	(5 946)
	711 825	205 642	220 559	42 596	49 903	153 669

Au 31 décembre 2021						
	Toba Montrose	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Innavik
Actifs courants	31 338	14 767	9 995	1 300	3 810	15 963
Actifs non courants	691 581	199 962	219 012	44 912	48 276	101 631
	722 919	214 729	229 007	46 212	52 086	117 594
Passifs courants	418 462	112 269	169 279	5 663	5 640	20 607
Passifs non courants	120 700	15 456	165	30 316	42 680	102 888
Capitaux propres (déficit) des associés	183 757	87 004	59 563	10 233	3 766	(5 901)
	722 919	214 729	229 007	46 212	52 086	117 594

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022								
	Toba Montrose	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Autres	Total	
Solde au 1er janvier 2022	73 499	22 246	30 393	5 015	1 879	366	133 398	
Augmentation de la participation	—	—	—	—	—	325	325	
Quote-part du bénéfice (de la perte)	3 660	2 535	3 979	1 996	2 212	—	14 382	
Quote-part des autres éléments du résultat global	8 218	—	—	—	1 465	—	9 683	
Écarts de change	—	—	—	—	—	26	26	
Distributions reçues	(8 000)	(4 195)	(7 650)	(883)	(1 300)	—	(22 028)	
Solde au 31 décembre 2022	77 377	20 586	26 722	6 128	4 256	717	135 786	

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021										
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Autres	Total
Solde au 1er janvier 2021	108 977	72 533	84 490	118 651	23 900	32 572	4 950	381	383	446 837
Cession d'entreprise	(94 013)	—	—	—	—	—	—	—	—	(94 013)
Quote-part (de la perte) du bénéfice	(522)	5 018	(84 306)	(118 463)	3 000	3 176	65	2 143	—	(189 889)
Quote-part des autres éléments du résultat global	—	4 348	—	—	—	—	—	955	—	5 303
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(6 314)	—	—	—	—	—	—	—	—	(6 314)
Écarts de change	(2 065)	—	(184)	(188)	—	—	—	—	(17)	(2 454)
Distributions reçues	(6 063)	(8 400)	—	—	(4 654)	(5 355)	—	(1 600)	—	(26 072)
Solde au 31 décembre 2021	—	73 499	—	—	22 246	30 393	5 015	1 879	366	133 398

9. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

a) Situation financière

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

Actifs (passifs) financiers	Contrat de change à terme (niveau 2)	Dérivés de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Couverture du prix de l'électricité (niveau 3)	Conversion des prêts intragroupe ¹	Total
Au 1er janvier 2022	2 485	(78 482)	16 559	—	(59 438)
Acquisitions d'entreprises (note 4)	—	6 567	—	—	6 567
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat ²	(2 556)	(57 082)	(82 072)	(149)	(141 859)
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	(3 484)	223 862	(3 351)	—	217 027
Amortissement du cumul des autres éléments du résultat global comptabilisé dans les produits	—	—	3 351	—	3 351
Écarts de change, montant net	—	3 273	(3 820)	149	(398)
Au 31 décembre 2022	(3 555)	98 138	(69 333)	—	25 250

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

2. Se reporter à la note 9 b) pour obtenir un rapprochement de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat.

Actifs (passifs) financiers	Contrat de change à terme (niveau 2)	Dérivés de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Couverture du prix de l'électricité (niveau 3)	Conversion des prêts intragroupe ¹	Total
Au 1er janvier 2021	(37 113)	(168 002)	54 082	—	(151 033)
Acquisitions d'entreprises	—	2 738	—	—	2 738
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat ²	31 825	3 488	(36 412)	(17 403)	(18 502)
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	7 773	81 989	(3 337)	—	86 425
Amortissement du cumul des autres éléments du résultat global comptabilisé dans les produits	—	—	3 337	—	3 337
Écarts de change, montant net	—	1 305	(1 111)	17 403	17 597
Au 31 décembre 2021	2 485	(78 482)	16 559	—	(59 438)

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

	Exercices clos les 31 décembre	
	2022	2021
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	141 859	18 502
Partie réalisée des instruments financiers		
Profit réalisé sur les contrats de change à terme	(43 458)	—
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	37 479	73 658
(Profit réalisé) perte réalisée sur les swaps de taux d'intérêt	(71 735)	2 508
Profit réalisé sur la couverture de base de Phoebe	—	(2 546)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	64 145	92 122

10. CHARGE D'IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

a. Impôt comptabilisé dans les comptes consolidés de résultat

Le tableau suivant présente un sommaire du rapprochement de la charge d'impôt calculée selon le taux d'imposition canadien prévu par la loi et de la charge d'impôt comptabilisée dans les comptes consolidés de résultat :

	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Perte avant impôt sur le résultat	(97 692)	(211 634)
Taux d'imposition canadien prévu par la loi	26,6 %	26,6 %
Charge d'impôt calculée au taux d'imposition prévu par la loi	(25 986)	(56 295)
Éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition prévu par la loi :		
Bénéfice non imposable	(23 528)	(23 037)
Changement dans le classement des actifs détenus en vue de la vente	—	(50 391)
Actif d'impôt différé non comptabilisé dans la dépréciation de l'investissement	—	1 525
Incidence de soldes de pertes fiscales non comptabilisées antérieurement et utilisées pendant l'exercice	—	(1 501)
Montants attribuables aux investisseurs participant au partage fiscal	12 215	75 444
Changement des actifs d'impôt différé non comptabilisés	22 344	13 558
Bénéfice imposable à un taux autre que le taux d'imposition canadien prévu par la loi	5 772	11 037
Diminution des taux d'imposition différés	(818)	(2 943)
Augmentation des différences temporaires imposables relativement aux investissements dans des filiales et des coentreprises	2 248	2 416
Impôt sur les dividendes sur les actions privilégiées	170	147
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt exigible des exercices précédents	(775)	742
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	(5 095)	5 082
Impôt sur la perte (le bénéfice) attribué(e) aux participations minoritaires dans des entités non imposables	5 131	(4 342)
Autres	1 745	2 318
Charge d'impôt sur le résultat comptabilisée dans l'exercice considéré	(6 577)	(26 240)
Impôt exigible	483	3 776
Impôt différé	(7 060)	(30 016)

Le taux d'imposition pour 2022 et 2021 utilisé dans le rapprochement ci-dessus correspond au taux d'imposition moyen combiné appliqué au bénéfice imposable des sociétés canadiennes en vertu des lois fiscales fédérales et provinciales.

b. Soldes d'impôt différé

Le tableau suivant consiste en une analyse des actifs (passifs) d'impôt différé présentés dans les états consolidés de la situation financière :

	Au 1er janvier 2022	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Acquis dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	Comptabilisé directement dans les capitaux propres	Écarts de change, montant net	Au 31 décembre 2022
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :							
Actifs détenus en vue de la vente	—	2 947	—	—	—	115	3 062
Immobilisations corporelles	(454 644)	(59 245)	—	(27 687)	2 550	(19 082)	(558 108)
Immobilisations incorporelles	(151 198)	333	—	(77 758)	14 567	(6 846)	(220 902)
Frais de développement de projets	30 669	6 861	—	—	—	560	38 090
Investissement dans des filiales et des coentreprises et des entreprises associées	(68 080)	4 865	(2 608)	—	—	(1 416)	(67 239)
Instruments financiers dérivés	45 771	39 706	(53 990)	(1 773)	—	(92)	29 622
Prêts et emprunts à long terme	82	8 936	—	(27 386)	—	(1 765)	(20 133)
Crédits d'impôt à l'investissement inscrits à l'actif	23 658	3 327	—	—	—	1 906	28 891
Débitures convertibles	(70)	1 683	—	—	—	—	1 613
Autres passifs	6 000	(2 097)	—	4 476	—	423	8 802
Frais de financement	(4 837)	(10 011)	—	(2 280)	1 972	(161)	(15 317)
Paiement fondé sur des actions	1 790	(986)	—	—	—	—	804
Intérêts non déductibles reportés en avant	3 073	1 680	—	—	—	268	5 021
Autres	(2 232)	2 257	—	—	—	3	28
	(570 018)	256	(56 598)	(132 408)	19 089	(26 087)	(765 766)
Pertes fiscales reportées en avant	219 287	6 804	—	59 309	—	11 720	297 120
	(350 731)	7 060	(56 598)	(73 099)	19 089	(14 367)	(468 646)

Au 31 décembre 2022, la Société, ses filiales, ses coentreprises et ses entreprises associées avaient des pertes autres qu'en capital totalisant environ 1 188 \$ qui peuvent être utilisées pour réduire le bénéfice imposable futur. Les pertes autres qu'en capital au Canada et les pertes subies avant 2018 aux États-Unis viennent à expiration graduellement entre 2023 et 2042. Les pertes autres qu'en capital en France sont soumises à des restrictions dans le temps, mais n'ont pas de date d'expiration. Les pertes autres qu'en capital au Chili et les pertes subies après 2017 aux États-Unis n'ont pas de date d'expiration.

La Société a comptabilisé un actif d'impôt différé sur des pertes autres qu'en capital, car il est probable qu'il existera un bénéfice imposable et des gains en capital imposables suffisants découlant de projets d'énergie renouvelable qui sont en exploitation.

	Au 1er janvier 2021	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Acquis dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	Comptabilisé directement dans les capitaux propres	Écarts de change, montant net	Au 31 décembre 2021
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :				(note 33)			
Immobilisations corporelles	(349 713)	(112 491)	—	5 630	—	1 930	(454 644)
Immobilisations incorporelles	(165 727)	8 122	—	—	—	6 407	(151 198)
Frais de développement de projets	27 438	3 255	—	—	—	(24)	30 669
Investissement dans des filiales et des coentreprises et des entreprises associées	(117 827)	50 429	(1 394)	—	—	712	(68 080)
Instruments financiers dérivés	65 827	2 244	(21 883)	—	—	(417)	45 771
Prêts et emprunts à long terme	7 232	(7 312)	—	—	—	162	82
Crédits d'impôt à l'investissement	12 273	11 363	—	—	—	22	23 658
Débetures convertibles	(661)	591	—	—	—	—	(70)
Autres passifs	4 634	1 809	—	(436)	—	(7)	6 000
Frais de financement	(5 432)	(1 792)	—	—	2 354	33	(4 837)
Paiement fondé sur des actions	2 563	(773)	—	—	—	—	1 790
Intérêts non déductibles reportés en avant	1 112	1 949	—	—	—	12	3 073
Autres	3	(2 206)	—	—	—	(29)	(2 232)
	(518 278)	(44 812)	(23 277)	5 194	2 354	8 801	(570 018)
Pertes fiscales reportées en avant	132 852	74 828	—	12 884	—	(1 277)	219 287
	(385 426)	30 016	(23 277)	18 078	2 354	7 524	(350 731)

c. Différences temporaires déductibles, pertes fiscales inutilisées et crédits d'impôt inutilisés non comptabilisés

	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Pertes fiscales autres qu'en capital	318 780	136 853
Pertes fiscales en capital	70 562	23 581
Crédits d'impôt	25 044	24 117
Coûts de transaction	477	477
	414 863	185 028

Les pertes fiscales non comptabilisées viendront à expiration graduellement entre 2026 et 2042. Les crédits d'impôt non comptabilisés viendront à expiration graduellement entre 2035 et 2042.

11. BÉNÉFICE (PERTE) PAR ACTION

De base	Exercices clos les 31 décembre	
	2022	2021
Perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère	(81 619)	(191 805)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(5 632)	(5 632)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(87 251)	(197 437)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	201 835 956	180 856 774
Perte nette par action, de base (\$)	(0,43)	(1,09)

Dilué(e)	Exercices clos les 31 décembre	
	2022	2021
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(87 251)	(197 437)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, après dilution	201 835 956	180 856 774
Perte nette par action, diluée (\$)	(0,43)	(1,09)

Instruments qui sont exclus des éléments dilutifs :	Exercices clos les 31 décembre	
	2022	2021
Options sur actions	284 769	265 570
Actions détenues en fiducie liées au régime d'actions liées au rendement	592 257	541 261
Débitures convertibles	13 604 473	13 604 473
	14 481 499	14 411 304

12. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Aux	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Compte de produit d'emprunts soumis à restrictions	33 556	35 260
Comptes de liquidités soumises à restrictions	11 677	17 201
Comptes de paiement du service de la dette	9 437	9 198
	54 670	61 659

Conformément aux conventions de crédit conclues pour plusieurs projets, la Société possède des comptes de liquidités soumises à restrictions et des comptes de produit d'emprunts soumis à restrictions. La partie inutilisée du produit des emprunts est détenue dans des comptes de produit d'emprunts soumis à restrictions gérés par les prêteurs, et les sommes sont transférées périodiquement dans les liquidités soumises à restrictions afin de financer la construction des projets. Par ailleurs, les liquidités soumises à restrictions sont utilisées pour assumer les coûts des travaux de construction des projets exigibles, et pour retenir les montants liés aux retenues de garantie au titre de la construction qui seront libérés à la fin des travaux de construction des projets respectifs. La Société tient également des comptes de paiement du service de la dette.

