

Rapport de gestion

Au 31 décembre 2023

Table des matières

FAITS SAILLANTS	16
ABRÉVIATIONS ET DÉFINITIONS	17
COMMENTAIRES PRÉALABLES	18
DESCRIPTION DES ACTIVITÉS	21
SOMMAIRE DES TROIS DERNIERS EXERCICES	24
ÉVOLUTION DU PORTEFEUILLE EN EXPLOITATION	25
I - STRATÉGIE DE CROISSANCE ET PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT	28
PLAN STRATÉGIQUE ET OBJECTIFS FINANCIERS 2025	28
PERSPECTIVES DE CROISSANCE PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE	29
PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT SELON CHAQUE ORIENTATION STRATÉGIQUE	31
ORIENTATION: CROISSANCE	32
ORIENTATIONS: DIVERSIFICATION, CLIENTÈLE ET OPTIMISATION	38
SUIVI DES OBJECTIFS DU PLAN STRATÉGIQUE	39
II - ANALYSE DES RÉSULTATS, DE LA SITUATION DE TRÉSORERIE ET DE LA SITUATION FINANCIÈRE - CONSOLIDÉ	45
FAITS SAILLANTS FINANCIERS	45
ÉVOLUTION DU MODÈLE DE GESTION	46
INFORMATIONS FINANCIÈRES SECTORIELLES POUR LA PÉRIODE DE TROIS MOIS ET L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2023	47
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS DE LA PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2023	49
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2023	53
SITUATION DE TRÉSORERIE	56
SITUATION FINANCIÈRE	59
SAISONNALITÉ	63
GESTION DES RISQUES FINANCIERS	64
III - MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX IFRS ET AUTRES MESURES FINANCIÈRES	65
COMBINÉ	68
BAIIA(A)	69
COEFFICIENT D'ENDETTEMENT NET	70
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT, FLUX DE TRÉSORERIE DISCRÉTIONNAIRES, RATIO DE RÉINVESTISSEMENT ET RATIO DE DISTRIBUTION	71
IV - ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION - COMBINÉ	72
PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET ENTREPRISES ASSOCIÉES	72
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION COMBINÉS DE LA PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2023	73
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION COMBINÉS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2023	74
V - AUTRES ÉLÉMENTS	76
ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉ	76
FACTEURS DE RISQUES	79
FACTEURS D'INCERTITUDE	90
CONTRÔLES INTERNES ET PROCÉDURES	93

Faits saillants

Pour les périodes de trois mois closes le 31 décembre

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Consolidé		Combiné ⁽¹⁾	
	2023	2022	2023	2022
Production d'électricité (GWh) ⁽²⁾	1 814	1 619	2 351	1 814
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	315	322	345	344
Résultat d'exploitation	98	7	119	14
BAIIA(A) ⁽³⁾	202	158	229	173
Résultat net	58	(7)	58	(7)
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	37	14	37	14
Par action (de base et dilué)	0,36 \$	0,14 \$	0,36 \$	0,14 \$
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	107	189	—	—
Marge brute d'autofinancement ⁽¹⁾	161	141	—	—
Flux de trésorerie discrétionnaires ⁽¹⁾	90	77	—	—

Pour les exercices clos le 31 décembre

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Consolidé		Combiné ⁽¹⁾	
	2023	2022	2023	2022
Production d'électricité (GWh) ⁽²⁾	5 973	5 617	8 020	6 300
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	994	818	1 104	893
Résultat d'exploitation	226	112	306	147
BAIIA(A) ⁽³⁾	578	502	675	552
Résultat net	115	8	115	8
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	78	30	78	30
Par action (de base et dilué)	0,76 \$	0,30 \$	0,76 \$	0,30 \$
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	496	513	—	—
Marge brute d'autofinancement ⁽¹⁾	445	403	—	—
Flux de trésorerie discrétionnaires ⁽¹⁾	179	167	—	—
	Au 31 déc.	Au 31 déc.	Au 31 déc.	Au 31 déc.
Total de l'actif	6 574	6 539	7 304	7 188
Emprunts - solde du capital	3 327	3 346	3 764	3 674
Total - emprunts projets	2 844	3 007	3 281	3 335
Total - emprunts corporatifs	483	339	483	339

⁽¹⁾ Le Combiné, la marge brute d'autofinancement et les flux de trésorerie discrétionnaires sont des mesures financières non conformes aux PCGR et n'ont pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

⁽²⁾ La production d'électricité inclut la production pour laquelle Boralex reçoit une compensation financière, à la suite des limitations de production d'électricité demandées par ses clients, puisque la direction considère cette production pour évaluer la performance de la Société. Cet ajustement facilite la corrélation entre la production d'électricité et les produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération.

⁽³⁾ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

Abréviations et définitions

AO	Appel d'offres
BAIIA	Bénéfice avant impôts, intérêts et amortissements
BAIIA(A)	Bénéfice avant impôts, intérêts et amortissements ajusté pour tenir compte des autres éléments
CAÉ	Contrat d'achat d'électricité
CAÉ corporatif	Contrat d'achat d'électricité par les sociétés commerciales et industrielles
CDPQ	Caisse de dépôt et placement du Québec
CII	Crédit d'impôt à l'investissement
CIIF	Contrôle interne à l'égard de l'information financière
CPCI	Contrôles et procédures de communication de l'information financière
CR	Compléments de rémunération
DDM	Douze derniers mois
DM I et II	Énergie Éolienne Des Moulins S.E.C.
EDC	Exportation et développement Canada
EDF	Électricité de France
EIP	Energy Infrastructure Partners
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
GES	Gaz à effet de serre
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-heure
HQ	Hydro-Québec
IESO	Independent Electricity System Operator
IFRS	Normes internationales d'information financière
LP I	Énergie Éolienne Le Plateau S.E.C.
LP II	Énergie Éolienne Communautaire Le Plateau S.E.C.
MW	Mégawatt
MWac	Mégawatt alternating current
MWdc	Mégawatt direct current
MWh	Mégawatt-heure
NYSERDA	New York State Energy Research and Development Authority
Participations	Participations dans des coentreprises et entreprises associées
PCGR	Principes comptables généralement reconnus
PDO	Principal décideur opérationnel
RECs	Renewable Energy Certificates
REPowerEU	Action européenne conjointe en faveur d'une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable
Roncevaux	Énergie Éolienne Roncevaux S.E.C.
RSE	Responsabilité sociétale d'entreprise
SDB I	Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3
SDB II	Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 4
TWh	Térawatt-heure

Actifs comparables

Ensemble des parcs et centrales en service durant la totalité d'une période donnée et de sa période de comparaison.

Repowering

Projets de remplacement d'équipements par de nouvelles composantes qui visent l'augmentation de la puissance installée.

CAÉ corporatif en additionnalité

Le CAÉ corporatif en additionnalité est un contrat d'achat d'électricité par des sociétés commerciales et industrielles qui contribue au développement de nouvelles capacités de production d'électricité renouvelable. Sa signature permet de sécuriser l'investissement nécessaire à la construction et à la mise en service d'un actif.

Puissance installée

La puissance installée représente la puissance de génération électrique ou de stockage électrique d'un équipement. Elle est exprimée en Mégawatts, voire en Gigawatts.

Contrat de différence

Le contrat de différence a été introduit au Royaume-Uni en 2014 en tant que mécanisme de soutien du marché pour les projets d'énergie à faibles émissions de carbone. Il a été conçu pour encourager le développement d'infrastructures d'énergie renouvelable à grande échelle au coût le plus bas pour le consommateur, tout en limitant la volatilité du marché. Il consiste en un contrat avec le gouvernement britannique pour garantir un revenu stable aux producteurs d'énergie renouvelable.

Commentaires préalables

Général

Ce rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie des périodes de trois et de douze mois closes le 31 décembre 2023 par rapport aux périodes correspondantes de 2022, de même que sur la situation financière de la Société au 31 décembre 2023 par rapport au 31 décembre 2022. Il devrait être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités et leurs notes annexes contenus dans le présent rapport annuel portant sur l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Des renseignements additionnels sur la Société, incluant la notice annuelle, les rapports annuels précédents, les rapports de gestion et les états financiers consolidés audités, ainsi que les communiqués, sont publiés séparément et sont disponibles sur les sites de Boralex (www.boralex.com) et de SEDAR+ (www.sedarplus.ca).

Dans le présent rapport de gestion, Boralex ou la Société désigne, selon le cas, Boralex et ses filiales et divisions ou Boralex ou l'une de ses filiales ou divisions. Les renseignements contenus dans ce rapport de gestion tiennent compte de tout événement important survenu jusqu'au 29 février 2024, date à laquelle le conseil d'administration a approuvé le rapport de gestion annuel et les états financiers consolidés. À moins qu'il n'en soit indiqué autrement, l'information financière présentée dans ce rapport de gestion, y compris les montants apparaissant dans les tableaux, est préparée selon les IFRS de la Partie I du manuel de CPA Canada. Les états financiers inclus dans le présent rapport de gestion ont été établis selon les IFRS applicables à la préparation d'états financiers, IAS 1, « Présentation des états financiers » et présentent des données comparatives pour 2022.

Comme il est décrit à la rubrique Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières, l'information comprise dans ce rapport de gestion inclut des mesures de performance d'actifs et de secteurs d'activité qui ne sont pas des mesures financières conformes aux IFRS. Ces mesures n'ont pas de sens normalisé prescrit par les IFRS ; par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables aux résultats d'autres sociétés qui utilisent des mesures de performance portant des noms similaires. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières du présent rapport.

L'information financière présentée dans ce rapport de gestion, ainsi que les montants apparaissant dans les tableaux sont exprimés en dollars canadiens. Les sigles « M\$ » et « G\$ » signifient « million(s) de dollars » et « milliard(s) de dollars », respectivement. Mentionnons également que les données exprimées en pourcentage sont calculées à partir de montants en milliers.

Tous les renseignements qui figurent dans le présent rapport sont arrêtés au 31 décembre 2023 sauf indication contraire.

Les données financières liées à nos activités en France, aux États-Unis et au Royaume-Uni sont converties en dollars canadiens en utilisant le taux moyen de la période concernée. Ainsi, les écarts de change mentionnés dans le présent rapport de gestion résultent de la conversion de ces données en dollars canadiens.

Le tableau ci-dessous donne le détail des taux de change en devise canadienne par unité monétaire comparative pour les périodes couvertes par nos états financiers et dans le présent rapport de gestion.

Taux de clôture ⁽¹⁾		
Au 31 décembre		
Devise	2023	2022
USD	1,3243	1,3554
EUR	1,4606	1,4506
GBP	1,6871	1,6395

Taux moyen ⁽²⁾				
Pour les périodes de trois mois closes les 31 décembre			Pour les exercices clos les 31 décembre	
Devise	2023	2022	2023	2022
USD	1,3624	1,3578	1,3497	1,3013
EUR	1,4660	1,3862	1,4597	1,3696
GBP	1,6913	1,5950	1,6784	1,6076

⁽¹⁾ Source: Bloomberg

⁽²⁾ Source: Banque du Canada - Moyenne des taux de change quotidiens

Avis quant aux déclarations prospectives

Le rapport de gestion a pour but d'aider le lecteur à comprendre la nature et l'importance des changements et des tendances, de même que les risques et les incertitudes susceptibles d'influer sur les résultats d'exploitation et la situation financière de Boralex. Par conséquent, certaines déclarations, incluant celles ayant trait aux résultats et au rendement pour des périodes futures, constituent des déclarations prospectives fondées sur des prévisions actuelles, au sens des lois sur les valeurs mobilières. Ces déclarations se reconnaissent à l'emploi de termes comme « prévoir », « anticiper », « évaluer », « estimer », « croire », ou par l'utilisation de mots tels que « vers », « environ », « être d'avis », « s'attendre à », « a l'intention de », « prévoit », « éventuel », « projette de », « continue de », « cible », « objectif », « initiative » ou de mots similaires, de leur forme négative ou d'autres termes comparables, ou encore par l'utilisation du futur ou du conditionnel. En particulier, le présent rapport comporte des déclarations prospectives sur les orientations stratégiques, priorités et objectifs de la Société (y compris la volonté d'être la référence en matière de RSE auprès de nos partenaires), le plan stratégique, le modèle d'affaires, les perspectives de croissance, les cibles et les initiatives en matière de RSE, les résultats et le rendement pour des périodes futures, les cibles de puissance installée et de croissance du nombre de mégawatts, les cibles de BAIIA(A)¹, de marges de BAIIA(A) et de flux de trésorerie discrétionnaires², la croissance organique et la croissance par fusions et acquisitions, l'obtention d'une cote de crédit « Investment Grade », les cibles de ratio de réinvestissement des flux de trésorerie discrétionnaires dans la croissance, les projets de production d'énergie renouvelable en portefeuille ou inscrits au Chemin de croissance de la Société et le rendement qu'on s'attend à en tirer, l'échéancier prévu des mises en service des projets, la production anticipée³, les programmes de dépenses en immobilisations et d'investissements, l'accès aux facilités de crédit et au financement, le montant des distributions et des dividendes qui seront versés aux porteurs de titres, ainsi que le ratio de distribution⁴ qui est prévu, la politique en matière de dividendes et le moment où ces distributions et ces dividendes seront versés. Les événements ou les résultats réels pourraient différer considérablement de ceux qui sont exprimés dans ces déclarations prospectives.

Les renseignements prospectifs reposent sur des hypothèses importantes, y compris les suivantes : les hypothèses posées quant au rendement que Boralex tirera de ses projets, selon les estimations et les attentes de la direction en ce qui a trait aux facteurs liés aux vents et à d'autres facteurs, les opportunités qui pourraient être disponibles dans les divers secteurs visés pour la croissance ou la diversification, les hypothèses posées quant aux marges de BAIIA(A), les hypothèses posées quant à la situation dans le secteur et à la conjoncture économique en général, la concurrence et la disponibilité du financement et de partenaires. Bien que la Société estime que ces facteurs et hypothèses sont raisonnables, selon les renseignements dont elle dispose actuellement, ceux-ci pourraient se révéler inexacts.

¹ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

² Les flux de trésorerie discrétionnaires sont une mesure financière non conforme aux PCGR, laquelle n'a pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, cette mesure peut ne pas être comparable à des mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

³ La production anticipée est une mesure financière supplémentaire. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

⁴ Le ratio de distribution est un ratio non conforme aux PCGR et n'a pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, ce ratio peut ne pas être comparable à des mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

Avis quant aux déclarations prospectives (suite)

Borex tient à préciser que, par leur nature même, les déclarations prospectives comportent des risques et des incertitudes et que ses résultats, ou les mesures qu'elle adopte, pourraient différer significativement de ceux qui sont indiqués ou sous-jacents à ces déclarations, ou pourraient avoir une incidence sur le degré de réalisation d'une déclaration prospective donnée. Les principaux facteurs pouvant entraîner une différence significative entre les résultats réels de la Société et les informations prospectives ou attentes formulées dans le présent rapport incluent notamment les risques de positionnement stratégique et de fusions et acquisitions, le risque de non-renouvellement de CAÉ ou l'incapacité de signer de nouveaux CAÉ corporatifs, le risque de ne pas capturer le crédit d'impôt à l'investissement américain ou canadien, le risque de contreparties, les performances des centrales et des sites, le respect par les partenaires de Borex de leurs engagements contractuels, les accidents du personnel et la santé et sécurité, les catastrophes et les forces majeures, le recrutement et la rétention du personnel, la réglementation régissant l'industrie de Borex et les amendements à celle-ci, notamment la législation, la réglementation et les mesures d'urgence pouvant être mises en place de temps à autre pour faire face aux prix élevés de l'énergie en Europe, la réglementation en matière de RSE et les amendements à celle-ci, la perte de réputation, les pandémies, l'effet général des conditions économiques, les fluctuations de diverses devises, les fluctuations des prix de vente d'énergie, les fluctuations de taux d'intérêt, la capacité de financement de la Société, les risques liés à la cybersécurité, la concurrence, les changements dans les conditions générales du marché, la disponibilité et l'augmentation des prix des matières premières, les litiges et autres questions réglementaires liées aux projets en exploitation ou en développement, ainsi que certains autres facteurs abordés dans les rubriques traitant des facteurs de risques et des facteurs d'incertitude figurant dans le rapport de gestion de Borex pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

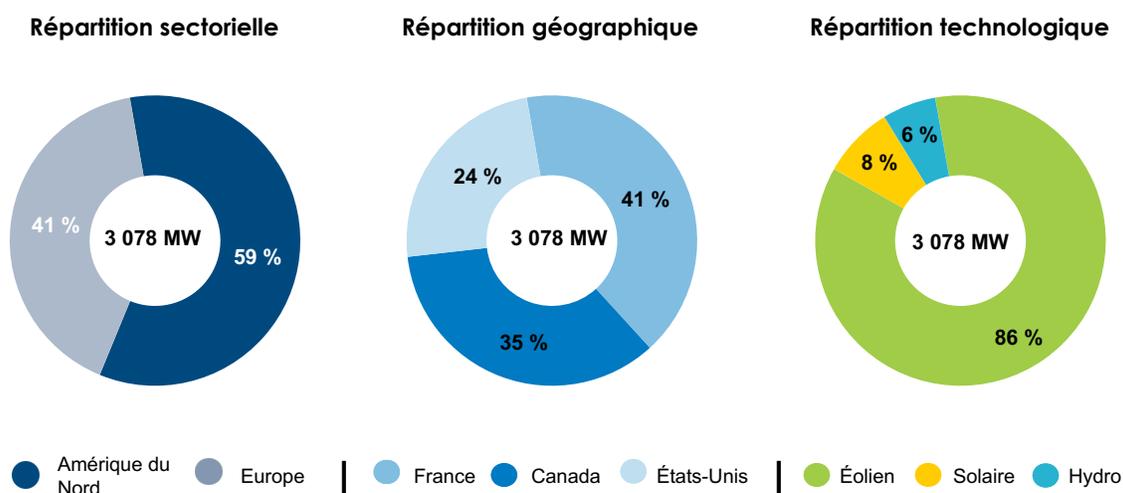
À moins d'indication contraire de la Société, les déclarations prospectives ne tiennent pas compte de l'effet que pourraient avoir sur ses activités, des transactions, des éléments non récurrents ou d'autres éléments exceptionnels annoncés ou survenant après que ces déclarations ont été faites. Rien ne garantit que les résultats, le rendement ou les réalisations, tels qu'ils sont formulés ou sous-entendus dans les déclarations prospectives, se concrétiseront. Le lecteur est donc prié de ne pas se fier indûment à ces déclarations prospectives. À moins de n'y être tenue en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables, la direction de Borex n'assume aucune obligation quant à la mise à jour ou à la révision des déclarations prospectives en raison de nouvelles informations, d'événements futurs ou d'autres changements.

Description des activités

Boralex est une société canadienne qui exerce ses activités dans le domaine de l'énergie renouvelable depuis plus de 30 ans. À ce titre, avec l'appui d'un effectif de 753 personnes, elle développe, construit et exploite des installations pour la production et le stockage d'électricité au Canada, en France, aux États-Unis et au Royaume-Uni. Un des leaders sur le marché canadien et premier producteur indépendant de l'éolien terrestre de France, Boralex a plus que doublé sa puissance installée au cours des cinq dernières années, laquelle était de 3 078 MW au 31 décembre 2023. La Société développe un portefeuille de projets équivalent à près de 6 GW dans l'éolien et le solaire, ainsi que dans le stockage d'énergie, guidée par ses valeurs et sa démarche de responsabilité sociétale d'entreprise (RSE). Les projets en construction ou prêts à construire représentent 319 MW additionnels et entreront en service en 2024 et en 2025, tandis que le portefeuille de projets sécurisés représente 587 MW. Boralex, par une croissance profitable et durable, participe activement à la lutte contre le réchauffement climatique. Grâce à son audace, sa discipline, son expertise et sa diversité, elle demeure une référence de son industrie.

Répartition sectorielle ⁽¹⁾, géographique et technologique

Au 31 décembre 2023, la Société exerçait ses activités dans la production de trois types d'énergie renouvelable complémentaires : éolienne, solaire, et hydroélectrique, ainsi que dans le stockage d'énergie. Au 29 février 2024, la puissance installée est de 3 078 MW. L'énergie éolienne compte pour la majorité de la puissance installée de Boralex. La composition du portefeuille énergétique en exploitation de la Société est illustrée ci-dessous.



Puissance installée ⁽²⁾

	Sites éoliens		Sites solaires		Centrales hydroélectriques		Unités de stockage		Total	
	Puissance installée (MW)	Nombre de sites	Puissance installée (MW)	Nombre de sites	Puissance installée (MW)	Nombre de sites	Puissance installée (MW)	Nombre de sites	Puissance installée (MW)	Nombre de sites
Amérique du Nord	1 432	28	209	7	178	15	—	—	1 819	50
Europe	1 208	72	46	5	—	—	5	2	1 259	79
	2 640	100	255	12	178	15	5	2	3 078	129

⁽¹⁾ Se référer à la section *Évolution du modèle de gestion*.

⁽²⁾ La puissance installée dans ce rapport de gestion tient compte de 100 % des filiales de Boralex dans la mesure où Boralex détient le contrôle. De plus, elle tient compte de la part de Boralex dans des sociétés dont elle ne détient pas le contrôle et qui est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans le présent rapport de gestion, ce qui correspond à 170 MW dans le cas des coentreprises exploitant les Parcs éoliens de la Seigneurie de Beauré, au Québec, soit 50 % d'une puissance installée totale de 340 MW, et à 50 MW dans le cas des participations dans deux parcs éoliens au Québec par rapport à leur puissance installée totale de 96 MW. De plus, la Société a acquis une participation de 50 % dans cinq parcs éoliens en exploitation aux États-Unis d'une puissance installée totale de 894 MW, ce qui correspond à 447 MW.