13. DÉBITEURS

Aux	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Créances clients	124 349	84 246
Dividendes à recevoir sur les actions privilégiées	7 875	5 687
Taxes à la consommation	19 012	4 056
Avances consenties à des parties liées	6 240	3 678
Impôt à recevoir	5 191	4 511
Autres	16 632	15 728
	179 299	117 906

14. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations en construction	Autres	Total
Coût							
Au 1er janvier 2022	185 100	2 594 780	2 891 964	819 621	72 877	45 064	6 609 406
Ajouts ¹	12 373	5 243	3 520	2 450	142 089	5 601	171 276
Crédits d'impôt à l'investissement ²	—	—	—	—	(8 535)	—	(8 535)
Acquisitions d'entreprises (note 4)	48 170	—	572 275	22 184	—	13	642 642
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	—	—	—	(6 840)	6 840	—
Transfert provenant des frais de développement liés aux projets	—	—	—	—	40 660	—	40 660
Reclassement	—	—	(1 274)	—	(59)	1 333	—
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	—	—	—	—	(59 899)	—	(59 899)
Dépréciation	—	—	—	—	(25 226)	—	(25 226)
Cessions	—	(322)	(7 325)	—	—	(390)	(8 037)
Autres variations ³	41 977	293	(52 768)	(15 690)	—	(21)	(26 209)
Écarts de change, montant net	13 474	34 932	105 344	46 872	10 372	1 383	212 377
Au 31 décembre 2022	301 094	2 634 926	3 511 736	875 437	165 439	59 823	7 548 455
Cumul de l'amortissement							
Au 1er janvier 2022	(16 801)	(391 093)	(549 980)	(115 531)	—	(22 609)	(1 096 014)
Amortissement ⁴	(7 222)	(53 478)	(128 889)	(32 221)	—	(6 385)	(228 195)
Cessions	—	37	1 438	—	—	367	1 842
Écarts de change, montant net	(865)	(1 270)	(6 353)	(5 030)	—	(199)	(13 717)
Au 31 décembre 2022	(24 888)	(445 804)	(683 784)	(152 782)	—	(28 826)	(1 336 084)
Valeur comptable au 31 décembre 2022	276 206	2 189 122	2 827 952	722 655	165 439	30 997	6 212 371

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

- Les frais de financement liés à un financement de projet précis sont intégralement inscrits à l'immobilisation corporelle visée. Les frais de financement liés aux facilités de crédit renouvelables sont inscrits à l'actif pour la tranche du financement qui se rapporte à l'immobilisation corporelle visée. Les ajouts au cours de la période considérée comprennent des frais de financement inscrits à l'actif engagés avant la mise en service de 4 055 \$.
- La Société a accumulé 6 712 \$ US (8 535 \$) en crédits d'impôt à l'investissement recouvrables en lien avec la construction du projet solaire Hale Kuawehi, lesquels ont été reconnus en tant que réduction du coût des immobilisations corporelles. Au 31 décembre 2022, le solde courant des montants recouvrables au titre des crédits d'impôt à l'investissement relatifs aux projets Hillcrest et Hale Kuawehi s'établissait à 947 \$ US (1 282 \$), tandis que le solde non courant s'établissait à 6 712 \$ US (9 091 \$).
- Comprennent la réévaluation des actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 41 977 \$ et (66 594) \$, respectivement.
- Une tranche de 227 \$ de la charge d'amortissement des baux fonciers est incorporée dans le coût de construction dans les installations en construction.

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations en construction	Autres	Total
Coût							
Au 1er janvier 2021	176 831	2 091 345	2 596 633	516 989	529 484	33 970	5 945 252
Ajouts	—	5 157	10 552	225	214 715	7 973	238 622
Crédits d'impôt à l'investissement	—	—	—	—	(14 070)	—	(14 070)
Acquisitions d'entreprises	22 983	491 704	—	10 039	—	712	525 438
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	—	358 537	291 636	(650 217)	44	—
Transfert provenant des projets en développement	—	—	—	—	682	—	682
Reclassement	—	—	—	(644)	104	540	—
Cessions	—	(2 227)	(2 957)	—	—	(267)	(5 451)
Autres variations	(12 050)	9	(7 915)	(2 422)	—	2 273	(20 105)
Écarts de change, montant net	(2 664)	8 792	(62 886)	3 798	(7 821)	(181)	(60 962)
Au 31 décembre 2021	185 100	2 594 780	2 891 964	819 621	72 877	45 064	6 609 406
Cumul de l'amortissement							
Au 1er janvier 2021	(10 482)	(348 109)	(445 896)	(69 382)	—	(18 258)	(892 127)
Amortissement	(6 557)	(43 306)	(114 839)	(21 441)	—	(4 430)	(190 573)
Reclassement	—	—	—	249	—	(249)	—
Cessions	—	352	332	—	—	298	982
Charge de dépréciation	—	—	—	(24 729)	—	—	(24 729)
Écarts de change, montant net	238	(30)	10 423	(228)	—	30	10 433
Au 31 décembre 2021	(16 801)	(391 093)	(549 980)	(115 531)	—	(22 609)	(1 096 014)
Valeur comptable au 31 décembre 2021	168 299	2 203 687	2 341 984	704 090	72 877	22 455	5 513 392

Cession des modules solaires « Safe Harbor »

Le 8 décembre 2022, la Société a conclu une entente visant la cession des modules « Safe Harbor » au début de 2023 pour un produit en trésorerie de 44 124 \$ US (60 450 \$). Une charge de dépréciation de 8 335 \$ US (11 419 \$) a été comptabilisée en 2022 pour réduire la valeur comptable des modules de sorte qu'elle corresponde à la juste valeur diminuée des coûts de vente prévue dans le cadre de la vente des modules. La décision de vendre ces modules fait suite à la publication de la loi sur la réduction de l'inflation (*Inflation Reduction Act* ou IRA) soutenant les projets d'énergie renouvelable, qui permet à Innergex d'obtenir des incitatifs fiscaux pour son portefeuille de projets en développement sans avoir à utiliser les modules « Safe Harbor » obtenus précédemment dans le cadre de l'ancien programme d'incitatifs fiscaux.

Dépréciation de Hale Kuawehi

Une charge de dépréciation de 10 226 \$ US (13 807 \$) a été comptabilisée sur le projet de construction Hale Kuawehi situé à Hawaii, pour lequel il existe des incertitudes quant au calendrier et aux coûts d'achèvement de la construction, à la renégociation des prix de vente et à la rentabilité du projet.

Actifs au titre de droits d'utilisation

Les immobilisations corporelles comprennent des actifs au titre de droits d'utilisation en vertu de contrats de location. Un rapprochement des valeurs comptables est présenté ci-dessous.

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Autres	Total
Coût				
Au 1er janvier 2022	159 139	118	11 147	170 404
Ajouts	11 453	—	—	11 453
Acquisition d'entreprises	48 170	—	—	48 170
Autres variations	41 977	—	—	41 977
Écarts de change, montant net	11 919	—	184	12 103
Au 31 décembre 2022	272 658	118	11 331	284 107
Cumul de l'amortissement				
Au 1er janvier 2022	(16 800)	(6)	(3 361)	(20 167)
Amortissement	(7 222)	(2)	(1 506)	(8 730)
Écarts de change, montant net	(865)	—	(77)	(942)
Au 31 décembre 2022	(24 887)	(8)	(4 944)	(29 839)
Valeur comptable au 31 décembre 2022	247 771	110	6 387	254 268

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Autres	Total
Coût				
Au 1er janvier 2021	173 670	109	9 166	182 945
Acquisition d'entreprises	445	—	—	445
Cessions	—	—	(176)	(176)
Autres variations	(12 050)	9	2 274	(9 767)
Écarts de change, montant net	(2 926)	—	(117)	(3 043)
Au 31 décembre 2021	159 139	118	11 147	170 404
Cumul de l'amortissement				
Au 1er janvier 2021	(10 482)	(4)	(2 226)	(12 712)
Amortissement	(6 556)	(2)	(1 322)	(7 880)
Cessions	—	—	176	176
Écarts de change, montant net	238	—	11	249
Au 31 décembre 2021	(16 800)	(6)	(3 361)	(20 167)
Valeur comptable au 31 décembre 2021	142 339	112	7 786	150 237

15. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Total
Coût				
Au 1er janvier 2022	780 422	648 591	14 986	1 443 999
Ajouts	2 380	128	—	2 508
Acquisitions d'entreprises (note 4)	—	283 778	13 426	297 204
Autres variations ¹	(16 659)	—	—	(16 659)
Écarts de change, montant net	14 977	40 200	1 251	56 428
Au 31 décembre 2022	781 120	972 697	29 663	1 783 480
Cumul de l'amortissement				
Au 1er janvier 2022	(224 244)	(167 961)	(7 800)	(400 005)
Amortissement	(57 450)	(51 340)	705	(108 085)
Écarts de change, montant net	(2 810)	(3 280)	(340)	(6 430)
Au 31 décembre 2022	(284 504)	(222 581)	(7 435)	(514 520)
Valeur comptable au				
31 décembre 2022	496 616	750 116	22 228	1 268 960

1. Comprennent la réévaluation des droits de propriété futurs de (16 659) \$.

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Total
Coût				
Au 1er janvier 2021	575 536	667 832	15 009	1 258 377
Acquisitions d'entreprises	206 388	—	—	206 388
Autres variations	(6 190)	—	—	(6 190)
Écarts de change, montant net	4 688	(19 241)	(23)	(14 576)
Au 31 décembre 2021	780 422	648 591	14 986	1 443 999
Cumul de l'amortissement				
Au 1er janvier 2021	(201 295)	(133 042)	(4 717)	(339 054)
Amortissement	(22 892)	(40 847)	(3 047)	(66 786)
Écarts de change, montant net	(57)	5 928	(36)	5 835
Au 31 décembre 2021	(224 244)	(167 961)	(7 800)	(400 005)
Valeur comptable au				
31 décembre 2021	556 178	480 630	7 186	1 043 994

16. FRAIS DE DÉVELOPPEMENT DE PROJETS

Aux	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Au début de l'exercice	70 829	14 092
Acquisitions d'entreprises	—	16 417
Ajouts	30 178	40 428
Transfert vers les immobilisations corporelles	(40 660)	(682)
Dépréciation de frais de développement de projets	(22 642)	—
Écarts de change, montant net	3 446	574
À la fin de l'exercice	41 151	70 829

Une charge de dépréciation de 22 642 \$ a été comptabilisée sur des projets en développement situés à Hawaii pour lesquels il existe des incertitudes quant à leur calendrier et à leur rentabilité. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, aucune charge de dépréciation n'a été comptabilisée.

17. GOODWILL

L'affectation du goodwill entre les UGT ou les groupes d'UGT importants se présente comme suit.

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Total
Au 1er janvier 2022	20 291	40 567	60 858
Acquisition d'entreprises (note 4)	—	73 070	73 070
Écarts de change, montant net	—	5 748	5 748
Au 31 décembre 2022	20 291	119 385	139 676

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Total
Au 1er janvier 2021	20 291	43 007	63 298
Écarts de change, montant net	—	(2 440)	(2 440)
Au 31 décembre 2021	20 291	40 567	60 858

Le 31 décembre 2022, la Société a effectué des tests de dépréciation annuels à l'égard du goodwill. D'après le résultat de ces tests, aucune perte de valeur n'a été inscrite.

Le montant recouvrable de chaque UGT a été établi selon un calcul de la valeur d'utilité dans le cadre duquel on utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des budgets approuvés par la direction couvrant la période la moins longue entre 50 ans et la période pour laquelle la Société détient des droits sur le site, ainsi que des taux d'actualisation allant de 4,20 % à 8,50 % (4,63 % à 8,50 % en 2021).

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

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

18. AUTRES ACTIFS NON COURANTS

Aux	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne ¹	46 434	49 001
Réserve pour travaux d'entretien majeurs	7 333	9 784
Dépôts de garantie	7 322	7 391
Investissements dans des actions privilégiées de participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	15 797	—
Autres	39 149	28 343
	116 035	94 519

1. La disponibilité dans les comptes de réserve est soumise à des restrictions en vertu d'ententes de crédit.

19. FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Aux	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Fournisseurs et autres créditeurs	139 900	71 887
Dividendes à verser aux actionnaires	38 152	36 048
Intérêts à payer	28 395	30 906
Retenues de garantie au titre de la construction	21 758	18 672
Salaires et avantages	10 304	7 814
Taxes à la consommation	8 269	5 318
Impôt à payer	1 881	3 719
	248 659	174 364