Portrait de la Société

Au 31 décembre 2023, une proportion de 93 %¹ de la puissance installée de Boralex était assujettie à des contrats de vente d'énergie à des prix déterminés et indexés ou des compléments de rémunération activés avec les services publics. Au cours des dernières années, Boralex a su diversifier sa clientèle par la signature de CAÉ corporatifs auprès de sociétés d'envergure en Europe.

CAÉ corporatifs - France	Début	Fin
• 5 ans - Orange ;	2020	2025
• 5 ans - IBM ;	2021	2026
• 3 ans - L'Oréal ;	2021	2023
• 3 ans - Auchan ;	2024	2026
• 20 ans - Auchan ;	2024	2044
• 20 ans - METRO France.	2024	2043

La durée résiduelle moyenne pondérée² de ces contrats est de **11 ans**, soit de 12 ans en Amérique du Nord et de 9 ans en Europe. Le tableau ci-dessous présente une vue plus détaillée de la durée résiduelle des contrats de la Société.

Répartition de la puissance installée en fonction de la durée résiduelle des contrats au 31 décembre 2023 (en MW)					
	≤ 5 ans	6 à 10 ans	11 à 15 ans	> 15 ans	Total
Amérique du Nord	143	609	645	279	1 676
Europe	417	387	18	365	1 187
Total	560	996	663	644	2 863

Sources des produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération

Modification aux contrats de compléments de rémunération

Le 26 octobre 2023, le Conseil constitutionnel français a déclaré inconstitutionnel l'article 38 de la Loi de finances rectificative pour 2022 (la « Loi 2022 »). Ainsi, l'arrêté ministériel déterminant les prix seuil (l'« Arrêté prix seuil ») n'a donc plus de base légale depuis le 27 octobre 2023 puisqu'il avait été adopté en vertu du pouvoir délégué de l'article 38 de la Loi 2022. En vertu de l'adoption de la Loi 2022 et de l'Arrêté prix seuil, les contrats de compléments de rémunération auxquels la Société était partie avaient été modifiés unilatéralement par l'État de façon à ce que la totalité de la différence entre le prix de vente de l'énergie et le tarif de référence des contrats CR soit versée à l'État. En février 2024, le Conseil d'État a prononcé l'annulation de l'Arrêté prix seuil.

Suite à cette décision du Conseil constitutionnel français, l'Assemblée nationale et le Sénat français ont adopté, le 29 décembre 2023, la Loi de finances pour 2024, laquelle contient un article rétroactif au 1^{er} janvier 2022 qui prévoit que pour tous les contrats CR, lorsque le prix de vente de l'énergie est supérieur au tarif de référence du contrat CR, la différence doit être remise à l'État.

L'impact de ces deux développements législatifs aux contrats CR est nul sur les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, car la Société comptabilisait déjà les montants dus à l'État en raison des modifications aux contrats CR adoptées en 2022.

Contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité

En décembre 2023, la Loi de finances pour 2024 a été adoptée par l'Assemblée nationale et le Sénat français, laquelle inclut la prolongation de la contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité jusqu'au 31 décembre 2024, incluant certaines modifications d'application. La nouvelle loi prévoit une contribution calculée à 50 % (précédemment 90%) des revenus en excès d'un seuil qui varie par technologie. Le prix seuil a été établi à 105 €/MWh pour la production des parcs solaires et éoliens (précédemment 100 €/MWh), et s'applique aux parcs qui vendent directement sur le marché, après que leur contrat d'obligation d'achat soit venu à échéance, ainsi qu'aux parcs ayant résilié par anticipation leur contrat d'obligation d'achat.

¹ Le pourcentage de puissance installée assujettie à des contrats de vente d'énergie ou de compléments de rémunération est une mesure financière supplémentaire. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

² La durée résiduelle moyenne comprend aussi les contrats non activés concernant les sites nouvellement mis en service.

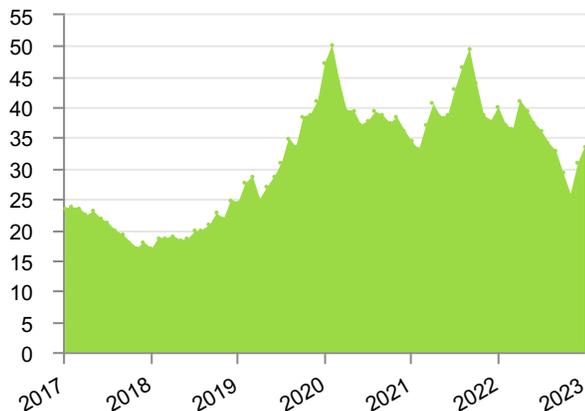
Information financière choisie : une entreprise de croissance

Depuis le 31 décembre 2017, le cours de l'action et la capitalisation boursière ont affiché des taux de croissance annuels composés¹ de 6 % et de 12 %, respectivement. Le résultat d'exploitation de Boralex est en hausse de 15 % (augmentation de 16 % également selon le Combiné²). En ce qui concerne le BAIIA(A), le taux de croissance annuel composé est de 13 % (également de 13 % selon le Combiné).

Les actions de Boralex se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole BLX. Au 31 décembre 2023, la Caisse de dépôt et placement du Québec, l'un des investisseurs institutionnels les plus importants au Canada, détenait 15,3 % des actions en circulation de Boralex.

Cours de l'action

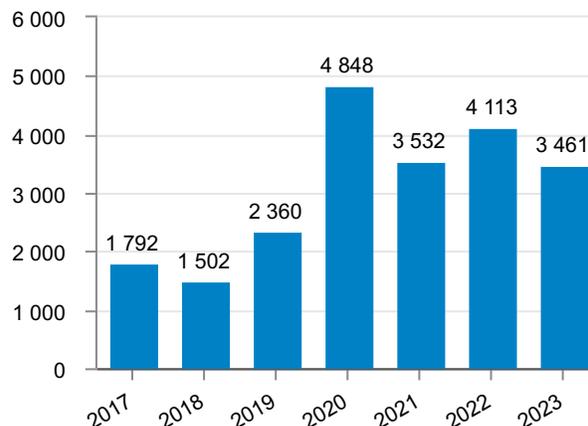
(Prix de clôture mensuel en dollars canadiens)
Taux de croissance annuel composé¹ : 6 %
(Bourse de Toronto sous le symbole BLX)



■ 33,68 \$ / action au 31 décembre 2023

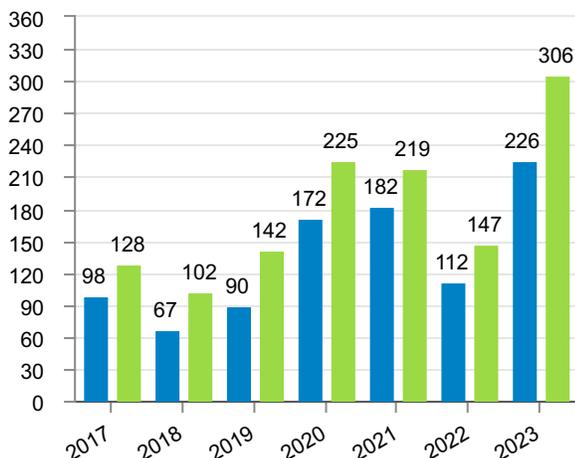
Capitalisation boursière

(en millions de dollars canadiens)
Taux de croissance annuel composé¹ : 12 %



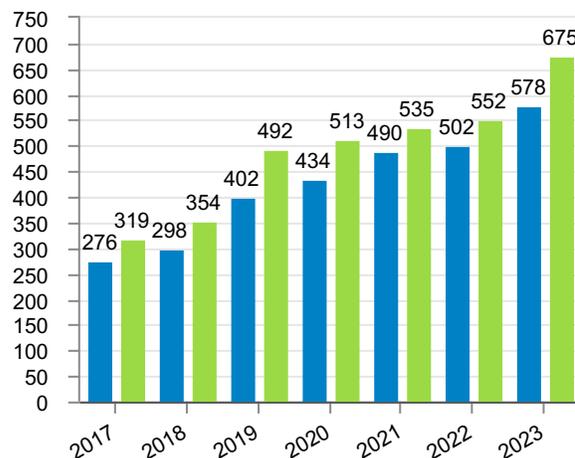
Résultat d'exploitation

(en millions de dollars canadiens)
Taux de croissance annuel composé¹ : 15 % (Consolidé) et 16 % (Combiné²)
● Consolidé ● Combiné²



BAIIA(A)³

(en millions de dollars canadiens)
Taux de croissance annuel composé¹ : 13 % (Consolidé) et 13 % (Combiné²)
● Consolidé ● Combiné²



¹ Le taux de croissance annuel composé est une mesure financière supplémentaire. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

² Le Combiné est une mesure financière non conforme aux PCGR et n'a pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, cette mesure peut ne pas être comparable à des mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

³ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

Sommaire des trois derniers exercices

Information annuelle choisie (Consolidé)

Données relatives aux résultats et aux flux de trésorerie

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Exercices clos les 31 décembre			Variation %	
	2023	2022	2021	2023 vs 2022	2022 vs 2021
Production d'électricité (GWh) ⁽¹⁾	5 973	5 617	5 552	6	1
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	994	818	671	21	22
Résultat d'exploitation	226	112	182	>100	(39)
BAIIA(A) ⁽²⁾	578	502	490	15	3
Résultat net	115	8	26	>100	(66)
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	78	30	17	>100	81
Résultat net par action (de base et dilué) attribuable aux actionnaires de Boralex	0,76 \$	0,30 \$	0,16 \$	>100	92
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	496	513	345	(3)	49
Marge brute d'autofinancement ⁽³⁾	445	403	363	10	11
Dividendes versés sur les actions ordinaires	68	68	68	—	—
Dividendes versés par action ordinaire	0,66 \$	0,66 \$	0,66 \$	—	—
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	102 765 694	102 726 063	102 618 657	—	—

Données relatives à l'état de la situation financière

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Au 31 décembre			Variation %	
	2023	2022	2021	2023 vs 2022	2022 vs 2021
Trésorerie totale, incluant l'encaisse affectée	500	374	259	34	45
Immobilisations corporelles	3 355	3 335	3 227	1	3
Total de l'actif	6 574	6 539	5 751	1	14
Emprunts - solde du capital	3 327	3 346	3 682	(1)	(9)
Total du passif	4 550	4 513	4 540	1	(1)
Total des capitaux propres	2 024	2 026	1 211	—	67
Coefficient d'endettement net, au marché ⁽⁴⁾ (%)	42 %	40 %	48 %	2	(8)

⁽¹⁾ Inclut les compensations à la suite des limitations de production d'électricité demandées par les clients.