20. PRÊTS ET EMPRUNTS À LONG TERME

	Monnaie	Taux d'intérêt	Échéance	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Dette d'entreprise					
Facilité de crédit à terme renouvelable	CAD/USD	3,34 %-6,18 %	2027	718 232	398 758
Emprunt à terme non garanti subordonné	CAD	5,13 %	2023	150 000	150 000
Prêts d'Alterra	CAD	5,01 %-5,10 %	2028-2031	155 000	145 000
				1 023 232	693 758
Débetures convertibles					
Débetures convertibles à 4,65 % ³	CAD	4,65 %	2026	138 028	136 985
Débetures convertibles à 4,75 % ⁴	CAD	4,75 %	2025	144 650	143 273
				282 678	280 258
Financement par participation au partage fiscal^{1,2}					
Secteur de la production éolienne					
Foard City	USD	7,50 %	2029 ⁵	238 734	240 696
Griffin Trail	USD	6,80 %	2031 ⁵	160 349	166 257
Secteur de la production solaire					
Hillcrest	USD	5,15 %	2028 ⁵	23 274	25 063
Phoebe	USD	7,14 %	2026 ⁵	19 940	23 080
Autres	USD	8,00 %	2023	850	871
				443 147	455 967
Emprunts liés aux projets					
Obligations vertes du Chili (c)	USD	6,28 %	2036	887 572	—
Secteur de la production hydroélectrique					
Boulder Creek et Upper Lillooet	CAD	4,22 %-4,46 %	2042-2056	487 307	487 490
Centrales en exploitation de Harrison	CAD	4,07 %-5,88 %	2049	450 279	442 474
Big Silver Creek	CAD	4,57 %-4,76 %	2041-2056	193 501	193 501
Kwoiek Creek	CAD	5,08 %-10,07 %	2052-2054	161 501	163 520
Tretheway Creek	CAD	4,99 %	2055	91 957	91 999
Ashlu Creek	CAD	6,18 %-6,93 %	2025	73 414	77 051
Northwest Stave River	CAD	5,30 %	2053	71 065	71 094
Sainte-Marguerite	CAD	7,40 %-8,00 %	2025-2064	51 760	55 080
Maggie	CAD	6,36 %-15,50 %	2025-2031	36 767	40 091
Rutherford Creek	CAD	6,88 %	2024	8 714	14 045
Fitzsimmons Creek	CAD	4,70 %-5,16 %	2026	17 805	18 311
Duqueco	USD	3,65 %	2022	—	141 798
Licán	USD	3,26 %	2022	—	32 963
Guayacán	USD	4,91 %-9,03 %	2032	11 875	11 601
Autres	USD	7,17 %	2023	5 345	9 598
Secteur de la production éolienne					
Innergex Cartier Énergie	CAD	4,33 %-6,44 %	2032	402 965	446 555
Mesgi'g Ugnu's'n	CAD	3,54 %-4,28 %	2026-2036	209 929	223 113
Innergex Europe (d), note 4 c)	CAD	8,00 %	2022	—	77 957
Yonne et Yonne II	EURO	1,30 %-1,65 %	2031-2039	88 229	95 236
Rougemont 2	EURO	2,85 %-4,30 %	2035	64 556	69 242
Vaite	EURO	2,83 %-4,30 %	2035	57 939	62 476
Rougemont 1	EURO	2,85 %-4,30 %	2035	56 420	60 585
Plan Fleury	EURO	1,65 %	2032-2034	36 869	40 491
Les Renardières	EURO	1,70 %	2032-2034	32 431	35 672
Beaumont	EURO	2,42 %-3,78 %	2027-2031	20 943	23 509

(suite)	Monnaie	Taux d'intérêt	Échéance	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Montjean	EURO	1,15 %-2,73 %	2026-2031	15 812	17 746
Theil Rabier	EURO	1,15 %-2,73 %	2026-2031	15 812	17 746
Foard City	USD	3,82 %-4,18 %	2026	18 165	20 741
Mountain Air	USD	2,03 %-6,00 %	2029-2032	153 282	151 350
Autres	EURO	1,66 %-4,75 %	2024-2030	46 645	54 178
Secteur de la production solaire					
Hillcrest	USD	2,70 %	2028	89 363	89 214
Phoebe	USD	5,07 %-8,73 %	2026	136 591	132 161
Stardale	CAD	5,10 %-6,44 %	2032	72 934	75 256
Hale Kuawehi (b)	USD	5,81 %	2023	4 897	—
Pampa Elvira	USD	2,89 %	2022	—	2 828
Autres	USD	5,35 %-5,81 %	2024-2026	15 812	15 708
				4 088 456	3 562 380
Total des prêts et emprunts à long terme				5 837 513	4 992 363
Frais de financement différés				(78 303)	(67 928)
				5 759 210	4 924 435
Tranche à court terme des prêts et emprunts à long terme				(374 397)	(513 196)
Prêts et emprunts à long terme				5 384 813	4 411 239

1. Les taux d'intérêt reflètent le taux de rendement interne requis par les investisseurs participant au partage fiscal respectifs.
2. La date d'échéance de ces obligations dépend des dates auxquelles l'investisseur participant au partage fiscal atteint le taux de rendement cible convenu.
3. Les débetures convertibles à 4,65 % sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 22,90 \$ par action.
4. Les débetures convertibles à 4,75 % sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 20,00 \$ par action.
5. Représente le point de basculement prévu tel qu'estimé à la date du financement final des investisseurs participant au partage fiscal. Le point de basculement réel peut différer, en fonction des résultats d'exploitation respectifs des installations.

La valeur comptable des actifs donnés en garantie des prêts s'élevait à 5 792 466 \$ (5 044 788 \$ en 2021).

Les lettres de crédit aux termes de la facilité de crédit à terme renouvelable et des emprunts liés aux projets s'élèvent à 302 059 \$ (207 147 \$ en 2021).

Les investisseurs participant au partage fiscal dans des projets éoliens aux États-Unis exigent généralement des garanties liées aux commanditaires comme condition préalable à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal, la Société 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 questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.

Au 31 décembre 2022, la Société et ses filiales respectaient l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit.

a. Dette d'entreprise

Facilité de crédit à terme renouvelable

La Société dispose d'une facilité de crédit à terme renouvelable venant à échéance en 2027 et dont le montant disponible est de 950 000 \$. La facilité est assortie de clauses exigeant un ratio minimal de couverture des intérêts et un ratio maximal de couverture de la dette. Le taux d'intérêt applicable à cette facilité de crédit renouvelable est variable, basé sur le taux préférentiel de la banque, les taux des acceptations bancaires, le taux de base américain, le SOFR ou l'EURIBOR, plus un écart qui dépend du ratio de couverture des intérêts et du ratio d'endettement. Au 31 décembre 2022, une somme de 56 891 \$ avait été utilisée pour émettre des lettres de crédit.

En outre, la Société dispose également d'une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant allant jusqu'à 150 000 \$, garantie par Exportation et développement Canada. Au 31 décembre 2022, des lettres de crédit ont été émises pour un montant de 45 672 \$.

Emprunt à terme non garanti subordonné

La Société a un emprunt à terme non garanti subordonné échéant en 2023 et remboursable intégralement à l'échéance. Elle a reclassé l'emprunt à terme non garanti subordonné de 150 000 \$ dans la partie courante, compte tenu de son échéance à venir le 1er février 2023.

Le 1er février 2023, Innergex a réalisé le refinancement de l'emprunt à terme non garanti subordonné au moyen d'une facilité de crédit à terme non renouvelable de 75 000 \$ portant intérêt à un taux fixe de 6,25 % et arrivant à échéance le 1er février 2025, et d'une facilité de crédit à terme non renouvelable de 75 000 \$ portant intérêt à un taux variable de 4,87 % fondé sur les taux des acceptations bancaires, plus un écart de 1,85 % qui dépend du ratio d'endettement, et arrivant à échéance le 1er février 2025. Parallèlement, la Société a conclu un swap de taux d'intérêt pour couvrir une tranche de 50 000 \$ du montant nominal de la facilité de crédit qui est assujetti à des taux d'intérêt variables.

b. Financement du projet Hale Kuawehi

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

c. Acquisition d'Aela et refinancement des dettes de projet au Chili

Dans le cadre de l'acquisition d'Aela, la Société a repris la dette sans recours des installations, dont le capital impayé était de 380 235 \$ US (478 488 \$) à la date de l'acquisition, qui porte intérêt au LIBOR (180 jours) majoré de 2,70 % et est payable semestriellement en février et en août. La dette sans recours arrive à échéance le 15 février 2035.

Le 5 août 2022, la Société a ensuite réalisé, par l'entremise de sa filiale Aela Generación, le refinancement de 803 116 \$ US (1 032 326 \$) de la dette sans recours de son portefeuille d'actifs en propriété exclusive au Chili, qui est composée des emprunts d'Aela, de Duquenco et de Licán, avec l'émission de billets de premier rang garantis (les « obligations vertes ») d'un montant de 710 000 \$ US (912 634 \$) et d'une facilité de lettre de crédit d'un montant de 93 116 \$ US (119 682 \$). Les obligations vertes portent intérêt à un taux couvert de 5,54 %, sont assorties de remboursements semestriels de capital qui commenceront en décembre 2025 et viennent à échéance en 2036 (avec un versement final de 139 000 \$ US (178 671 \$)).

d. Acquisition de la participation restante du portefeuille éolien en France

Le 4 octobre 2022, Innergex a réalisé l'acquisition de la participation ne donnant pas le contrôle restante de 30,45 % dans son portefeuille éolien de 16 actifs en France et a simultanément remboursé les débetures en circulation pour une contrepartie totale de 96 350 \$.

21. AUTRES PASSIFS

	Contreparties éventuelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Intérêts payables au titre de la débeture de SM S.E.C.	Droits de propriété futurs	Produits différés	Obligations locatives	Total
Au 1er janvier 2022	11 049	165 808	31 210	35 117	18 702	157 109	418 995
Acquisitions d'entreprises (note 4)	—	11 914	—	—	—	47 108	59 022
Nouvelles obligations	—	—	—	—	—	11 453	11 453
Charges d'intérêts incluses dans les charges financières	—	—	5 039	—	—	—	5 039
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	27	5 748	—	1 242	—	—	7 017
Réévaluation	—	(66 594)	—	(16 659)	—	41 977	(41 276)
Amortissement	—	—	—	—	(799)	—	(799)
Paiements	(520)	—	—	—	—	(3 515)	(4 035)
Incidence des variations du taux de change	677	1 825	—	—	—	11 695	14 197
Au 31 décembre 2022	11 233	118 701	36 249	19 700	17 903	265 827	469 613
Tranche courante des autres passifs	(256)	—	—	—	—	(5 494)	(5 750)
Tranche non courante des autres passifs	10 977	118 701	36 249	19 700	17 903	260 333	463 863

	Contreparties éventuelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Intérêts payables au titre de la débeture de SM S.E.C.	Droits de propriété futurs	Produits différés	Obligations locatives	Total
Au 1er janvier 2021	1 861	162 625	26 461	40 031	—	172 807	403 785
Acquisitions d'entreprises	—	1 558	—	—	—	472	2 030
Nouvelles obligations	9 746	8 447	—	—	19 642	—	37 835
Charges d'intérêts incluses dans les charges financières	—	—	4 749	—	—	—	4 749
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	36	4 167	—	1 276	—	—	5 479
Réévaluation	—	(7 791)	—	(6 190)	—	(9 767)	(23 748)
Amortissement	—	—	—	—	(940)	—	(940)
Paiements	(761)	—	—	—	—	(3 623)	(4 384)
Incidence des variations du taux de change	167	(3 198)	—	—	—	(2 780)	(5 811)
Au 31 décembre 2021	11 049	165 808	31 210	35 117	18 702	157 109	418 995
Tranche courante des autres passifs	(515)	—	—	—	—	(4 137)	(4 652)
Tranche non courante des autres passifs	10 534	165 808	31 210	35 117	18 702	152 972	414 343

a. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations proviennent essentiellement des obligations exigeant de mettre hors service les actifs des parcs éoliens et solaires à l'expiration des baux fonciers. Les parcs éoliens et solaires sont construits sur des terrains détenus en vertu de contrats de location qui viennent à expiration, après l'exercice de ses options de renouvellement, au moins 30 et 35 ans après leur signature, respectivement.

Au 31 décembre 2022, les flux de trésorerie ont été actualisés à des taux variant de 4,42 % à 7,90 % (0,99 % à 4,87 % en 2021), pour déterminer les obligations.

b. Intérêts payables au titre de la débenture de Sainte-Marguerite

Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,00 %, n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrive à échéance en 2064. L'associé, le Régime de rentes du Mouvement Desjardins, est considéré comme une partie liée. Les intérêts impayés sont composés et comptabilisés dans les autres passifs non courants.

c. Droits de propriété futurs

Les autres passifs comprennent divers passifs liés aux droits de propriété futurs détenus par les Premières Nations relativement aux installations d'Upper Lillooet River, de Boulder Creek, de Big Silver Creek et de Tretheway Creek, dont la contrepartie a été inscrite aux immobilisations incorporelles.

d. Obligations locatives

La Société conclut divers contrats de location pour la conduite de ses activités. Les contrats de location portent principalement sur le droit de l'utilisation des terres, principalement pour les éoliennes et les panneaux solaires installés par la Société. Les baux fonciers portent sur un nombre variable d'années, avec des options de renouvellement ultérieures, que la Société prévoit d'exercer jusqu'à la fin des durées d'utilité prévues des projets respectifs. La majorité des contrats de location prévoient des paiements de loyer supplémentaires qui sont fondés sur les changements des indices de prix locaux.

e. Lettre de crédit de Mesgi'g Ugju's'n

En 2021, la Société s'est prévalué du montant total d'une lettre de crédit de 19 642 \$ pour couvrir certaines obligations de prestation non satisfaites à la suite de la faillite du prestataire de services en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes de Mesgi'g Ugju's'n. Le produit est assujéti à des restrictions en vertu de l'accord de crédit de Mesgi'g Ugju's'n et, par conséquent, il a été comptabilisé dans les autres actifs non courants, et l'obligation connexe a été comptabilisée dans les autres passifs non courants. Le produit sera utilisé ultérieurement pour pallier les obligations de prestation non satisfaites en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes.

f. Contreparties éventuelles

Le 9 juillet 2021, la Société a acquis la participation restante de 50 % dans Energía Llama SpA (« Energía Llama »). Le prix d'achat comprenait une contrepartie éventuelle évaluée à 3 650 \$ US (4 575 \$), calculée en fonction de la juste valeur des terrains détenus par Inversiones La Frontera Sur SpA et Inversiones San Carlos SpA à la date de l'acquisition. La contrepartie éventuelle doit être payée dans les cinq à six années suivant la clôture de l'acquisition.

Le 25 octobre 2021, Innergex et HQI US Holding LLC, filiale d'Hydro-Québec, ont acquis le portefeuille d'actifs hydroélectriques Curtis Palmer situé à Corinth, New York. Le prix d'achat comprenait une contrepartie éventuelle évaluée à 3 169 \$ US (3 916 \$), sous réserve de l'évolution du cours du marché du New York Independent System Operator (« NYISO ») au cours des années civiles 2023 et 2024, qui est limité à 30 000 \$ US.

22. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

Autorisé

Le capital autorisé de la Société comprend un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées, sans droit de vote, rachetables au gré du porteur et au gré de l'émetteur. Cela comprend jusqu'à 3 400 000 actions privilégiées à taux de dividende cumulatif ajustable de série A (les « actions privilégiées de série A »), jusqu'à 3 400 000 actions privilégiées à taux de dividende cumulatif variable de série B (les « actions privilégiées de série B ») et jusqu'à 2 000 000 d'actions privilégiées rachetables à taux de dividende cumulatif fixe de série C (les « actions privilégiées de série C »).

Actions émises et en circulation

Aux	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Nombre d'actions ordinaires	204 132 833	192 493 999
Nombre d'actions privilégiées de série A	3 400 000	3 400 000
Nombre d'actions privilégiées de série C	2 000 000	2 000 000

a) Actions ordinaires

La variation du nombre d'actions ordinaires se présentait comme suit :

Aux	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Émises et entièrement libérées		
Au début de l'exercice	192 493 999	174 582 586
Émises au moment des acquisitions d'entreprises	—	4 048 215
Émises au moment du premier appel public à l'épargne	9 718 650	10 374 150
Émises à la suite de l'Alliance stratégique avec Hydro-Québec	2 100 000	3 729 050
Émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	73 865	146 621
Conversion de débentures	—	104 569
Rachats	(253 681)	(491 192)
À la fin de l'exercice	204 132 833	192 493 999
Détenues en fiducie en vertu du régime d'actions liées au rendement		
Au début de l'exercice	(541 261)	(557 091)
Achetées	(178 597)	(118 562)
Attribuées	127 601	134 392
À la fin de l'exercice	(592 257)	(541 261)
Actions ordinaires en circulation à la fin de l'exercice	203 540 576	191 952 738

Émission d'actions ordinaires

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

Rachat d'actions ordinaires

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, 253 681 actions ordinaires ont été achetées et annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui a pris fin le 23 mai 2022, à un prix moyen de 17,40 \$ l'action.

Nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités

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

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

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

b) Actions privilégiées

Actions privilégiées de série A

Les porteurs d'actions privilégiées de série A ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes sont payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année. Le taux de dividende annuel pour la période de cinq ans débutant le 15 janvier 2021 équivaut à 0,8110 \$ par action.

Chaque porteur d'actions privilégiées de série A a le droit, à son gré, de convertir la totalité ou une partie de ses actions privilégiées de série A en actions privilégiées de série B de la Société à raison de une action privilégiée de série B pour chaque action privilégiée de série A convertie, sous réserve de certaines conditions, le 15 janvier 2021 et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite. En outre, la Société a le droit de racheter les actions privilégiées de série A en circulation, que ce soit en totalité ou en partie, le 15 janvier 2021, et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite.

Actions privilégiées de série B

Les porteurs d'actions privilégiées de série B auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux variable, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement et se chiffreront à un montant annuel par action privilégiée de série B correspondant à la somme du taux des bons du Trésor de la période trimestrielle précédente, majoré de 2,79 % par année, établi le 30^e jour avant le premier jour de la période à taux variable trimestrielle applicable, multiplié par 25,00 \$.

Actions privilégiées de série C

Les porteurs d'actions privilégiées de série C ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes sont payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année à un taux annuel égal à 1,4375 \$ par action. La Société a le droit de racheter les actions privilégiées de série C en circulation, que ce soit en totalité ou en partie.

Rémunération fondée sur des titres de capitaux propres

a) Régime d'options sur actions

La Société a un régime d'options sur actions qui prévoit l'attribution d'options par le conseil d'administration aux employés, aux dirigeants, aux administrateurs et à certains conseillers de la Société et de ses filiales en vue d'acquies des actions ordinaires. Les options attribuées en vertu du régime d'options sur actions seront assorties d'un prix d'exercice ne pouvant être inférieur au prix du marché des actions ordinaires à la date d'attribution de l'option, calculé selon le cours moyen des actions ordinaires, pondéré en fonction du volume, à la Bourse de Toronto, au cours des cinq jours de Bourse précédant la date d'attribution. Le nombre maximal d'actions ordinaires de la Société pouvant être émises à l'exercice d'options attribuées aux termes du régime d'options d'achat d'actions est 4 064 123. Les actions ordinaires visées par une option qui expire ou est résiliée sans avoir été intégralement exercée peuvent être visées par une autre option. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises à des administrateurs n'exerçant pas de fonctions de gestion au sein de la Société aux termes du régime d'options sur actions ne peut jamais dépasser 1 % des actions ordinaires émises et en circulation. Les options doivent être exercées au cours d'un délai établi par le conseil d'administration, qui ne peut dépasser 10 ans suivant la date d'attribution. Les droits rattachés aux options attribuées aux termes du régime d'options sur actions sont acquis annuellement en tranches égales pendant un délai de quatre à cinq ans suivant la date d'attribution.

	31 décembre 2022		31 décembre 2021	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
En circulation au début de l'exercice	265 570	16,83	233 539	15,78
Attribuées au cours de l'exercice	51 352	17,50	32 031	24,49
Annulées au cours de l'exercice	(32 153)	18,59	—	—
En circulation à la fin de l'exercice	284 769	16,75	265 570	16,83
Options pouvant être exercées à la fin de l'exercice	186 088	15,55	159 936	15,00

Les options suivantes étaient en circulation au 31 décembre 2022 :

Années d'attribution	Nombre d'options en circulation	Prix d'exercice (\$)	Nombre d'options pouvant être exercées	Échéance
2016	56 531	14,65	56 531	2023
2017	54 411	14,52	54 411	2024
2019	63 878	14,41	47 909	2026
2020	41 374	20,52	20 687	2027
2021	26 201	24,49	6 550	2028
2022	42 374	17,50	—	2029
	284 769		186 088	

La durée de vie contractuelle moyenne pondérée des options sur actions en circulation est de cinq ans.

Une charge de rémunération de 35 \$ a été comptabilisée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022 dans le cadre du régime d'options sur actions (87 \$ en 2021).

Attribuées

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, 51 352 options ont été attribuées. Les options attribuées deviennent acquises en quatre tranches égales jusqu'au 25 février 2026 et doivent être exercées avant le 25 février 2029 à un prix d'exercice de 17,50 \$.

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

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

	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Taux d'intérêt sans risque	1,78 %	0,97 %
Dividende annuel prévu par action ordinaire	0,72 \$	0,72 \$
Durée prévue des options	6	6
Volatilité attendue	26,77 %	26,03 %

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

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

Régime d'actions liées au rendement

L'objectif du régime d'ALR est de motiver les employés clés et les membres de la haute direction à créer de la valeur économique à long terme pour la Société et ses actionnaires. Cette partie du régime incitatif fondé sur des titres de capitaux propres incite les employés clés et les membres de la haute direction à privilégier la performance de l'entreprise au cours des trois prochaines années par rapport au rendement total pour les actionnaires et à un groupe de pairs. L'attribution est versée à la fin de la période de trois ans en fonction de la performance de la Société par rapport aux objectifs fixés au début de cette période.

La date d'acquisition des droits d'actions liées au rendement est déterminée à la date d'attribution, qu'elle ne doit pas dépasser de trois ans. La juste valeur des droits d'actions liées au rendement est déterminée à la date d'attribution d'après l'estimation de la Société en ce qui a trait au nombre de droits d'actions liées au rendement qui vont éventuellement devenir acquis. À la date d'acquisition des droits, chaque droit d'actions liées au rendement permet à son détenteur d'acquérir une action ordinaire de la Société et tous les dividendes réinvestis de celle-ci accumulés à partir de la date d'attribution, ces dividendes pouvant être versés en trésorerie, en actions ou en une combinaison des deux à la seule discrétion de la Société.

De temps à autre, la Société fournit des instructions à un fiduciaire conformément aux modalités d'une convention de fiducie visant l'achat d'actions ordinaires de la Société sur le marché libre dans le cadre du régime d'ALR. Ces actions sont détenues en fiducie dans l'intérêt des bénéficiaires, et ce, tant que les droits d'actions liées au rendement n'ont pas été acquis ou qu'elles n'ont pas été annulées. Le coût de ces achats a été déduit du capital social.

Régime d'unité d'actions différées

Conformément au régime d'UAD de la Société, les administrateurs reçoivent une partie de leur rémunération sous forme d'UAD au lieu d'une rémunération en trésorerie. Les dirigeants peuvent choisir de recevoir la totalité ou une partie de leur prime sous forme d'UAD au lieu d'une rémunération en trésorerie. On entend par UAD une unité dont la valeur est déterminée en fonction de la valeur d'une action ordinaire. Lorsqu'un dividende est versé sur les actions ordinaires, des UAD additionnelles correspondant au dividende versé sont créditées au compte d'UAD de l'administrateur ou du dirigeant.

Les UAD ne peuvent être rachetées en trésorerie ou en actions tant que l'administrateur ou le dirigeant n'a pas quitté la Société. Les UAD ne sont pas des actions, elles ne peuvent être converties en actions et elles ne sont pas assorties de droits de vote. Les UAD reçues et détenues par les administrateurs et les dirigeants en remplacement d'une rémunération en trésorerie représentent un investissement à risque dans la Société. La valeur des UAD est fondée sur la valeur des actions ordinaires; elle n'est donc pas garantie.

Sommaire

	31 décembre 2022		31 décembre 2021	
	ALR	UAD	ALR	UAD
Solde au début de l'exercice	526 519	162 512	504 004	118 490
Attribuées au cours de l'exercice	251 650	44 745	177 435	45 573
Payées au cours de l'exercice	(185 910)	—	(170 089)	(6 321)
Échues au cours de l'exercice	(84 261)	—	(5 742)	—
Réinvestissement de dividendes au cours de l'exercice	23 353	8 355	20 911	4 770
Solde à la fin de l'exercice	531 351	215 612	526 519	162 512

Une charge de rémunération de 3 171 \$ a été comptabilisée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022 dans le cadre du régime d'ALR et du régime d'UAD (1 966 \$ en 2021).

Dividendes

a) Régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD »)

La Société a mis en place un RRD à l'intention de ses actionnaires. Ce régime donne la possibilité aux actionnaires ordinaires admissibles de réinvestir une partie ou la totalité des dividendes qu'ils reçoivent dans l'achat d'actions ordinaires supplémentaires de la Société, sans payer de frais, tels que des frais de courtage et de gestion. Les actions pourront soit être achetées sur le marché libre, soit être émises. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, 73 865 actions (146 621 actions en 2021) ont été nouvellement émises aux termes du RRD.

b) Dividendes déclarés

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Exercices clos les 31 décembre			
	2022		2021	
	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	0,7200	146 957	0,7200	132 229
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,8110	2 757	0,8110	2 757
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	1,4375	2 875	1,4375	2 875

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

Le tableau suivant présente les dividendes qui ont été versés par la Société le 17 avril 2023 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire	Dividende par action privilégiée de série A	Dividende par action privilégiée de série B ¹	Dividende par action privilégiée de série C
22 février 2023	31 mars 2023	17 avril 2023	0,180 \$	0,202750 \$	0,181875 \$	0,359375 \$

1. Au 31 décembre 2022, aucune action privilégiée de série B n'était en circulation.

23. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Écarts de conversion au titre des établissements à l'étranger	Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	Couverture de flux de trésorerie – risque de taux d'intérêt et risque lié aux prix de l'électricité	Quote-part de la couverture de flux de trésorerie des coentreprises et des entreprises associées – risque de taux d'intérêt et risque lié aux prix de l'électricité	Total
Solde au 1er janvier 2022	(35 878)	574	(11 987)	(3 333)	(50 624)
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	97 131	—	—	—	97 131
(Perte) profit de couverture	—	(3 484)	220 511	9 683	226 710
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	(15 633)	(3 453)	(7 166)	—	(26 252)
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle	(2 609)	5 040	3 872	—	6 303
Charge d'impôt différé connexe	—	—	(53 990)	(2 608)	(56 598)
Solde au 31 décembre 2022	43 011	(1 323)	151 240	3 742	196 670

	Écarts de conversion au titre des établissements à l'étranger	Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	Couverture de flux de trésorerie – risque de taux d'intérêt et risque lié aux prix de l'électricité	Quote-part de la couverture de flux de trésorerie des coentreprises et des entreprises associées – risque de taux d'intérêt et risque lié aux prix de l'électricité	Total
Solde au 1er janvier 2021	(33 612)	(4 832)	(66 010)	(7 242)	(111 696)
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	778	—	—	—	778
Profit de couverture	—	7 773	78 652	5 303	91 728
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	(3 044)	(2 367)	(2 746)	—	(8 157)
Recouvrement d'impôt différé connexe	—	—	(21 883)	(1 394)	(23 277)
Solde au 31 décembre 2021	(35 878)	574	(11 987)	(3 333)	(50 624)

24. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

	Exercices clos les 31 décembre	
	2022	2021
Débiteurs	(27 704)	(3 984)
Charges payées d'avance et autres	(1 493)	(5 472)
Fournisseurs et autres créditeurs	14 679	(11 999)
	(14 518)	(21 455)

b) Renseignements supplémentaires

	Exercices clos les 31 décembre	
	2022	2021
Charges financières payées relativement aux activités d'exploitation avant les intérêts sur les contrats de location	(221 662)	(185 324)
Intérêts payés sur les contrats de location relativement aux activités d'exploitation	(6 699)	(4 533)
Intérêts inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(1 654)	(3 025)
Intérêts sur les contrats de location inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(397)	(1 815)
Total des charges financières	(230 412)	(194 697)
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Variation des immobilisations corporelles impayées	36 444	(29 012)
Crédits d'impôt à l'investissement	8 535	14 070
Variation des autres actifs non courants	261	—
Variation des coûts de développement de projets impayés	546	1 874
Réévaluation des autres passifs	(41 276)	(23 748)
Évaluation initiale des autres passifs	11 453	8 447
Nouvelle obligation aux termes de l'accord de financement	—	19 642
Actions ordinaires émises par suite de la conversion de débetures convertibles	—	2 306
Actions ordinaires émises par le biais de la rémunération fondée sur des titres de capitaux propres	2 114	3 174
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	1 301	3 312
Actions ordinaires émises au moment de l'acquisition	—	89 437

c) Variations des passifs issus des activités de financement

	Exercices clos les 31 décembre	
	2022	2021
Variations des prêts et emprunts à long terme		
Dette à long terme au début de la période	4 924 435	4 813 881
Augmentation de la dette à long terme	1 737 819	1 686 133
Remboursement de la dette à long terme	(1 509 591)	(1 568 183)
Reclassement des intérêts à payer	23 315	—
Paiement des frais de financement différés	(20 278)	(3 381)
Acquisitions d'entreprises (note 4)	478 488	196 505
Crédits d'impôt à l'investissement	—	(117 904)
Attributs fiscaux	(2 453)	(43 290)
Crédits d'impôt sur la production	(64 729)	(47 985)
Déventures convertibles converties en actions ordinaires	—	(2 306)
Autres charges financières hors trésorerie	62 715	55 022
Écarts de change, montant net	129 489	(44 057)
Prêts et emprunts à long terme à la fin de la période	5 759 210	4 924 435

25. FILIALES NON ENTIÈREMENT DÉTENUES

Nom des filiales	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par les détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		Bénéfice (perte) attribué(e) aux participations ne donnant pas le contrôle pour les exercices clos les		Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	
		31 décembre 2022	31 décembre 2021	31 décembre 2022	31 décembre 2021	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Canada	49,99 %	49,99 %	(18 770)	(6 044)	19 151	37 921
Kwoiek Creek Resources L.P. ^{1,2}	Canada	50,00 %	50,00 %	(2 942)	(1 471)	(17 826)	(14 884)
Parc éolien Mesgi'g Ugiu's'n (MU) S.E.C. ^{1,2}	Canada	50,00 %	50,00 %	11 303	11 402	(5 391)	(6 189)
Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C.	Canada	49,99 %	49,99 %	(3 003)	(1 750)	(18 694)	(15 691)
Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales ³	Canada/ Europe	— %	30,45 %	3 999	715	—	(2 244)
Mountain Air Alternatives LLC et ses filiales ⁴	États-Unis	— %	37,75 %	2 044	2 446	—	57 537
Innergex HQI USA LLC et ses filiales ²	États-Unis	50,00 %	50,00 %	(423)	1 319	186 595	203 189
Autres	Divers	Divers	Divers	(1 704)	(206)	6 397	7 929
				(9 496)	6 411	170 232	267 568

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans la filiale.
2. Selon les modalités des contrats en vertu desquels ces entités ont été établies, la Société est exposée et a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice, et elle a la capacité actuelle de diriger les activités de ces entités qui influent le plus sur les rendements.
3. Le 4 octobre 2022, la Société a acquis la participation restante dans Société en commandite Innergex Europe (2015). Il y a lieu de se reporter à la note 4 c).
4. Le 14 décembre 2022, la Société a acquis la participation restante dans Mountain Air Alternatives LLC. Il y a lieu de se reporter à la note 4 c).

L'information financière relative à chacune des filiales de la Société ayant des participations ne donnant pas le contrôle importantes est résumée ci-après, avant les éliminations intragroupes.

	Exercice clos le 31 décembre 2022						
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte- Marguerite	Innergex Europe (période de 277 jours) ^{1,2}	Mountain Air (période de 348 jours) ³	Innergex HQI USA
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global							
Produits	38 130	14 870	58 966	9 484	58 311	35 392	54 525
Charges	75 675	20 753	28 841	15 491	45 176	29 974	55 371
(Perte nette) bénéfice net	(37 545)	(5 883)	30 125	(6 007)	13 135	5 418	(846)
Autres éléments du résultat global	—	—	2 602	—	24 491	10 577	24 885
Total du résultat global	(37 545)	(5 883)	32 727	(6 007)	37 626	15 995	24 039
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :							
Propriétaires de la société mère	(18 775)	(2 941)	18 822	(3 004)	9 136	3 374	(423)
Participations ne donnant pas le contrôle	(18 770)	(2 942)	11 303	(3 003)	3 999	2 044	(423)
	(37 545)	(5 883)	30 125	(6 007)	13 135	5 418	(846)
Total du résultat global attribuable aux :							
Propriétaires de la société mère	(18 775)	(2 941)	20 447	(3 004)	26 169	9 958	12 020
Participations ne donnant pas le contrôle	(18 770)	(2 942)	12 280	(3 003)	11 457	6 037	12 019
	(37 545)	(5 883)	32 727	(6 007)	37 626	15 995	24 039
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie							
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	1 177	6 294	44 634	2 817	91 860	19 573	43 212
Sorties de trésorerie liées aux activités de financement	(13 342)	(2 021)	(45 016)	(2 913)	(71 036)	(17 365)	(57 225)
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement	(2 650)	(1 745)	(689)	731	58	(330)	—
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	—	—	—	—	(3 547)	742	445
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(14 815)	2 528	(1 071)	635	17 335	2 620	(13 568)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	11 482	—	—	7 387	28 613

1. Le 4 octobre 2022, la Société a acquis la participation restante dans Société en commandite Innergex Europe (2015).

2. Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation comprennent un profit réalisé de 43 458 \$ sur la monétisation de contrats de change à terme euro-dollar canadien. Les sorties de trésorerie liées aux activités de financement comprennent le remboursement de débentures pour une contrepartie totale de 96 350 \$, partiellement compensé par un apport de capital de la société mère d'un montant de 53 042 \$.

3. Le 14 décembre 2022, la Société a acquis la participation restante dans Mountain Air Alternatives LLC.

Exercice clos le 31 décembre 2021

	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte- Marguerite	Innergex Europe	Mountain Air	Innergex HQI USA
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global							
Produits	51 296	18 216	56 761	11 611	88 593	36 101	15 678
Charges	63 386	21 158	25 363	15 111	86 245	29 609	13 040
(Perte nette) bénéfice net	(12 090)	(2 942)	31 398	(3 500)	2 348	6 492	2 638
Autres éléments du résultat global	—	—	2 339	—	6 818	(258)	10 332
Total du résultat global	(12 090)	(2 942)	33 737	(3 500)	9 166	6 234	12 970
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :							
Propriétaires de la société mère	(6 046)	(1 471)	19 996	(1 750)	1 633	4 046	1 319
Participations ne donnant pas le contrôle	(6 044)	(1 471)	11 402	(1 750)	715	2 446	1 319
	(12 090)	(2 942)	31 398	(3 500)	2 348	6 492	2 638
Total du résultat global attribuable aux :							
Propriétaires de la société mère	(6 046)	(1 471)	21 486	(1 750)	6 375	3 880	6 485
Participations ne donnant pas le contrôle	(6 044)	(1 471)	12 251	(1 750)	2 791	2 354	6 485
	(12 090)	(2 942)	33 737	(3 500)	9 166	6 234	12 970
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie							
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	19 912	551	39 227	2 339	40 376	14 636	10 870
Sorties de trésorerie liées aux activités de financement	(12 295)	(1 996)	(40 337)	(2 637)	(35 642)	(14 002)	—
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement	(1 885)	(2 115)	(356)	(2)	(2 961)	—	—
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	—	—	—	—	(4 125)	—	274
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	5 732	(3 560)	(1 466)	(300)	(2 352)	634	11 144
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	9 769	—	—	4 617	—

Sommaire des états de la situation financière

Au 31 décembre 2022					
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte-Marguerite	Innergex HQI USA
Actifs courants	14 035	6 014	21 937	2 319	11 877
Actifs non courants	539 070	164 068	260 700	114 685	368 126
	553 105	170 082	282 637	117 004	380 003
Passifs courants	29 399	17 409	17 252	9 608	2 512
Passifs non courants	448 380	196 552	233 333	128 223	4 292
Capitaux propres (déficit) attribuables aux propriétaires	56 175	(26 053)	37 443	(2 133)	186 604
Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	19 151	(17 826)	(5 391)	(18 694)	186 595
	553 105	170 082	282 637	117 004	380 003

Au 31 décembre 2021							
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte-Marguerite	Innergex Europe	Mountain Air	Innergex HQI USA
Actifs courants	33 400	7 640	20 327	2 237	63 729	16 154	22 345
Actifs non courants	550 515	164 945	272 273	118 392	802 868	300 334	388 646
	583 915	172 585	292 600	120 629	866 597	316 488	410 991
Passifs courants	29 661	12 139	16 188	8 759	142 878	7 151	587
Passifs non courants	441 383	198 442	246 488	126 690	776 687	150 819	4 018
Capitaux propres (déficit) attribuables aux propriétaires	74 950	(23 112)	36 113	871	(50 724)	100 981	203 197
Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	37 921	(14 884)	(6 189)	(15 691)	(2 244)	57 537	203 189
	583 915	172 585	292 600	120 629	866 597	316 488	410 991

26. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

a) Rémunération des principaux dirigeants

Le tableau suivant présente les transactions que la Société a conclues avec ses principaux dirigeants. Les membres du conseil d'administration ainsi que le président et chef de la direction, le chef de la direction financière, le chef de la direction administrative, le chef de la direction des affaires juridiques et secrétaire, la chef de la direction des ressources humaines et tous les vice-présidents principaux et vice-présidents font partie de ce groupe.

	Exercices clos les 31 décembre	
	2022	2021
Salaires et avantages à court terme	7 670	7 188
Jetons de présence	1 016	1 072
Régime d'actions liées au rendement	3 172	3 205
Paievements fondés sur des actions	35	87
	11 893	11 552

b) Transactions avec des associés

Les transactions entre parties liées menées dans le cours normal des activités sont évaluées à la juste valeur, soit le montant déterminé et convenu par les parties liées, à moins que des exigences particulières aux termes des IFRS ne justifient un traitement différent.

Les filiales de la Société ont conclu les transactions suivantes avec des associés :

- Actions ordinaires émises à Hydro-Québec en 2022 et 2021 (voir la note 22 - Capital des actionnaires)
- Ventes effectuées dans le cadre des CAÉ avec Hydro-Québec (voir la note 31 - Principaux clients)
- EVLO, une filiale d'Hydro-Québec, a fourni des batteries dans le cadre du projet de stockage d'énergie Tonerre
- Acquisition de la participation restante dans Société en commandite Innergex Europe (2015) de son associé, le Régime de rentes du Mouvement Desjardins (voir la note 4, Acquisitions d'entreprises)
- Acquisition de la participation restante dans Mountain Air Alternatives LLC de son associé, une société affiliée de Metlife Investment Management (voir la note 4, Acquisitions d'entreprises)

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

Informations à fournir à l'égard de la juste valeur

Le tableau qui suit présente la valeur comptable et la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, y compris leur niveau dans la hiérarchie des justes valeurs. Il ne contient pas de renseignements sur la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur si la valeur comptable correspond à une estimation raisonnable de la juste valeur. La Société a déterminé que la valeur comptable de ses actifs et passifs financiers courants, ainsi que de ses titres garantis par des gouvernements inclus dans les comptes de réserve, s'approchait raisonnablement de leur juste valeur respective en raison de leur nature à court terme et de leur grande liquidité.

	Niveau de la juste valeur	Au 31 décembre 2022		Au 31 décembre 2021	
		Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers non courants évalués au coût amorti					
Autres investissements inclus dans les autres actifs à long terme	Niveau 2	17 178	17 178	1 420	1 420
Passifs financiers non courants évalués au coût amorti					
Prêts et emprunts à long terme	Niveau 2	5 759 210	5 934 241	4 924 435	5 027 286
Instruments financiers dérivés évalués à la juste valeur					
Swaps de taux d'intérêt	Niveau 2	98 138	98 138	(78 482)	(78 482)
Contrats de change à terme	Niveau 2	(3 555)	(3 555)	2 485	2 485
Couvertures du prix de l'électricité et couvertures de base	Niveau 3	(69 333)	(69 333)	16 559	16 559

Autres placements

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

Prêts et emprunts à long terme

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

Swaps de taux d'intérêt

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

Contrats de change à terme

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

Couvertures du prix de l'électricité

La juste valeur des couvertures du prix de l'électricité est évaluée au moyen d'un modèle d'actualisation des flux de trésorerie. Le calcul de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité donne lieu à une incertitude de mesure, car les courbes de prix de l'électricité sont établies selon diverses méthodes et hypothèses qui tiennent compte de certaines données non observables. Au 31 décembre 2022, les prix de l'électricité à terme utilisés dans le calcul de la juste valeur étaient les suivants :

En ce qui a trait à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 30,48 \$ US à 100,10 \$ US le MWh entre le 1er janvier 2023 et le 30 juin 2031.

En ce qui a trait aux couvertures du prix de l'électricité de Salvador, les prix à terme de l'électricité du point d'injection de Polpaico devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 0,19 \$ US à 127,44 \$ US le MWh entre le 1er janvier 2023 et le 31 décembre 2030.

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

Couverture du prix de l'électricité de Phoebe : La juste valeur de la couverture du prix de l'électricité est tirée des prix à terme de l'électricité qui ne sont pas établis en fonction des données observables du marché pour l'ensemble de la période contractuelle. Les courbes des prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South sont conçues en utilisant diverses hypothèses en fonction des données de marché observables suivantes disponibles à la date d'évaluation : 1) une combinaison des prix observables et des cours des courtiers hors cote obtenus jusqu'en novembre 2030; et 2) pour les sept mois restant jusqu'en juin 2031, les prix extrapolés qui reposent sur le taux de croissance implicite des contrats à terme normalisés sur le prix NYMEX du gaz naturel.

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

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

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

Réforme des taux d'intérêt de référence

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

Taux interbancaire offert à Londres (« LIBOR »)

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

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

Il existe une incertitude quant au moment et à la manière dont le remplacement pourrait se produire en ce qui concerne les éléments couverts et les instruments de couverture pertinents. Une telle incertitude pourrait avoir une incidence sur la relation de couverture, laquelle pourrait connaître une inefficacité attribuable aux attentes des intervenants du marché quant au moment où le passage du taux de référence IBOR existant à un taux d'intérêt de référence de rechange aura lieu. Cette transition pourrait se produire à des moments différents pour l'élément couvert et l'instrument de couverture, ce qui pourrait occasionner une inefficacité de la couverture. La Société a évalué ses instruments de couverture indexés au LIBOR en utilisant les cours du marché disponibles pour des instruments fondés sur le LIBOR de même nature et d'échéance similaire, et a évalué le cumul des variations de la valeur actualisée des flux de trésorerie couverts attribuable aux variations du LIBOR sur une base similaire. Le montant nominal de l'exposition de la Société au LIBOR désigné dans les relations de couverture s'établissait à 207 200 \$ US (280 632 \$) au 31 décembre 2022.

Canadian Dollar Offered Rate (« CDOR »)

Bien que le CDOR ne devrait pas être retiré immédiatement, la Banque du Canada s'attend à ce que sa pertinence diminue, comme celle d'autres indices de référence fondés sur le crédit, à mesure que les marchés mondiaux se tournent vers les taux sans risque. Alors que les durées de 1 mois, de 2 mois et de 3 mois ne devraient pas être touchées dans un avenir prévisible, le calcul et la publication du taux CDOR d'une durée de 6 mois et de 12 mois ont cessé à compter du 17 mai 2021, ce qui n'a eu aucune incidence sur la Société.

Taux interbancaire offert en euros (« EURIBOR »)

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

Gestion des risques financiers

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

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

a. Risque de marché

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

i) Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt s'entend du risque que les flux de trésorerie futurs ou la juste valeur d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Les actifs financiers et les passifs financiers à taux d'intérêt variable exposent la Société à un risque de taux d'intérêt lié aux flux de trésorerie. Le risque que la Société réalise une perte à la suite d'une baisse de la juste valeur d'un titre à court terme inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie et les placements à court terme est limité, car ces placements, bien que facilement convertibles en trésorerie, sont généralement détenus jusqu'à leur échéance.

L'exposition des flux de trésorerie de la Société au risque de taux d'intérêt concerne principalement les prêts et emprunts à long terme à taux variable. La direction atténue ce risque en concluant des accords de financement à taux fixe ou des accords de swap de taux d'intérêt liés à ses accords de financement à taux variable. De temps à autre, la Société peut conclure des contrats à terme sur obligations pour précouverture du risque de taux d'intérêt lié aux futures émissions de dette en fixant un taux d'intérêt pendant la période précédant l'exécution de l'accord de financement.

La Société a désigné les instruments financiers dérivés suivants comme couverture de flux de trésorerie¹ :

Projet	Devise du notionnel ²	Taux variable	Taux du swap	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeurs nominales	
						31 décembre 2022	31 décembre 2021
Siège social							
Innergex	CAD	CDOR	2,18 %	2027	2023	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,33 %	2028	2023	30 000	30 000
Innergex	CAD	CDOR	2,33 %	2028	2023	52 600	52 600
Innergex	CAD	CDOR	2,33 %	2024	Aucune	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,30 %	2024	Aucune	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	4,25 %	2031	2022	26 585	28 855
Innergex	CAD	CDOR	1,89 %	2029	2023	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	1,92 %	2029	2023	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,08 %	2034	2029	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,12 %	2034	2023	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,24 %	2049	2029	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,19 %	2049	2029	25 000	25 000
Innergex	CAD	CDOR	3,97 %	2025	Aucune	50 000	—
Innergex	USD	SOFR	3,00 %	2051	2023	81 854	—
Alterra	CAD	CDOR	2,57 %	2031	Aucune	100 000	—
Alterra	CAD	CDOR	2,60 %	2031	Aucune	12 500	—
Alterra	CAD	CDOR	2,51 %	2028	Aucune	42 500	—
Secteur de la production hydroélectrique							
Ashlu Creek	CAD	CDOR	4,70 %	2035	2025	37 654	39 588
Ashlu Creek	CAD	CDOR	4,70 %	2035	2025	37 654	39 588
Fitzsimmons Creek	CAD	CDOR	2,85 %	2041	2022	16 372	16 821
Duquenco	USD	LIBOR	1,05 %	2033	Aucune	—	114 966
Coyanco	USD	LIBOR	1,01 %	2031	Aucune	7 487	7 621
Secteur de la production éolienne							
Rougemont 1	EUR	EURIBOR	1,30 %	2032	Aucune	49 787	53 645
Rougemont 2	EUR	EURIBOR	1,30 %	2032	Aucune	30 455	32 781
Rougemont 2	EUR	EURIBOR	1,48 %	2032	Aucune	27 647	29 758
Vaites	EUR	EURIBOR	1,28 %	2032	Aucune	52 746	57 046
Cartier	CAD	CDOR	2,83 %	2032	Aucune	402 430	445 905
Mesgi'g Ugju's'n	CAD	CDOR	1,91 %	2026	Aucune	50 470	63 654
Cholletz	EUR	EURIBOR	2,64 %	2030	Aucune	9 296	10 387
Foard City	USD	LIBOR	2,07 %	2029	2026	10 466	11 442
Foard City	USD	LIBOR	2,43 %	2029	2026	7 699	9 299
Mountain Air	USD	LIBOR	2,03 %	2029	Aucune	19 051	19 311
Secteur de la production solaire							
Stardale	CAD	CDOR	3,60 %	2032	Aucune	64 021	66 613
Phoebe	USD	LIBOR	3,07 %	2037	2026	130 753	125 968
Kokomo	USD	LIBOR	1,85 %	2026	Aucune	4 854	4 861
Spartan	USD	LIBOR	2,31 %	2024	Aucune	10 957	10 846
Hillcrest	USD	LIBOR	0,95 %	2041	2028	89 363	89 214
HP Solar I	USD	SOFR	2,40 %	2048	2041	55 519	—
Pampa Elvira	USD	LIBOR	1,90 %	2022	Aucune	—	2 252
						1 695 720	1 548 021

1. La Société applique un ratio de couverture de 1:1 et détermine l'existence d'une relation économique entre l'instrument de couverture et l'élément couvert sur la base des taux d'intérêt de référence, des échéances et des valeurs nominales. La Société évalue si le dérivé désigné dans chaque relation de couverture est censé être efficace pour compenser les variations des flux de trésorerie de l'élément couvert en utilisant la méthode du dérivé hypothétique.

2. Les swaps en dollars américains sont convertis au taux fixe de 1,3544 \$ CA et les swaps en euros sont convertis au taux fixe de 1,4458 \$ CA.

Sensibilité

Une variation raisonnablement possible de 10 points de base des taux d'intérêt à la date de clôture aurait entraîné une augmentation (une diminution) du bénéfice (de la perte) et des autres éléments du résultat global correspondant aux montants indiqués dans le tableau ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

	Bénéfice (perte)		Autres éléments du résultat global	
	Augmentation de 10 pdb	Diminution de 10 pdb	Augmentation de 10 pdb	Diminution de 10 pdb
31 décembre 2022				
Swaps de taux d'intérêt	27	(27)	8 470	(8 554)
31 décembre 2021				
Swaps de taux d'intérêt	150	(23)	8 568	(8 758)

ii) Risque de change

Le risque de change s'entend du risque que les flux de trésorerie futurs ou la juste valeur d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des taux de change, à savoir le dollar américain et l'euro par rapport au dollar canadien.

La Société est exposée au risque de change transactionnel dans la mesure où il existe un décalage entre les différentes devises dans lesquelles sont libellés les ventes, les achats, les créances et les emprunts et les monnaies fonctionnelles respectives de la Société et de ses filiales. En dehors de la construction de projets de production d'énergie renouvelable, ces risques transactionnels sont limités étant donné que la majorité des transactions sont effectuées dans les monnaies fonctionnelles respectives de la Société ou de ses filiales.

La Société a des filiales en Europe dont les produits, déduction faite des charges qu'elles engagent, sont rapatriés au Canada. Les contrats de change à terme de la Société sont libellés en euros. Les fonds rapatriés qui ne sont pas utilisés aux fins du service des contrats de change à terme libellés en euros sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date de conversion.

La Société a désigné les instruments financiers dérivés suivants comme couverture d'investissement net¹ :

Contrats	Échéance	Valeurs nominales	
		31 décembre 2022	31 décembre 2021
Contrats utilisés pour couvrir le risque de change			
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,4838 \$ CA pour 1 €	2024	115 317	—
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7220 \$ CA pour 1 €	2022	—	147 097
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2042 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7196 \$ CA pour 1 €	2022	—	42 817
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,6650 \$ CA pour 1 €	2023	—	97 509
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7516 \$ CA pour 1 €	2023	—	143 753
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7698 \$ CA pour 1 €	2023	—	69 436
		115 317	500 612

1. La Société applique un ratio de couverture de 1:1. La Société détermine l'existence d'une relation économique entre l'instrument de couverture et l'élément couvert en fonction de la devise et des valeurs nominales. La Société évalue si le dérivé désigné dans chaque relation de couverture est censé être efficace pour compenser les variations des flux de trésorerie de l'élément couvert en utilisant la méthode du dérivé hypothétique.

Sensibilité

Un renforcement (affaiblissement) raisonnablement possible de 1 % de l'euro par rapport au dollar canadien à la date de clôture aurait augmenté (diminué) le bénéfice (la perte) et les autres éléments du résultat global des montants indiqués ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

	Bénéfice (perte)		Autres éléments du résultat global	
	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %
31 décembre 2022				
Contrats de change à terme	(140)	140	(642)	643
31 décembre 2021				
Contrats de change à terme	(3 127)	3 126	(854)	855

iii) Risque de prix de l'électricité

Le risque de prix de l'électricité s'entend du risque que les flux de trésorerie futurs ou la juste valeur d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des cours du marché de l'électricité.

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

Couverture du prix de l'électricité de Phoebe

Dans le cadre du projet solaire Phoebe, la Société est assujettie à un contrat de couverture du prix de l'électricité de 12 ans venant à échéance le 30 juin 2031. La couverture du prix de l'électricité a été désignée aux fins de la comptabilité de couverture jusqu'au 30 septembre 2019. La direction a révisé, avec prise d'effet le 1er octobre 2019, sa méthodologie de calcul des prix à terme du point d'injection afin de refléter plus fidèlement le risque de différentiel. Par conséquent, la couverture du prix de l'électricité de Phoebe ne répond plus aux critères d'efficacité de la couverture. La couverture du prix de l'électricité de Phoebe est comptabilisée à la juste valeur, et les variations sont comptabilisées à titre de variations de la juste valeur des instruments financiers. La perte nette latente comptabilisée à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers s'est chiffrée à 74 805 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Sensibilité

Une variation raisonnablement possible de 10 % des prix à terme du réseau ERCOT South à la date de clôture aurait entraîné une augmentation (une diminution) du bénéfice (de la perte) et des autres éléments du résultat global correspondant aux montants indiqués dans le tableau ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

	Bénéfice (perte)	
	Augmentation de 10%	Diminution de 10 %
31 décembre 2022		
Couverture du prix de l'électricité	(29 895)	29 895
31 décembre 2021		
Couverture du prix de l'électricité	(25 672)	26 329

Couvertures du prix de l'électricité de Salvador

En vertu du projet solaire Salvador, la Société est assujettie à un portefeuille de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») synthétiques, qui agissent à titre de couvertures du prix de l'électricité. Les couvertures du prix de l'électricité de Salvador sont comptabilisées à la juste valeur, et les variations ultérieures sont comptabilisées à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers. Le profit net latent comptabilisé à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers se chiffre à 7 267 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Sensibilité

Une variation raisonnablement possible de 10 % des prix à terme du point d'injection de Polpaico à la date de clôture aurait entraîné une augmentation (une diminution) du bénéfice (de la perte) et des autres éléments du résultat global correspondant aux montants indiqués dans le tableau ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

	Bénéfice (perte)	
	Augmentation de 10 %	Diminution de 10 %
31 décembre 2022		
Couverture du prix de l'électricité	(2 318)	2 318
31 décembre 2021		
Couverture du prix de l'électricité	(1 312)	1 312

iv) Comptabilité de couverture

Tous les instruments de couverture sont comptabilisés dans la tranche courante ou dans la tranche non courante des instruments financiers dérivés dans les états consolidés de la situation financière. Au 31 décembre 2022, les éléments suivants ont été désignés en tant qu'instruments de couverture afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt et le risque de change :

	Valeur comptable de l'instrument de couverture		
	Valeur nominale de l'instrument de couverture	Actifs	Passifs
Couvertures de flux de trésorerie :			
Risque de taux d'intérêt			
Swaps de taux d'intérêt	1 653 908	107 040	(4 023)
Couvertures d'un investissement net :			
Risque de change			
Contrats de change à terme	92 246	95	(3 013)

Le tableau suivant présente un sommaire de l'incidence des couvertures inefficaces et des profits (pertes) de couverture au 31 décembre 2022 :

	Variations de la juste valeur de l'instrument de couverture comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Couvertures inefficaces comptabilisées en résultat net	Montant provenant de la réserve de couvertures de flux de trésorerie reclassé en résultat net
Couverture de flux de trésorerie :			
Risque de taux d'intérêt			
Swaps de taux d'intérêt	224 168	2 756	1 165
Risque de prix de l'électricité			
Couverture du prix de l'électricité ¹	—	—	3 351
Couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger :			
Risque de change			
Contrats de change à terme	3 484	206	452

1. Le solde de la réserve de couverture de flux de trésorerie lié au risque de prix de l'électricité à laquelle la comptabilité de couverture n'est plus appliquée est de 26 081 \$.