⁽²⁾ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

⁽³⁾ La marge brute d'autofinancement est une mesure financière non conforme aux PCGR et n'a pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, cette mesure peut ne pas être comparable à des mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

⁽⁴⁾ Le coefficient d'endettement net est une mesure de gestion du capital. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

Évolution du portefeuille en exploitation

Nom du parc	Type de transaction	Puissance totale (MW)	Date effective	Technologie Pays	Contrat : Durée Client Type	Type d'investissement
Portefeuille parcs solaires - Boralex US Solar	Acquisition	209	29 janvier	Solaire États-Unis	21,5 ans ⁽¹⁾ Divers	Filiale ⁽¹⁾
Blendecques	Cession	-12	1 ^{er} mai	Thermique France	N/A	Filiale
Bazougeais	Mise en service	12	1 ^{er} mai	Éolien France	20 ans EDF CRAO	Filiale
Oldman	Cession	-4	9 juillet	Éolien Canada	N/A	Filiale
Extension Plaine d'Escrebieux	Mise en service	14	1 ^{er} août	Éolien France	20 ans EDF CRAO	Filiale
La Grande Borne	Mise en service	9	1 ^{er} décembre	Éolien France	20 ans EDF CR	Filiale
Peyrolles	Mise en service	12	14 décembre	Solaire France	20 ans EDF CRAO	Filiale
La Clé des Champs	Mise en service	9	23 décembre	Solaire France	20 ans EDF CRAO	Filiale
2021		+ 249 MW				Puissance installée : 2 494 MW ⁽²⁾
Senneterre	Cession	-35	1 ^{er} avril	Thermique Canada	N/A	Filiale
La Bouleste	Cession	-10	27 avril	Éolien France	N/A	Filiale
Remise de Reclainville Repowering	Mise en service	3	9 mai	Éolien France	20 ans EDF CR	Filiale
Bois des Fontaines	Mise en service	25	12 mai	Éolien France	20 ans EDF CRAO	Filiale
Evits & Josaphat Repowering	Mise en service	3	24 juin	Éolien France	20 ans EDF CR	Filiale
Bougainville Repowering	Mise en service	6	12 septembre	Éolien France	20 ans EDF CR	Filiale
Vaughn	Cession	-1	24 octobre	Solaire Canada	N/A	Filiale
Grange du Causse	Mise en service	12	16 décembre	Solaire France	20 ans CAÉ corporatif	Filiale
Mont de Bézard 2 Repowering	Mise en service	13	22 décembre	Éolien France	20 ans EDF CRAO	Filiale
Moulins du Lohan	Mise en service	65	28 décembre	Éolien France	20 ans EDF CRAO	Filiale
Portefeuille parcs éoliens - Boralex US Wind	Acquisition	447	29 décembre	Éolien États-Unis	10 ans Divers et marché ⁽³⁾	Coentreprise 50 % ⁽³⁾
2022		+ 528 MW				Puissance installée : 3 022 MW ⁽²⁾
Fourth Branch	Fin de l'exploitation	-3	23 mars	Hydroélectrique États-Unis	N/A	Filiale
Plouguin	Mise en service	3	5 avril	Stockage France	Marché	Filiale
Préveranges	Mise en service	12	14 juin	Éolien France	20 ans EDF CR	Filiale
Caumont-Chériennes	Mise en service	17	26 juin	Éolien France	20 ans EDF CRAO	Filiale
Bois Ricart ⁽⁴⁾	Mise en service	14	11 décembre	Éolien France	20 ans EDF CRAO	Filiale
Marcillé ⁽⁴⁾	Mise en service	13	28 décembre	Éolien France	20 ans EDF CRAO	Filiale
2023		+ 56 MW				Puissance installée : 3 078 MW

⁽¹⁾ Les contrats d'achat d'électricité à long terme viendront à échéance entre 2029 et 2046 avec une durée moyenne pondérée résiduelle de près de 21,5 ans à la date d'acquisition. Boralex détient des participations allant de 50 % à 100 % dans des parcs solaires et en détient le contrôle.

⁽²⁾ Au cours de l'exercice 2023, la puissance installée a été modifiée pour considérer l'unité de stockage d'une puissance installée de 2 MW qui avait été mise en service le 1^{er} mars 2020 sur un site éolien en France.

⁽³⁾ Boralex détient une participation de 50 % dans cinq parcs éoliens et en détient un contrôle conjoint. Trois parcs bénéficient de contrats d'achat d'électricité à long terme avec Exelon, les villes de Georgetown et de Garland au Texas et avec Southwestern Public Service Company (SPS) qui viendront à échéance entre 2026 et 2035 avec une durée moyenne pondérée résiduelle de près de 10 ans à la date d'acquisition. Deux parcs vendent la totalité de leur électricité sur les marchés ERCOT et SPP.

⁽⁴⁾ La puissance installée comprend 100 % de la puissance totale des parcs éoliens Marcillé et Bois Ricart. Au 31 décembre 2023, en fonction de l'avancement des travaux, ces sites étaient en service à 33 % et à 20 % de leur puissance totale, respectivement. Au 29 février 2024, la construction étant achevée, les sites étaient en service en fonction de leur puissance installée totale.

2023

Mises en service

La Société a ajouté 59 MW à sa puissance installée avec la mise en service de quatre parcs éoliens et d'une unité de stockage sur un site éolien en France.

En mars 2023, un recul de 3 MW de sa puissance installée est lié à la fin des activités d'une centrale hydroélectrique aux États-Unis suite de l'arrivée à échéance de son contrat d'exploitation.

Transactions financières

En avril 2023, Boralex a bonifié son entente de facilité de crédit garantie par EDC de 125 M\$ portant ainsi son montant total autorisé à 200 M\$.

En juillet 2023, Boralex a conclu deux financements supplémentaires pour un total de 194 M\$ (133 M€) sur les prêts à terme des parcs et projets du portefeuille Boralex Production et Sainte-Christine.

En septembre 2023, la coentreprise Parc Éolien Apuiat S.E.C., dans laquelle Boralex détient une participation de 50 %, a clôturé le financement de 608 M\$ en vue de la construction du projet du parc éolien Apuiat incluant des facilités à court terme. Suite à ce financement, la coentreprise a versé un remboursement de capital de 61 M\$ à Boralex, permettant d'optimiser la structure globale de capital.

En octobre 2023, Boralex a conclu une facilité de crédit court terme en France d'un montant total de 14 M\$ (10 M€) et d'une durée de deux ans.

En décembre 2023, Boralex a obtenu une augmentation de sa facilité de crédit rotatif de 100 M\$ et de sa facilité de crédit garantie par EDC de 150 M\$ ce qui porte les montants autorisés à 550 M\$ et 350 M\$ respectivement. Également, elle a obtenu une prolongation d'un an du terme de sa facilité de crédit rotatif jusqu'en décembre 2028. La facilité de crédit s'est de nouveau qualifiée comme prêt durable et dispose d'objectifs RSE annuels. La Société a également conclu le financement d'un projet solaire pour un montant total de 17 M\$ (11 M€) et d'une durée de 15 ans.

Résultats

En 2023, la Société a produit 5 973 GWh d'électricité, un résultat en hausse de 6 % par rapport à l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable aux parcs éoliens en France qui ont bénéficié de meilleures conditions de vent, de l'apport de nouvelles installations mises en service et de la remise en activité de sites à la suite d'arrêts temporaires pour des travaux de repowering.

Les *Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération* ont atteint 994 M\$, soit une augmentation de 21 % compte tenu de la mise en place de nouveaux contrats en ligne avec des prix de l'électricité élevés et de meilleures conditions de vent en France.

Le *Résultat d'exploitation* a atteint 226 M\$, une augmentation de 114 M\$ compte tenu des éléments expliqués précédemment au niveau de la production et des produits de la vente d'énergie, de l'acquisition aux États-Unis et d'un montant de dépréciation inférieur en 2023 comparativement à l'année précédente. En 2023, la Société a comptabilisé une dépréciation de 19 M\$ concernant les projets solaires aux États-Unis puisque la valeur recouvrable de certains de ces projets était inférieure à leur valeur comptable. Le *BAIIA(A)* a atteint 578 M\$, soit une augmentation de 15 %.

2022

Acquisitions, mises en service et cessations

En décembre 2022, la Société a acquis une participation de 50 % dans cinq parcs éoliens, d'une puissance installée totale de 894 MW, aux États-Unis. La participation acquise par Boralex représente une puissance installée nette de 447 MW pour une contrepartie de 370 M\$ (273 M\$ US).

Le 4 juillet 2022, la Société a acquis 100 % d'Infinergy Ltd., au Royaume-Uni, qui dispose d'un portefeuille de projets éoliens, solaires et de stockage d'énergie.

La Société a ajouté 127 MW à sa puissance installée avec la mise en service de six parcs éoliens et un parc solaire en France. Elle a également vendu un parc éolien de 10 MW en France et une centrale thermique de 35 MW au Canada, soit le dernier actif de production d'énergie à base de biomasse de son portefeuille.

Transactions financières

En avril 2022, la Société a annoncé la conclusion d'une entente portant sur l'investissement par EIP, gestionnaire mondial de l'investissement basé en Suisse et spécialisé dans le secteur de l'énergie, à hauteur de 30 % de son portefeuille d'actifs en exploitation de 1,1 GW et de projets en développement de 1,5 GW en France. La somme reçue d'EIP lors de cette transaction a été en partie utilisée afin d'optimiser la structure de financement de la Société, notamment avec un remboursement de la facilité de crédit rotatif d'un montant de 272 M\$ le 5 mai 2022, un remboursement anticipé d'un emprunt projet de 98 M\$, le 9 juin 2022, et du billet américain de 35 M\$ (27M\$ US), le 15 juillet 2022.

En octobre 2022, Boralex a obtenu une prolongation d'un an du terme de sa facilité de crédit rotatif et facilité de lettre de crédit pour un total de 525 M\$ jusqu'en septembre 2027. La facilité de crédit s'est de nouveau qualifiée comme prêt durable et dispose d'objectifs RSE annuels.

Résultats

En 2022, la Société a produit 5 617 GWh d'électricité, un résultat comparable à celui de l'exercice précédent. Les *Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération* ont atteint 818 M\$, soit une augmentation de 22 % compte tenu de la hausse des prix de l'électricité et de la mise en place de nouveaux contrats à la suite de la résiliation anticipée de certains contrats d'obligation d'achat. Le *Résultat d'exploitation* a atteint 112 M\$, une diminution de 39 % compte tenu de la nouvelle taxe sur les revenus en France et de la dépréciation de 81 M\$ enregistrée à la suite de l'augmentation du coût du capital aux États-Unis. Le *BAIIA(A)* a atteint 502 M\$, soit une augmentation de 3 %.

2021

Acquisitions, mises en service et cessions

En janvier 2021, la Société a acquis la totalité des participations majoritaires détenues par CRE dans des parcs solaires aux États-Unis, d'une puissance installée totale de 209 MWac. Les participations acquises par Boralex représentent une puissance installée nette de 118 MWac, pour une contrepartie de 275 M\$.

La Société a ajouté 56 MW à sa puissance installée avec la mise en service de trois parcs éoliens et de deux parcs solaires en France. Elle a également cédé un parc éolien de 4 MW en Alberta, au Canada, de même que sa centrale de cogénération de 12 MW de Blendecques, en France.

Transactions financières

En marge de l'acquisition de participations dans des parcs solaires aux États-Unis, Boralex a clôturé un financement à long terme de 192 M\$ (149 M\$ US) avec un terme de sept ans et une période d'amortissement de 25 ans.

En septembre 2021, la Société a obtenu une prolongation jusqu'en septembre 2026 de sa facilité de crédit rotative et de sa facilité de lettre de crédit pour un total de 525 M\$ ainsi qu'une réduction du taux d'intérêt. Au cours du quatrième trimestre, la facilité de crédit s'est qualifiée comme prêt durable pour lequel des objectifs RSE annuels doivent être atteints. Il s'agissait du premier financement durable pour Boralex. De plus, l'entente bonifie la clause accordéon qui augmente à 150 M\$, laquelle permettra l'accès dans le futur à une somme additionnelle aux mêmes termes et conditions que la marge de crédit.

En octobre 2021, Six Nations a remboursé le montant de l'avance, incluant les intérêts, que la Société lui avait accordée pour sa participation en capitaux propres dans FWRN LP, pour un total de 31 M\$.

Résultats

En 2021, la Société avait produit 5 552 GWh d'électricité, un résultat en hausse de 17 % par rapport à l'exercice précédent, compte tenu notamment des acquisitions au premier trimestre 2021 et au quatrième trimestre 2020. Ces résultats favorables au chapitre de la production s'étaient traduits par une hausse de 8 % des *Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération*, qui avaient atteint 671 M\$, de 7 % du *Résultat d'exploitation*, qui avait atteint 182 M\$ et de 13 % du *BAIIA(A)*, qui avait atteint 490 M\$.

Stratégie de croissance et perspectives de développement

Plan stratégique et objectifs financiers 2025

La direction de Boralex a dévoilé en juin 2021 une mise à jour de son plan stratégique. La Société mise sur quatre orientations stratégiques porteuses et sa stratégie de responsabilité sociétale d'entreprise (RSE) afin d'atteindre les six cibles d'entreprise d'ici 2025. Pour en réussir la mise en œuvre, la Société s'appuie sur sa solide expertise et une longue expérience en matière de développement de projets. Voir ci-dessous un résumé du plan stratégique et dans les pages suivantes un suivi des réalisations trimestrielles en lien avec le plan. Pour en savoir plus sur la mise à jour de son plan stratégique, se référer au rapport annuel 2021, rubrique *Plan stratégique et objectifs financiers 2025*.

MISE À JOUR DES ORIENTATIONS STRATÉGIQUES ET INTÉGRATION DE LA STRATÉGIE RSE

CROISSANCE

Accélérer notre croissance organique pour maximiser la création de valeur future à travers nos marchés

Faire des États-Unis un de nos marchés prioritaires et diversifier notre présence européenne en ciblant quelques marchés porteurs additionnels

Assumer notre croissance par acquisitions et structurer nos activités pour y arriver

DIVERSIFICATION

Accroître notre présence dans le secteur de **l'énergie solaire** et prendre part au développement du marché du stockage

Anticiper l'évolution des marchés / technologies et accélérer le développement de nos compétences de commercialisation de l'énergie en vue d'optimiser notre portefeuille de contrats

CLIENTÈLE

Développer et étendre notre clientèle actuelle afin de fournir directement des **industries consommatrices d'électricité** intéressées à améliorer leur empreinte climatique

Modifier nos pratiques commerciales pour nous centrer sur les besoins des clients qui sont variables par géographie

OPTIMISATION

Optimiser nos actifs et faire évoluer la culture de performance durable de notre organisation

Accroître l'efficacité des services corporatifs par la simplification, la transition numérique et l'automatisation

Utiliser le financement corporatif et la gestion des actifs comme outils à part entière pour notre **croissance**



RESPONSABILITÉ SOCIÉTALE D'ENTREPRISE

Notre responsabilité sociétale d'entreprise est transversale à l'ensemble de nos orientations stratégiques. Elle aligne notre performance extra-financière sur les aspects ESG et guide nos décisions d'affaires.

Elle se veut un véritable facteur de différenciation stratégique, notamment pour :

- Fortifier la confiance auprès de nos parties prenantes
- Promouvoir le bien-être de nos collaborateurs et partenaires
- Consolider notre licence sociale d'opération
- Accéder à de nouveaux marchés et clients
- Renforcer la résilience de notre modèle d'affaires face aux risques extra-financiers
- Capitaliser sur les opportunités émergeant de la transition énergétique
- Élever notre réputation d'entreprise

Au final, elle nous permet d'avoir un plan stratégique qui va **au-delà des énergies renouvelables**.

Perspectives de croissance par zone géographique

La Société poursuit sa croissance dans les marchés porteurs du Canada, des États-Unis, de la France, du Royaume-Uni et d'autres pays européens. La mise en œuvre de plans de reprise durable et de cibles de réduction des gaz à effet de serre (GES) plus ambitieuses dans ces pays devrait accélérer la demande d'énergie renouvelable et le besoin d'interconnexion entre réseaux, tout particulièrement au Canada et aux États-Unis. Une mise à jour annuelle des éléments importants du contexte de ces pays est présentée ci-après.

États-Unis

En 2023, la loi *Inflation Reduction Act* (IRA) a déclenché une expansion de la production d'énergie renouvelable aux États-Unis en accordant des crédits d'impôt à chaque étape de la chaîne d'approvisionnement en énergie propre. Parallèlement, bon nombre d'agences et de commissions fédérales ont favorisé des politiques visant à accroître la production d'énergie renouvelable ou à réglementer des formes d'énergie traditionnelles.

Si la loi sur la réduction de l'inflation a stimulé de nouveaux investissements, elle a également suscité des tensions entre les États-Unis et ses partenaires commerciaux traditionnels. Des fabricants du secteur de l'énergie propre se sont engagés à investir plus de 70 G\$ US dans le secteur de la fabrication, en annonçant plus de 40 initiatives sur la chaîne d'approvisionnement de l'énergie solaire aux États-Unis, pour plus de 13 G\$ US. L'augmentation de la fabrication locale pourrait réduire le coût des matériaux et contribuer à réduire l'incertitude dans la chaîne d'approvisionnement.

Dans l'État de New York, après que la New York State Public Service Commission eut décidé de rejeter les requêtes d'ajustement à l'inflation du secteur pour les contrats de 90 projets d'énergie renouvelable, la New York Energy Research Development Authority (NYSERDA) a lancé un appel d'offres accéléré visant le renouvellement du contrat pour de nombreux projets, réitérant par la même occasion son engagement à atteindre la cible de 70 % d'énergie renouvelable d'ici 2030.

En Californie, l'État a adopté une série de projets de loi en vue d'établir un nouveau réseau d'approvisionnement centralisé pour les sources d'énergie propre, rapprochant l'État de ses objectifs de 25 GW d'énergie éolienne en mer, de réforme du processus d'interconnexion et de révision de la planification du réseau.

Au Texas, après les inquiétudes soulevées à propos de l'adoption d'un mécanisme de crédit lié à la performance (PCM), la législature et le gouverneur ont convenu d'adopter des mesures visant le marché de l'énergie actuel. La loi porterait sur la création d'un programme de subventions et de prêts à faible taux d'intérêt de 7,2 G\$ US visant la production d'énergie répartie sur demande et impose des restrictions sur le PCM. Plus précisément, la législation prévoit que le coût net de l'implantation du PCM dans le marché ne pourrait dépasser 1 G\$ US annuellement.

Canada

Dans son budget de 2023, le gouvernement fédéral s'est engagé à adopter une série de mesures visant à faire progresser l'économie propre, dont l'adoption d'un crédit d'impôt à l'investissement (CII) de 30 % pour les investissements dans les systèmes de production d'électricité renouvelable et de stockage d'électricité ainsi que dans le secteur des technologies propres. Après avoir mené des consultations, le gouvernement a franchi l'étape de la deuxième lecture aux fins de l'adoption du CII pour les technologies propres.

En août, le gouvernement a publié le cadre proposé pour le Règlement sur l'électricité propre (REP) qui établirait des normes de performance en matière de réduction des émissions de GES provenant de l'électricité produite à partir de combustibles fossiles à compter de 2025. Le règlement a pour objectif de guider le réseau canadien de production d'électricité vers l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2035. Le secteur de l'électricité est responsable à l'heure actuelle de 9 % des émissions totales du Canada, et près de 84 % de l'électricité du Canada provient déjà de sources non émettrices. Cependant, quatre provinces sur dix dépendent toujours de combustibles fossiles pour une grande partie de leur production d'énergie et l'électrification prévue dans les secteurs industriels et des transports entraîneront une augmentation importante de la demande en électricité renouvelable.

Au Québec, le gouvernement et Hydro-Québec continuent de privilégier la filière éolienne pour répondre aux besoins énergétiques futurs. Hydro-Québec a annoncé récemment les résultats d'un appel d'offres visant 1 500 MW d'énergie éolienne, dans le cadre d'un plan plus large visant à répondre à la demande croissante d'énergie en triplant la production d'énergie éolienne pour la porter à plus de 10 000 MW d'ici 2035, ainsi qu'en ajoutant de 3 800 à 4 200 MW en capacité de production hydroélectrique. Le gouvernement du Québec présentera également à l'hiver 2024 un projet de loi visant à moderniser l'encadrement du secteur de l'énergie et à favoriser le développement de l'énergie propre pour mieux répondre à l'augmentation importante de la demande en électricité prévue dans les prochaines décennies.

En Ontario, l'Independent Electricity System Operator (IESO) a annoncé qu'il prévoit acheter jusqu'à 5 000 MW de nouvelle capacité provenant de sources non émettrices d'ici 2035, y compris d'actifs éoliens, solaires et hydroélectriques et de biocarburants. L'offre sera répartie en blocs, la capacité initiale de 2 000 MW devant être obtenue par suite de l'appel d'offres qui sera lancé en 2025 visant des ressources provenant de nouvelles installations qui devraient être en service d'ici 2030. Les achats suivants auront lieu en 2027 et en 2029 et viseront une capacité respective de 1 500 MW qui prendra effet respectivement en 2032 et 2034. Ces achats font suite à la publication, par le ministère de l'Énergie de l'Ontario, d'un rapport dans lequel il est mentionné qu'en raison de la croissance économique, de l'électrification et de l'augmentation de la population, la capacité de production de l'Ontario devra plus que doubler, pour passer de 42 000 MW à 88 000 MW d'ici 2050.

France et Royaume-Uni

En Europe, la mise en œuvre du plan REPowerEU s'est poursuivie en 2023 afin de rendre l'Europe indépendante des combustibles fossiles russes et de renforcer les cibles à atteindre en matière d'énergies renouvelables à l'horizon 2030. Pour parvenir à une réduction des émissions de CO₂ de 55 % à horizon 2030 (Fit for 55), la Directive sur les Énergies Renouvelables révisée a été publiée en octobre : elle rehausse notamment les objectifs pour les faire passer de 32 % à 42,5 % d'ici 2030.

De plus, des discussions ont eu lieu tout au long de l'année en réaction à l'IRA américain dans le cadre du Pacte vert pour l'Europe : il s'agit de développer l'industrie européenne des technologies neutres en carbone, des métaux rares et des matières critiques. L'objectif est que ces textes soient adoptés d'ici mi-2024, avant les élections européennes du mois de juin.

Il en est de même de la Réforme du marché de l'électricité, dont les discussions vont se prolonger en début 2024 pour encourager les PPA, les mécanismes de flexibilité et les contrats pour différence comme des outils utilisables en soutien aux capacités de production nucléaires et renouvelables.