L'inefficacité est comptabilisée dans la variation de la juste valeur des instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat.

En ce qui concerne les relations de couverture couvrant le risque de taux d'intérêt et le risque de change, l'ajustement en fonction de l'évaluation du crédit apporté à la juste valeur des dérivés de couverture et la désignation de dérivés de couverture dont la juste valeur est autre que nulle au moment de la conclusion de la relation de couverture peuvent entraîner l'inefficacité de la couverture.

b. Risque de crédit

Le risque de crédit s'entend du risque de perte financière pour la Société qui peut résulter du non-respect par une partie de ses obligations contractuelles. L'exposition maximale au risque de crédit à la date de clôture correspond à la valeur comptable des actifs financiers de la Société.

i) Trésorerie et équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et réserves

Au 31 décembre 2022, la Société détenait de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des liquidités soumises à des restrictions (note 12) et des réserves incluses dans les autres actifs à long terme (note 18). La Société limite son risque de crédit de contrepartie sur ces actifs en traitant avec de grandes institutions financières canadiennes hautement cotées et, dans une moindre mesure, avec de grandes institutions financières américaines et européennes. La Société n'a enregistré aucune perte de valeur sur ces actifs financiers.

ii) Débiteurs

La plupart des créances clients de la Société proviennent des ventes d'électricité effectuées à des sociétés de services publics, y compris Hydro-Québec, British Columbia Hydro and Power Authority, Hydro One Inc. et ses sociétés liées, Idaho Power Company et Électricité de France. Ces sociétés de services publics sont très bien notées par les différentes agences de notation.

Au Chili, la plupart des créances clients de la Société proviennent de l'électricité vendue à des sociétés de distribution, la majorité étant vendue à de grandes sociétés de distribution très bien notées par les différentes agences de notation.

Les débiteurs comprennent également les taxes à la consommation et les crédits d'impôt à l'investissement qui sont à recevoir des gouvernements, et ont trait principalement au développement et à la construction de projets.

Au 31 décembre 2022, 15 199 \$ (5 434 \$ en 2021) de clients et autres débiteurs étaient en souffrance depuis plus de 90 jours, et des radiations totales de créances dépréciées de 2 341 \$ (néant en 2021) ont été comptabilisées au cours de l'exercice. Étant donné que les pertes de crédit attendues sont minimes, les pertes de crédit attendues attribuables au vieillissement des créances n'ont pas été présentées.

iii) Dérivés

Une contrepartie est considérée comme admissible à effectuer des transactions avec la Société dans le cadre d'opérations de couverture de taux d'intérêt ou de devises si et tant que la contrepartie est une banque, une compagnie d'assurance, un courtier en valeurs mobilières, une banque d'investissement ou une autre institution financière, ou toute société affiliée à l'une d'entre elles dont la dette à long terme est notée « A- » (stable) (ou son équivalent) ou mieux par l'une des agences suivantes : i) Standard & Poor's Corporation, ii) Moody's Investor Services Inc., iii) DBRS Limited, ou iv) Fitch Ratings.

c. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société à effectuer les paiements des passifs au fur et à mesure qu'ils deviennent exigibles. Certaines clauses restrictives des contrats d'emprunt à long terme pourraient également empêcher la Société de rapatrier les fonds provenant de certaines filiales.

Des options de résiliation anticipée sont intégrées à certains instruments de couverture. L'exercice de telles options pourrait exposer la Société à un risque de liquidité. Si une option de résiliation anticipée devait être exercée, la perte réalisée présumée serait contrebalancée par les économies réalisées sur les charges futures, puisqu'une valeur négative découlerait d'un environnement où les taux réels sont plus favorables que les taux incorporés au swap.

La Société avait un fonds de roulement négatif de 123 665 \$ au 31 décembre 2022 (fonds de roulement négatif de 344 850 \$ en 2021). La Société estime que son fonds de roulement actuel et sa facilité de crédit à terme renouvelable sont suffisants pour combler ses besoins, et elle tient également compte de l'emprunt à terme non garanti subordonné de 150 000 \$ qui a été refinancé le 1er février 2023 et est classé comme courant au 31 décembre 2022 (se reporter à la note 20). La Société limite sa trésorerie excédentaire par le remboursement de sa facilité de crédit à terme renouvelable. Au besoin, la Société peut toutefois utiliser sa facilité de crédit à terme renouvelable, dont un montant de 174 877 \$ était disponible au 31 décembre 2022 (252 954 \$ en 2021). En outre, advenant une baisse des produits en raison de la diminution de la production ou de bris de matériel importants, la Société possède des comptes de réserve (tel qu'il est décrit à la note 18) et est couverte par des régimes d'assurance.

Le tableau suivant présente les flux de trésorerie contractuels des passifs financiers :

	Moins de un an	Entre un an et cinq ans	Plus de cinq ans	Total
Passifs financiers non dérivés				
Fournisseurs et autres créditeurs	248 659	—	—	248 659
Prêts et emprunts à long terme ¹	593 353	1 948 790	4 188 134	6 730 277
Autres passifs	254	9 603	36 249	46 106
Obligations locatives	4 878	15 135	53 729	73 742
Passifs financiers dérivés				
Swaps de taux d'intérêt	3 050	13 698	7 230	23 978
Contrats de change à terme	—	6 874	—	6 874
Couverture du prix de l'électricité	17 891	24 830	13 548	56 269
Total	868 085	2 018 930	4 298 890	7 185 905

1. Les flux de trésorerie contractuels comprennent le remboursement du capital et le versement des intérêts au titre de la dette.

28. ENGAGEMENTS

a. Contrats d'achat d'électricité

Installations du Québec

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 25 ans et qui viennent à expiration entre 2024 et 2046, Hydro-Québec a convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations et les parcs éoliens situés dans la province de Québec. Certaines installations sont tenues de fournir une quantité maximale et une quantité minimale convenues d'électricité au cours de chacune des périodes de 12 mois consécutifs. Les CAÉ venant à expiration sont renégociés en vertu des droits de renouvellement de la Société.

Le CAÉ de Portneuf a atteint la fin de sa durée initiale de 25 ans en mai 2021. La Société a fait parvenir à Hydro-Québec son avis de renouvellement automatique pour une durée additionnelle de 25 ans. Des discussions sur les modalités de renouvellement sont en cours conformément au processus de renouvellement du CAÉ initial.

Installations de la Colombie-Britannique

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 40 ans et qui viennent à expiration entre 2023 et 2057, British Columbia Hydro and Power Authority a convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations situées dans la province de la Colombie-Britannique.

Le 16 avril 2018, la Société et la bande Sekw'el'was de Cayoose Creek ont annoncé la conclusion d'une entente avec BC Hydro relative au renouvellement du contrat d'achat d'électricité de la centrale Walden North (le « renouvellement du CAÉ de Walden »). Cayoose Creek Power Limited Partnership et BC Hydro ont convenu de résilier le renouvellement du CAÉ de Walden conformément aux modalités de ce dernier et de continuer d'effectuer des transactions aux termes du contrat d'achat d'électricité initialement conclu entre BC Hydro et ESI Power Corp. daté du 16 août 1990 et de l'accord d'abstention initialement conclu entre BC Hydro et ESI Power-Walden Corporation daté du 1er avril 2014. La Société s'attend à ce que les négociations relatives au CAÉ avec BC Hydro reprennent sous peu, car cette dernière a déposé son nouveau régime intégré des ressources auprès de la BCUC.

Le 16 avril 2018, la Société a annoncé la conclusion d'une entente avec BC Hydro relative au renouvellement du CAÉ de la centrale Brown Lake pour une période de 40 ans (le « renouvellement du CAÉ de Brown Lake »). La Société et BC Hydro ont modifié le renouvellement du CAÉ de Brown Lake comme l'a suggéré la BCUC, afin que sa durée ne dépasse pas trois ans et se termine le 31 octobre 2022. La Société a signé une prolongation de trois mois qui est venue à échéance le 1er février 2023. Il a été décidé de ne pas renouveler le CAÉ de Brown Lake avec BC Hydro pour le moment. Des discussions concernant les possibilités de reprise du CAÉ sont en cours.

Installations de l'Ontario

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 30 ans et qui viennent à expiration entre 2025 et 2032, Hydro One Inc. et ses sociétés liées ont convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations situées en Ontario.

Installations de l'Europe

Aux termes des CAÉ, dont les durées sont de 15 ans et qui viennent à expiration entre 2024 et 2032, Électricité de France et S.I.C.A.E Oise ont convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par 10 des 16 installations situées en France.

Aux termes de CAÉ d'une durée de trois ans qui viennent à échéance en 2025, un preneur a convenu d'acheter l'énergie électrique produite par les installations Antoigné, Porcien et Vallottes situées en France.

Aux termes de CAÉ d'une durée de 10 ans qui viennent à échéance en 2032, un preneur a convenu d'acheter l'énergie électrique produite par les parcs éoliens Beaumont et Bois d'Anchat situés en France.

Le projet de stockage d'énergie Tonnerre a obtenu un contrat offrant des compléments de rémunération d'une durée de 7 ans, qui prévoit un contrat à prix fixe pour le certificat de capacité.

Installations des États-Unis

Aux termes d'un CAÉ, d'une durée de 35 ans qui vient à échéance en 2030, Idaho Power Company a convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par Horseshoe Bend Hydroelectric Corporation.

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 25 ans et qui viennent à expiration entre 2036 et 2042, les clients ont convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par les parcs solaires Kokomo et Spartan.

Aux termes d'un CAÉ d'une durée de 15 ans qui vient à échéance en 2034, un client a convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par le parc solaire Hillcrest.

Aux termes d'un CAÉ d'une durée de 20 ans qui vient à échéance en 2033, Idaho Power Company a convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par les parcs éoliens de Mountain Air.

Aux termes d'un CAÉ d'une durée de 6 ans qui vient à échéance en 2027, Niagara Mohawk Power Corporation a convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par les centrales hydroélectriques Curtis Mills et Palmer Falls situées dans l'État de New York.

Installations du Chili

Aux termes d'un CAÉ d'une durée de 10 ans qui vient à échéance en mars 2023, le client a convenu d'acheter la totalité de l'énergie produite par le parc solaire Pampa Elvira situé au Chili. La direction négocie actuellement la prolongation du contrat jusqu'au 31 décembre 2032. Actuellement, le processus se poursuit avec une offre ferme convenue en cours de rédaction et la signature de contrats.

Aux termes de CAÉ dont les durées varient de 4 à 8 ans et qui viennent à échéance entre 2023 et 2026, les clients ont convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par les centrales hydroélectriques Peuchén et Mampil situées dans la région de Bio-Bio.

Aux termes de CAÉ dont les durées varient de 2 à 4 ans et qui viennent à échéance entre 2025 et 2026, les clients ont convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par la centrale hydroélectrique Guayacán.

Aux termes de CAÉ d'une durée de 20 ans qui viennent à échéance entre 2036 et 2041, les clients ont convenu d'acheter une partie de l'électricité produite par les parcs éoliens Sarco, Cuel et Aurora.

b. Autres engagements

i) Centrales hydroélectriques

La Société et ses filiales ont conclu des contrats de redevances et d'autres engagements à l'égard de municipalités environnantes, de propriétaires de terrains et de l'exploitation des centrales hydroélectriques.

Centrale d'Ashlu Creek

La participation dans les actifs du projet sera cédée à une Première Nation en 2049 pour une contrepartie financière symbolique.

Centrale de Boulder Creek

Quarante pour cent de la participation de la Société dans le projet sera cédée à l'associé, une Première Nation, en 2057, sans contrepartie financière.

Centrale de Big Silver

Cinquante pour cent des actifs du projet seront cédés à l'un des associés des Premières Nations en 2056, sans contrepartie financière.

Installation de Glen Miller

Glen Miller Power, Limited Partnership a conclu un contrat de location de 30 ans se terminant en décembre 2035, à l'égard de l'emplacement en exploitation commerciale. Le contrat de location comporte une option de prolongation de 15 ans selon des modalités à négocier.

Glen Miller Power, Limited Partnership s'est engagée à rendre l'installation au locateur de l'emplacement, à la fin du contrat de location, sans contrepartie financière.

Harrison Hydro L.P.

La participation dans Douglas Creek Project L.P. et dans Tipella Creek Project L.P. sera cédée à une Première Nation en 2069, sans contrepartie financière.