En France, l'objectif de la politique énergétique est d'atteindre la neutralité carbone et de sortir des énergies fossiles, grâce à l'efficacité énergétique, à la relance du nucléaire et au développement des énergies renouvelables. L'année 2023 a ainsi été marquée par la publication en mars de la Loi relative à l'accélération de la production renouvelable, suivie ensuite des travaux sur ses textes d'application, travaux qui se prolongeront en 2024.

Le gouvernement a également été très mobilisé pour renforcer l'industrialisation : la Loi sur l'industrie verte publiée en octobre va permettre de faciliter l'installation d'usines et de développer notamment l'industrie verte en amont de la chaîne (hydrogène, batteries, panneaux photovoltaïques, éoliennes, etc.). Elle a été complétée en décembre par la Loi de Finances pour 2024, qui a instauré un crédit d'impôt pour ce type d'investissements. La Loi de finances a aussi introduit des mesures en réaction à la hausse des prix de l'énergie, pour protéger les consommateurs et financer la prolongation du bouclier tarifaire : leur impact sur la Société est abordé dans la section Description des activités du présent rapport de gestion.

Enfin, cette année a donné lieu aux travaux préparatoires à la mise à jour de la planification énergétique : ils doivent aboutir à l'adoption prochaine d'une nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Énergie. Enfin, pour soutenir le développement de nouvelles capacités de production renouvelable, plusieurs guichets d'appel d'offres, éoliens et solaires, sont prévus tout au long de l'année 2024.

Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, la politique énergétique se caractérise par une volonté générale de décarbonation du bilan énergétique (Net zero), en soutenant l'industrie et les technologies neutres en carbone. L'année 2023 a montré que dans le contexte pré-électoral de l'année à venir, l'énergie sera au cœur des discussions, le développement des énergies renouvelables ayant un rôle central à jouer pour assurer l'approvisionnement énergétique du pays et sa transition énergétique.

L'Angleterre cible le solaire et les discussions se poursuivent pour donner de nouvelles perspectives à l'éolien terrestre. L'Écosse de son côté continue à travailler à l'atteinte de ses objectifs ambitieux publiés à la fin de 2022 (20 GW d'éolien terrestre à atteindre d'ici 2030).

En fin d'année, de nouvelles dispositions ont été adoptées pour accélérer le raccordement des capacités renouvelables au réseau, et il a été annoncé qu'un prochain guichet d'enchères (CfD) aura lieu en 2024 pour soutenir le développement de nouvelles capacités de production.

Perspectives de développement selon chaque orientation stratégique

Boralex poursuit son développement selon ses quatre orientations stratégiques, en s'appuyant sur le potentiel offert par les marchés d'Amérique du Nord et d'Europe où elle exerce déjà ses activités. Un suivi des principales réalisations de l'exercice 2023 est présenté ci-dessous.

Croissance

- Mise en service de quatre parcs éoliens en Europe qui ont ajouté 56 MW en puissance installée.
- Progression de 2 projets éoliens de 29 MW en phase prêt-à-construire et d'un projet de 133 MW en phase sécurisée.
- Ajout de projets éoliens totalisant 429 MW au stade préliminaire et 265 MW d'un projet éolien au stade mi-parcours du portefeuille de projets.
- Trois projets éoliens totalisant 50 MW ont été retenus dans le cadre d'appel d'offres éolien terrestre en France.
- Obtention d'un contrat de différence (CfD) pour le projet éolien Limekiln dans le cadre d'un appel d'offres au Royaume-Uni.
- Deux projets éoliens en Amérique du Nord retenus dans l'appel d'offres d'Hydro-Québec pour un total de 315 MW.

Diversification

- Mise en service d'une deuxième unité de stockage en Europe.
- Ajout de projets solaires et stockage totalisant 1 106 MW au stade préliminaire.
- Sélection de deux projets de stockage, équivalant à 380 MW dans le cadre de l'appel d'offres de l'IESO ELT1 en Ontario et signature de contrats d'approvisionnement pour ces deux projets sécurisés.
- Soumission de 2 projets de stockage en Amérique du Nord totalisant 525 MW.
- Soumission en janvier 2024 de 5 projets solaires dans le cadre du processus accéléré d'appel d'offres de NYSEDA pour un total de 240 MW.

Clientèle

- Signature d'un CAÉ corporatif d'une durée de 20 ans avec le groupe Auchan Retail France qui permettra le financement et la construction d'un parc éolien dans les Hauts-de-France.
- Prolongation pour 3 ans du CAÉ corporatif signé en 2020 avec Auchan Retail France.
- Discussions en cours afin de conclure des CAÉ corporatifs en France.
- Partenariat de production décentralisée (CDG) entre Boralex, Northern Power & Light et la Ville de Glens Falls pour le soutien en électricité locale et renouvelable dans le cadre du programme "Community Hydro" qui s'étend à l'État de New York.

Optimisation

- Intégration des participations acquises dans cinq projets éoliens aux États-Unis représentant une puissance nette de 447 MW permettant des optimisations futures.
- Optimisation de la maintenance et de l'entretien de parcs éoliens français et canadiens ainsi que de parcs solaires américains pour une puissance installée totale de 240 MW.
- Bonification de l'entente de facilité de crédit garantie par EDC pour une première tranche de 125 M\$ au deuxième trimestre et une deuxième tranche de 150 M\$ au quatrième trimestre portant le montant total autorisé à 350 M\$. Augmentation de sa facilité de crédit rotatif de 100 M\$ portant le montant total autorisé à 550 M\$.
- Financement de 608 M\$ pour le parc éolien Apuiat incluant des facilités à court terme permettant d'optimiser la structure globale de capital de Boralex.
- Financement supplémentaire d'une tranche incrémentale sur les prêts à terme des parcs et projets du portefeuille Boralex Production et Sainte-Christine pour un total de 192 M\$ (133 M€), incluant des facilités de lettre de crédit pour 11 M\$ (8 M€).

Orientation: Croissance

La Société veut accélérer la croissance organique pour maximiser la création de valeur dans les marchés identifiés. Elle désire faire des États-Unis son marché prioritaire et étendre sa présence européenne en ciblant quelques marchés porteurs additionnels. Elle dispose d'un portefeuille de projets à divers stades de développement, selon des critères clairement établis. Également, elle entend compléter la croissance organique par des acquisitions ciblées.

En décembre 2022, la Société a acquis la participation d'EDF Renewables Amérique du Nord dans cinq parcs éoliens en exploitation au Texas et au Nouveau-Mexique, d'une puissance installée totale de 894 MW. La participation acquise représente 447 MW en puissance installée nette. Trois des parcs éoliens disposent de CAE à long terme structurés auprès d'acheteurs bien établis et les deux autres vendent leur énergie entièrement sur le marché.

Le 17 mai 2023, la Société a annoncé que deux projets de stockage, totalisant une capacité nominale de 380 MW, ont été sélectionnés par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (IESO) de l'Ontario dans le cadre de son processus accéléré d'appel de propositions. L'un de ces projets est le plus important du point de vue de la puissance nominale parmi ceux sélectionnés par l'IESO. Une fois en service, ces sites deviendront les premières installations de stockage de la Société en Amérique du Nord.

Le 8 septembre 2023, la Société a annoncé l'obtention d'un contrat de différence (CfD) pour le projet éolien Limekiln en Écosse. Le Department for Energy Security and Net Zero du Royaume-Uni a accordé un CfD de 15 ans à ce projet éolien de 106 MW. Les travaux préparatoires sont déjà terminés et l'accord d'approvisionnement de turbines avec Vestas a été signé. En plus de l'obtention du CfD, la construction de la sous-station et la connexion au réseau sur le site sont en cours.

La Société dispose des atouts nécessaires pour tirer parti des occasions de développement qui se présentent en France, en raison d'une présence de longue date et d'une connaissance approfondie du marché. Forte de ces acquis, Boralex participe activement au processus d'appels d'offres qui prévoit la construction de parcs éoliens sur le territoire français. Trois projets ont d'ailleurs été retenus en appel d'offres éolien terrestre pour un total de 50 MW. Les projets retenus ont reçu les autorisations administratives et permettront à la Société de bénéficier d'un contrat de complément de rémunération sur une durée de 20 ans à compter de leur mise en service commerciale respective.

Pour la période de 2021 à 2024, le processus d'appel d'offres en France vise l'octroi de l'ensemble des contrats de compléments de rémunération en des tranches de 925 MW chacune à raison de deux par année. La Société dispose des atouts nécessaires pour tirer parti des occasions de développement qui s'y présenteront en raison d'une présence de longue date dans la région et d'une connaissance approfondie du marché.

Changements au portefeuille de projets

Le portefeuille de projets de la Société équivaut à 5 872 MW, soit 262 MW de plus qu'à la fin du troisième trimestre de 2023. Le portefeuille de projets solaires contribue à la croissance de la Société, avec un total de 2 466 MW, soit 68 MW de plus qu'au trimestre précédent. Ce type d'énergie offre un fort potentiel de développement tant en Europe qu'en Amérique du Nord. Le portefeuille de projets éoliens équivaut quant à lui à 2 456 MW, 69 MW de plus qu'au trimestre précédent. En ce qui concerne le portefeuille de stockage d'énergie, il équivaut à 950 MW, 125 MW de plus qu'au trimestre précédent.

Le portefeuille de projets a augmenté de 969 MW depuis 2022 soit une hausse de 89 MW et de 750 MW au niveau des portefeuilles de projets éoliens et solaires respectivement. Le portefeuille de projets de stockage a quant à lui augmenté de 130 MW comparativement à 2022.

RÉPARTITION DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT DE BORALEX

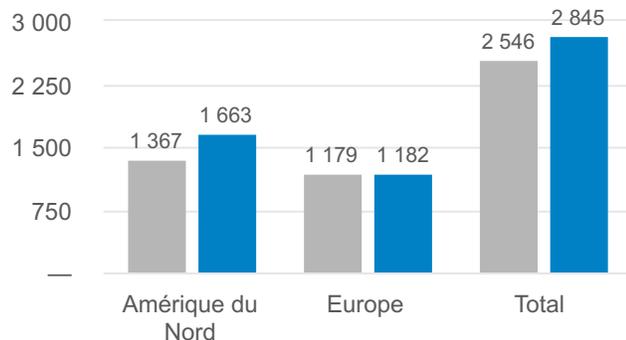
PORTEFEUILLE DE PROJETS

		AMÉRIQUE DU NORD	EUROPE	TOTAL BORALEX	
TOTAL 5 872 MW	PHASE PRÉLIMINAIRE				
	• Droits fonciers sécurisés		450 MW	452 MW	902 MW
	• Interconnexion possible		523 MW	605 MW	1 128 MW
	• Révision des risques réglementaires		690 MW	125 MW	815 MW
	• Évaluation de l'acceptabilité par les collectivités locales (Europe)				
	PUISSANCE TOTALE		1 663 MW	1 182 MW	2 845 MW
	PHASE MI-PARCOURS				
	• Design préliminaire pour faire une soumission		-	625 MW	625 MW
	• Évaluation des permis à obtenir et de l'acceptabilité par les communautés locales (Amérique du Nord)		-	316 MW	316 MW
	• Demandes de permis et d'autorisations administratives effectuées et évaluation finale des risques environnementaux complétée (Europe)		-	40 MW	40 MW
	PUISSANCE TOTALE		-	981 MW	981 MW
	PHASE AVANCÉE				
	• Projet soumis dans un appel d'offres ou à la recherche active d'un CAE corporatif		641 MW	288 MW	929 MW
• Évaluation finale complétée des risques environnementaux (Amérique du Nord)		1 000 MW	22 MW	1 022 MW	
• Projet autorisé par les autorités réglementaires (France)		77 MW	18 MW	95 MW	
PUISSANCE TOTALE		1 718 MW	328 MW	2 046 MW	
TOTAL					
		1 091 MW	1 365 MW	2 456 MW	
		1 523 MW	943 MW	2 466 MW	
		767 MW	183 MW	950 MW	
PUISSANCE TOTALE		3 381 MW	2 491 MW	5 872 MW	

Voici les mouvements entre les stades de développement du portefeuille de projets depuis le dernier trimestre (en MW) :

● T3 2023 ● T4 2023

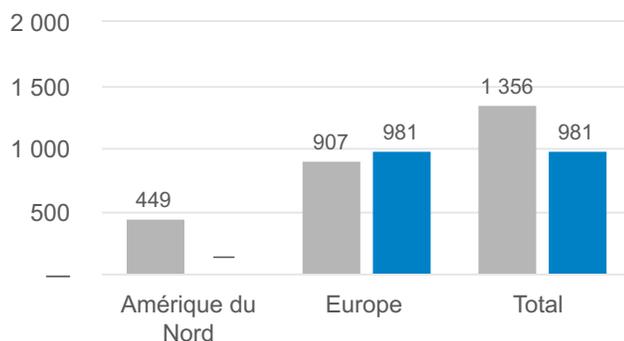
Phase préliminaire



L'augmentation de 299 MW s'explique principalement par :

- l'inscription d'un nouveau projet éolien et d'un projet de stockage en Amérique du Nord, ainsi que deux projets éoliens et cinq projets solaires en Europe, pour un ajout de 454 MW;
- le passage à la phase mi-parcours de cinq projets éoliens et de cinq projets solaires en Europe, pour un retrait totalisant 126 MW.

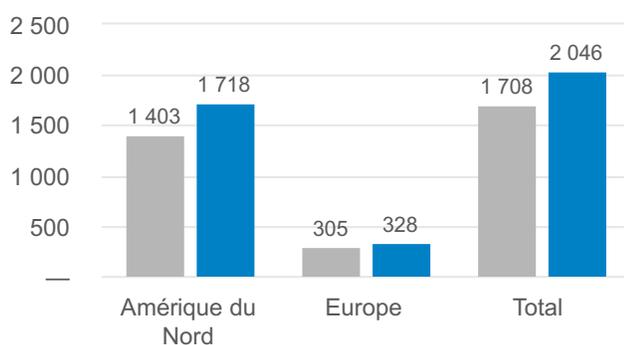
Phase mi-parcours



La variation de 375 MW s'explique principalement par :

- l'avancement en phase mi-parcours de cinq projets éoliens et de cinq projets solaires en Europe, pour une augmentation de 126 MW;
- le passage en phase avancée de trois projets éoliens en Amérique du Nord et de trois projets éoliens et de deux projets solaires en Europe, pour un retrait de 500 MW.

Phase avancée



L'augmentation de 338 MW s'explique par :

- l'avancement en phase avancée de trois projets éoliens en Amérique du Nord et de trois projets éoliens et de deux projets solaires en Europe, pour un ajout de 500 MW;
- le passage en phase sécurisée d'un projet éolien en Amérique du Nord pour un retrait de 133 MW;
- le passage en phase en construction ou prêts à construire de deux projets éoliens en Europe, pour un retrait de 29 MW.

Changements au Chemin de croissance

Le *Chemin de croissance* représente une puissance de 906 MW au quatrième trimestre de 2023 comparativement à 771 MW au trimestre précédent.

L'énergie éolienne demeure la principale source de production d'énergie pour laquelle des projets sont sécurisés, en construction ou prêts à construire avec un total de 513 MW, soit 135 MW de plus qu'au trimestre précédent. Quant à l'énergie solaire, les projets sécurisés, en construction ou prêts à construire totalisent 13 MW, soit la même valeur qu'au trimestre précédent. Finalement, en ce qui concerne le stockage d'énergie, les projets sécurisés demeurent stables à 380 MW. Les projets en construction et prêts à construire continuent de progresser vers leur mise en service selon les échéanciers prévus.

Le *Chemin de croissance* a augmenté de 285 MW depuis 2022, soit une augmentation de 108 MW au niveau de l'énergie éolienne et une diminution de 200 MW au niveau de l'énergie solaire. Pour le stockage d'énergie, le *Chemin de croissance* a augmenté de 377 MW.

CHEMIN DE CROISSANCE

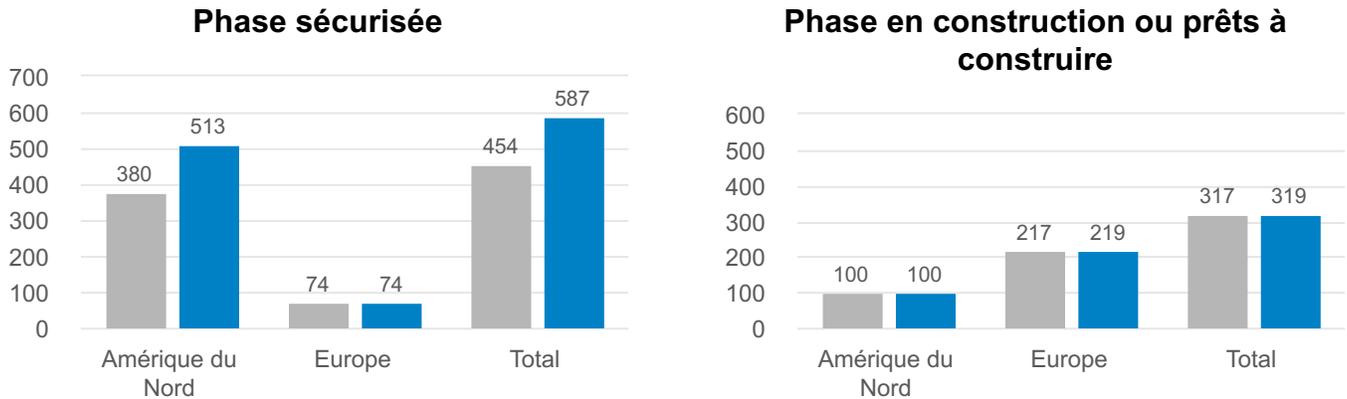
		AMÉRIQUE DU NORD	EUROPE	TOTAL BORALEX
TOTAL 906 MW	PHASE SÉCURISÉE			
	<ul style="list-style-type: none"> • Contrat obtenu (REC ou CAE) et <ul style="list-style-type: none"> • interconnexion soumise (États-Unis) • interconnexion sécurisée (Canada) • Interconnexion sécurisée et <ul style="list-style-type: none"> • projet purgé de tout recours (France) • projet autorisé par les autorités réglementaires (Écosse) 	 133 MW  -  380 MW	74 MW	207 MW
	PUISSANCE TOTALE	513 MW	74 MW	587 MW
	PHASE EN CONSTRUCTION OU PRÊTS À CONSTRUIRE			
	<ul style="list-style-type: none"> • Permis obtenus • Financement en cours • Date de mise en service établie • Stratégie tarifaire définie 	 100 MW  -  -	206 MW 13 MW -	306 MW 13 MW -
	PUISSANCE TOTALE	100 MW	219 MW	319 MW
	TOTAL	233 MW	280 MW	513 MW
		380 MW	-	380 MW
	PUISSANCE TOTALE	613 MW	293 MW	906 MW

ACTUELLEMENT EN EXPLOITATION 3 078 MW

Au 31 décembre 2023 et au 29 février 2024.

Voici les mouvements entre les stades de développement du *Chemin de croissance* depuis le dernier trimestre (en MW) :

● T3 2023 ● T4 2023



La **phase sécurisée** représente une puissance prévue qui est passée de 454 MW au 30 septembre 2023 à 587 MW au 31 décembre 2023. Cette augmentation s'explique par :

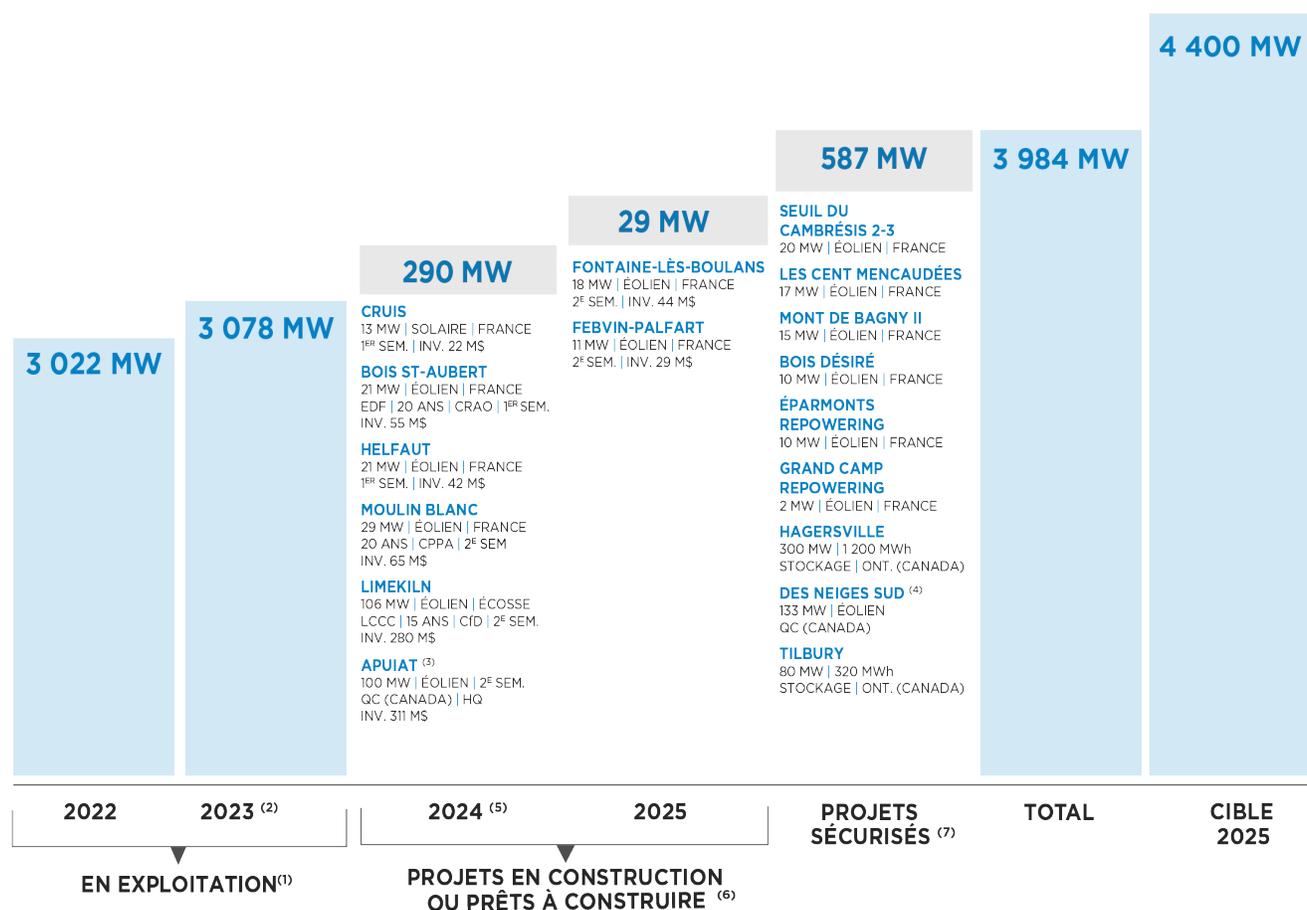
- le passage à la phase sécurisée d'un projet éolien en Amérique du Nord pour une augmentation de 133 MW.