Centrale de Kwoiek Creek

La propriété du projet par la Société sera transférée en 2054 à l'associé, une Première Nation, sans contrepartie financière. Par la suite, la Société recevra une redevance fondée sur un pourcentage des produits bruts, déduction faite des coûts d'exploitation.

Installation de Rutherford Creek

Rutherford L.P. a convenu de verser un certain montant aux anciens propriétaires après l'expiration du CAÉ de Rutherford Creek en 2024. Ce montant est fonction de la différence entre le prix de vente d'électricité alors en vigueur et le dernier prix de vente d'électricité aux termes du contrat, ajusté chaque année après la fin de ce contrat à 50 % de l'augmentation ou de la diminution de l'IPC au cours des 12 derniers mois. Ce montant correspondra à 35 % des produits bruts attribuables à cette différence, pour la période de 20 ans suivant l'expiration du contrat d'achat d'électricité. La portion du paiement correspondra à 30 % des produits bruts attribuables à cette différence après la période de 20 ans. Cette obligation est garantie par la centrale de Rutherford L.P., mais subordonnée à l'emprunt à terme.

Centrale de Tretheway

Cinquante pour cent de la participation de la Société sera cédée à une Première Nation en 2055, sans contrepartie financière.

Centrale d'Upper Lillooet

Quarante pour cent de la participation de la Société dans le projet sera cédée à l'associé, une Première Nation, en 2057, sans contrepartie financière.

ii) Parcs éoliens

La Société et ses filiales ont conclu des contrats de redevances et d'autres engagements liés à des montants à mettre de côté pour le démantèlement des composantes des parcs éoliens, ainsi que des engagements envers certaines municipalités environnantes, envers des propriétaires de terrains et à l'égard de l'exploitation des parcs éoliens.

Europe

Les filiales françaises ont conclu des engagements qui se rapportent à des baux fonciers et à des contrats d'entretien et de gestion relatifs à l'exploitation des parcs éoliens.

iii) Parcs solaires

Stardale Solar L.P. et Phoebe Energy Project LLC ont conclu des contrats d'exploitation et d'entretien des parcs solaires respectifs.

Hale Kuawehi Solar LLC a conclu un accord d'ingénierie, d'achat et de fourniture pour la construction du projet solaire à Hawaii, aux États-Unis.

c. Sommaire des engagements

Au 31 décembre 2022, les paiements prévus au titre des engagements sont les suivants :

Années des paiements prévus	Moins de 1 an	De 1 à 5 ans	Par la suite	Total
Obligations d'achat	36 437	175 830	369 293	581 560
Paiements variables au titre des contrats de location	2 095	8 720	5 436	16 251
Total	38 532	184 550	374 729	597 811

29. ÉVENTUALITÉS

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

Avis de réduction de BC Hydro

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

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

Innergex a contesté que la pandémie et les mesures gouvernementales connexes empêchaient de quelque façon que ce soit BC Hydro de respecter ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettaient d'invoquer les dispositions de « force majeure » des CAÉ pour suspendre ces obligations. Innergex reconnaît que BC Hydro conserve des droits de « fermeture » en vertu des CAÉ, qui lui permettent d'exiger d'Innergex qu'elle contraigne ou arrête ses installations dans certaines circonstances, notamment pour éviter un risque pour la sécurité ou la stabilité. Lorsque BC Hydro exerce ce droit, elle est tenue, en vertu des CAÉ, d'indemniser Innergex pour l'énergie qui aurait été produite dans les installations en l'absence de la réduction. Innergex s'est conformée à la demande de réduction de BC Hydro, mais l'a fait sous toute réserve, cherchant à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus. Pour la période allant du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction se sont élevés à 12 456 \$ (14 183 \$ sur la base des produits proportionnels¹). Le litige a été réglé au premier trimestre 2022 à la satisfaction d'Innergex.

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

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

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

¹ Les produits proportionnels ne sont pas une mesure reconnue par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la note 31, Information sectorielle, pour obtenir plus d'information.

Entente IAC d'Innavik

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

30. GESTION DU CAPITAL

La stratégie de la Société relativement à la gestion de son capital consiste i) à aménager 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.

La Société compte atteindre ses objectifs :

- en préservant la capacité de production et en améliorant l'exploitation de ses centrales hydroélectriques, de ses parcs éoliens et de ses parcs solaires;
- en acquérant et en aménageant de nouvelles installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables.

La Société maintient sa capacité de production en investissant les liquidités nécessaires pour entretenir et constamment mettre à niveau son matériel. La Société investit également chaque année dans une réserve pour travaux d'entretien majeurs afin de financer tout travail d'entretien important des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens ou des installations solaires qui pourrait être nécessaire pour préserver la capacité de production de la Société.

La Société détermine le montant du capital requis, et sa répartition entre la dette et les capitaux propres, aux fins de l'acquisition et de l'aménagement 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.

La Société détient une réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne. Cette réserve pourrait être utilisée dans le cas où l'encaisse distribuable nette pour n'importe quelle année serait moins élevée que prévu en raison des fluctuations normales en matière d'hydrologie ou de régime de vent, ou encore en raison d'autres facteurs imprévus.

Le capital de la Société est composé des prêts et emprunts à long terme et des capitaux propres. Le total du capital s'élevait à 7 245 637 \$ au 31 décembre 2022.

Les capitaux propres de la Société servent principalement à financer le développement de projets. La Société a recours aux prêts et emprunts à long terme pour financer la construction de ses installations. Elle prévoit financer de 70 % à 85 % de ses coûts de construction principalement au moyen de financement par emprunt à long terme sans recours ou, pour les projets admissibles aux États-Unis, au moyen de financement par participation au partage fiscal.

Le développement et la construction de nouvelles installations, le développement de projets, les charges liées aux projets potentiels et les autres dépenses d'investissement seront financés au moyen des fonds provenant de l'exploitation des installations de la Société, des emprunts et/ou de l'émission d'actions additionnelles. Si les sources de capital externes, y compris l'émission de titres supplémentaires de la Société, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité de la Société d'investir les capitaux nécessaires afin de construire de nouvelles installations ou d'entretenir des installations existantes sera compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables afin de financer le développement ou l'expansion.

En vertu des modalités des facilités de crédit renouvelables, la Société a besoin de maintenir un ratio de levier financier et un ratio de couverture des intérêts. Si les ratios ne sont pas atteints, le prêteur a la capacité de rappeler la facilité.

En ce qui concerne le financement sans recours propre à des projets précis, certaines filiales de la Société doivent maintenir un ratio de couverture de la dette minimal. Si les ratios du financement d'un projet en particulier ne sont pas atteints, les prêteurs pourraient rappeler ce prêt. Certaines clauses financières restrictives pourraient également empêcher les filiales de verser des distributions à la Société.

Toutes les clauses restrictives sont revues sur une base régulière par la Société. Au 31 décembre 2022, la Société et ses filiales respectaient toutes les conditions financières et non financières importantes liées 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 ou CAÉ conclus par diverses filiales de la Société pourraient limiter la capacité de ces filiales de virer des fonds à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations.

Les objectifs, les politiques et les procédures en matière de gestion de capital de la Société visent à assurer la stabilité et la durabilité du dividende à payer à ses actionnaires et le développement ou l'acquisition d'installations de production d'énergie.

31. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs opérationnels

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

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

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

Exercice clos le 31 décembre 2022				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	336 645	420 529	113 320	870 494
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	44 328	16 207	—	60 535
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	64 729	—	64 729
Produits proportionnels sectoriels	380 973	501 465	113 320	995 758
BAIIA ajusté sectoriel	250 510	317 487	89 021	657 018
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	34 554	12 164	—	46 718
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	64 729	—	64 729
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	285 064	394 380	89 021	768 465

Exercice clos le 31 décembre 2022				
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs ¹
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	110 181	24 840	—	135 021
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises	—	572 284	22 188	594 472
Ajouts d'immobilisations corporelles	5 502	5 313	1 814	12 629

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

Exercice clos le 31 décembre 2021				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	277 302	349 786	120 120	747 208
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	50 547	60 489	885	111 921
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	54 018	—	54 018
Produits proportionnels sectoriels	327 849	464 293	121 005	913 147
BAIIA ajusté sectoriel	212 436	276 859	103 702	592 997
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	38 547	54 989	554	94 090
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	54 018	—	54 018
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	250 983	385 866	104 256	741 105

Exercice clos le 31 décembre 2021				
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs ¹
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	108 911	24 130	—	133 041
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises	499 024	—	10 069	509 093
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	358 581	291 636	650 217
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	5 826	13 677	945	20 448

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

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

	Exercice clos le 31 décembre 2022				Exercice clos le 31 décembre 2021			
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel
Produits	870 494	60 535	64 729	995 758	747 208	111 921	54 018	913 147
Perte nette	(91 115)	—	—	(91 115)	(185 394)	—	—	(185 394)
Charge (recouvrement) d'impôt	(6 577)	—	—	(6 577)	(26 240)	(31)	—	(26 271)
Charges financières	317 842	17 757	—	335 599	252 255	23 382	—	275 637
Amortissements	336 053	16 801	—	352 854	255 640	23 051	—	278 691
Dépréciation d'actifs non courants	47 868	—	—	47 868	36 986	112 609	—	149 595
BAIIA	604 071	34 558	—	638 629	333 247	159 011	—	492 258
Autres produits, montant net, avant les CIP	(4 190)	(342)	—	(4 532)	(41 637)	1 947	—	(39 690)
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	(64 729)	—	64 729	—	(47 984)	(6 034)	54 018	—
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(14 382)	14 382	—	—	189 889	(189 889)	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	64 145	(1 880)	—	62 265	92 122	129 055	—	221 177
BAIIA ajusté	584 915	46 718	64 729	696 362	525 637	94 090	54 018	673 745
Charges non attribuées :								
Charges générales et administratives	47 363	—	—	47 363	39 993	—	—	39 993
Projets potentiels	24 740	—	—	24 740	27 367	—	—	27 367
BAIIA ajusté sectoriel	657 018	46 718	64 729	768 465	592 997	94 090	54 018	741 105

Secteurs géographiques

Au 31 décembre 2022, exclusion faite de ses investissements dans des coentreprises et des entreprises associées, lesquels sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, la Société avait des participations dans les actifs d'exploitation suivants : 33 centrales hydroélectriques, 8 parcs éoliens et un parc solaire au Canada, 16 parcs éoliens et 1 installation de stockage en France, 3 centrales hydroélectriques, 8 parcs éoliens et 4 parcs solaires aux États-Unis ainsi que 4 centrales hydroélectriques, 3 parcs éoliens et 3 parcs solaires au Chili. La Société exerce ses activités dans quatre principaux secteurs géographiques, lesquels sont détaillés ci-dessous :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2022	2021
Produits		
Canada	427 910	433 192
États-Unis	229 446	187 332
Chili	121 021	38 091
France	92 117	88 593
	870 494	747 208

Aux	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 246 979	3 390 029
États-Unis	2 364 160	2 301 353
Chili	1 549 679	423 856
France	753 161	801 752
	7 913 979	6 916 990

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

Principaux clients

Les principaux clients sont des clients externes dont les transactions avec la Société représentent 10 % ou plus des produits annuels de la Société. La Société a identifié trois principaux clients. Les ventes de la Société à ces principaux clients sont les suivantes :

Client principal	Secteur	Exercices clos les 31 décembre	
		2022	2021
Hydro-Québec	Production hydroélectrique et éolienne	235 234	219 942
British Columbia Hydro and Power authority	Production hydroélectrique	158 325	187 973
Électricité de France	Production éolienne	89 675	88 593
		483 234	496 508

32. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Acquisition du portefeuille solaire Sault Ste. Marie

Le 23 janvier 2023, Innergex a conclu une entente visant l'acquisition du portefeuille solaire de 60 MW Sault Ste. Marie situé dans le nord-ouest de l'Ontario de Fengate Asset Management pour un prix d'achat de 50 200 \$, ainsi que la prise en charge d'une dette existante de 169 500 \$. La clôture de l'acquisition est prévue au premier trimestre de 2023 et est assujettie à certaines approbations réglementaires au Canada, à l'obtention de consentements clés de tiers et à d'autres conditions de clôture habituelles.

Refinancement de l'emprunt à terme non garanti subordonné

Le 1er février 2023, Innergex a réalisé le refinancement de l'emprunt à terme non garanti subordonné au moyen d'une facilité de crédit à terme non renouvelable de 75 000 \$ portant intérêt à un taux fixe de 6,25 % et arrivant à échéance le 1er février 2025, et d'une facilité de crédit à terme non renouvelable de 75 000 \$ portant intérêt à un taux variable de 4,87 % fondé sur les taux des acceptations bancaires, plus un écart de 1,85 % qui dépend du ratio d'endettement, et arrivant à échéance le 1er février 2025. Parallèlement, la Société a conclu un swap de taux d'intérêt visant à couvrir une tranche de 50 000 \$ du montant nominal de la facilité de crédit qui est assujetti à des taux d'intérêt variables.

RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

Siège social

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

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

Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

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

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

Actions ordinaires - TSX : INE

Innergex énergie renouvelable inc. avait 204 132 833 actions ordinaires émises et en circulation, dont le prix de clôture était de 16,20 \$ l'action, au 31 décembre 2022.

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 15e 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 15e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre. Les actions privilégiées de série C sont rachetables par la Société depuis le 15 janvier 2018.

Débtures convertibles - TSX : INE.DB.B

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

Débtures convertibles - TSX : INE.DB.C

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

Notes de crédit attribuées par Fitch

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

Régime de réinvestissement de dividendes (RRD)

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

Auditeur indépendant

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