La **phase en construction ou prêts à construire** représente une puissance prévue qui est passée de 317 MW au 30 septembre 2023 à 319 MW au 31 décembre 2023. Cette augmentation s'explique par :

- l'avancement en phase en construction ou prêts à construire de deux projets éoliens en Europe totalisant 29 MW;
- la mise en service de deux projets éoliens en Europe totalisant 27 MW et qui figuraient au chemin de croissance au trimestre précédent.

Comme l'indique le *Chemin de croissance*, la Société compte des sites en exploitation d'une puissance installée de 3 078 MW, une augmentation de 27 MW depuis le 30 septembre 2023 en raison de la mise en service de deux projets éoliens en Europe au cours du quatrième trimestre de 2023. La mise en service des sites sécurisés, prêts à construire et en construction pourrait porter à 3 984 MW la puissance installée de Boralex.

Chemin de croissance



⁽¹⁾ Correspond à la puissance installée de production et inclut la puissance installée pour des projets de stockage.

⁽²⁾ Au 31 décembre 2023 et au 29 février 2024.

⁽³⁾ La Société détient 50 % des actions du projet éolien d'une puissance totale de 200 MW et elle ne détient pas le contrôle.

⁽⁴⁾ La Société détient 50 % des actions du projet éolien d'une puissance totale de 400 MW et elle ne détient pas le contrôle. Un actionnaire minoritaire détient une participation dans la société de projet, portant l'intérêt économique net de la Société à 33%.

⁽⁵⁾ Certains éléments concernant les projets prévus être mis en service en 2024 seront divulgués ultérieurement puisque les mesures sont toujours en cours pour optimiser davantage ces projets.

⁽⁶⁾ L'investissement total pour les projets situés en Europe a été converti en dollars canadiens au taux de clôture au 31 décembre 2023.

⁽⁷⁾ Certains projets sécurisés seront mis en service au-delà de 2025.

Six projets éoliens et un projet solaire en Europe, ainsi qu'un projet éolien en Amérique du Nord sont en construction ou ont franchi toutes les étapes préliminaires et obtenu les autorisations nécessaires à l'étape de la construction. Les projets éoliens et solaires sont presque tous assujettis soit à des contrats d'achat d'électricité, soit à des contrats de compléments de rémunération à long terme, lesquels bénéficient d'un prix fixe, soit à des contrats d'achat d'électricité par des sociétés commerciales et industrielles. Certains contrats bénéficient de clauses d'indexation de prix en vigueur jusqu'à la mise en service des sites afin d'assurer une protection contre l'inflation. Ces projets contribueront aux résultats de la Société au fur et à mesure de leur mise en service en 2024 et en 2025, comme l'indique le *Chemin de croissance*.

Dans l'ensemble, la contribution au BAIIA¹ combiné des projets en construction ou prêts à construire est estimée à 84 M\$ sur la base de la production totale estimée et ajustée selon le taux de conversion en devises canadiennes à la date de fin de trimestre. La mise en œuvre de ces projets nécessitera des investissements totaux prévus² pour la Société de l'ordre de 848 M\$ et des financements prévus² à hauteur de 622 M\$ incluant la part de Boralex dans le projet Apuiat. Au 31 décembre 2023, les sommes déjà investies² dans ces projets s'élevaient à 297 M\$.

¹ La contribution au BAIIA combiné est estimée sous réserve de la finalisation de l'analyse des principales méthodes comptables applicables à ces projets.

² Les investissements totaux prévus, les financements prévus et les sommes déjà investies dans les projets en construction sont des mesures financières supplémentaires. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

Orientations: Diversification, Clientèle et Optimisation

Borex concentre ses efforts de **diversification** de ses activités sur ses portefeuilles de projets solaires et de stockage. D'ailleurs, le portefeuille de projets **solaires** présente une puissance additionnelle potentielle de 2 466 MW. Le 12 octobre 2023, le PSC a décidé de ne pas ajouter de clause d'ajustement de prix pour les projets qui ont été sélectionnés dans les appels d'offres des dernières années. Concurrentement, NYSERDA a annoncé un processus accéléré d'appel d'offres. Le 31 janvier 2024, la Société a soumis des projets qui répondaient aux critères établis par NYSERDA pour cet appel d'offres accéléré totalisant 240 MW à un prix reflétant les coûts de construction et les conditions de financement du marché actuels. Les résultats de cet appel d'offres sont attendus en avril 2024.

Borex poursuit ses démarches afin de déployer de façon progressive un service de **stockage** d'énergie par batteries, tirant ainsi parti de l'importante réduction des coûts associés à cette technologie. Le portefeuille de projets de la Société à ce chapitre équivaut à 950 MW à la fin de l'exercice 2023, grâce aux efforts soutenus consacrés à leur développement. D'ailleurs, la Société a été le principal lauréat du processus accéléré d'appel de propositions de l'IESO, avec deux projets de stockage en phase sécurisée totalisant 380 MW sélectionnés pour des contrats de capacité de 22 ans. La Société a finalisé les ententes d'approvisionnement pour ces deux projets au cours du quatrième trimestre de 2023. D'une durée de 4 heures, ces batteries permettront de fournir de l'électricité durant les périodes de pointe et contribueront ainsi à la stabilité du réseau électrique ontarien. Une fois en service, ces sites deviendront les premières installations de stockage de la Société en Amérique du Nord. La puissance installée de ses actifs de stockage en Europe s'élève à 5 MW, avec notamment la mise en service d'un deuxième actif de stockage de 3 MW en avril dernier.

De plus, deux autres projets de stockage totalisant 525 MW ont été ajoutés en phase préliminaire pour l'exercice 2023. Ces projets ont été soumissionnés dans l'appel d'offres du 12 décembre 2023 en Ontario.

La Société a entrepris de déployer des équipes commerciales en France et aux États-Unis en vue de servir une **clientèle** plus vaste. L'objectif principal est la signature de contrats de vente d'énergie directement par des sociétés commerciales et industrielles consommatrices d'électricité (CAÉ corporatifs) ainsi que l'ajout progressif de services complémentaires offerts aux réseaux de transport d'énergie ainsi qu'aux importants consommateurs d'électricité. Notamment, la Société a annoncé la signature avec Auchan Retail France d'une prolongation, pour 3 ans, d'un CAÉ corporatif signé en 2020 et d'un nouveau CAÉ corporatif, d'une durée de 20 ans, qui permettra le financement et la construction d'un parc éolien en France. De plus, un partenariat de production décentralisée (CDG) a été conclu entre Borex, Northern Power & Light et la Ville de Glens Falls pour le soutien en électricité locale et renouvelable dans le cadre du programme "Community Hydro" qui s'étend à l'État de New York.

La gestion agile du portefeuille d'actifs assure à la Société, d'une part, une sécurité à long terme et, d'autre part, une flexibilité permettant de profiter des conditions actuelles du marché de l'énergie avec la stratégie portant sur les CAÉ corporatifs et le marché.

Borex a poursuivi les initiatives portant sur l'**optimisation** des actifs actuels, par la mise en place d'actions concrètes afin d'augmenter la performance et de réduire les coûts tant d'exploitation que de financement.

Au nombre des autres initiatives, nous retrouvons des projets de remplacement d'équipements (repowering) de certains parcs éoliens en France notamment un projet de repowering d'un parc éolien existant qui avait été ajouté au *Chemin de croissance* à la **phase sécurisée** au deuxième trimestre de 2023.

Borex cherche à optimiser au mieux l'entretien et la maintenance de ses actifs. Ainsi, elle opte parfois pour le rapatriement de ces activités à l'interne et conserve, voire renégocie, des contrats de maintenance en externe. D'ailleurs, la Société a internalisé la maintenance et l'entretien de parcs éoliens français et canadiens pour une puissance installée totale de 40 MW, ainsi que de la maintenance et de l'entretien de parcs solaires américains pour une puissance installée totale de 200 MW.

Le 21 juillet 2023, la Société a conclu deux financements supplémentaires pour un total de 194 M\$ (133 M€) sur les prêts à terme des parcs et projets du portefeuille Borex Production et Sainte-Christine, incluant des facilités de lettre de crédit pour 11 M\$ (8 M€). Afin de réduire l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêts, des swaps de taux d'intérêts ont été conclus pour couvrir 80 % des dettes à long terme jusqu'en 2030 et 90 % jusqu'à maturité des dettes.

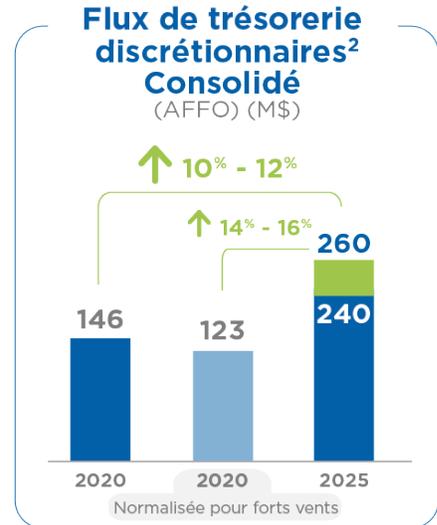
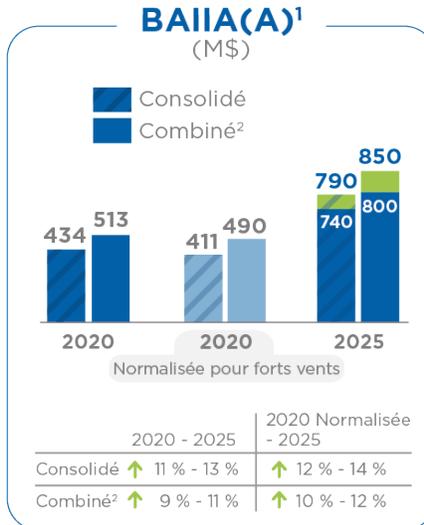
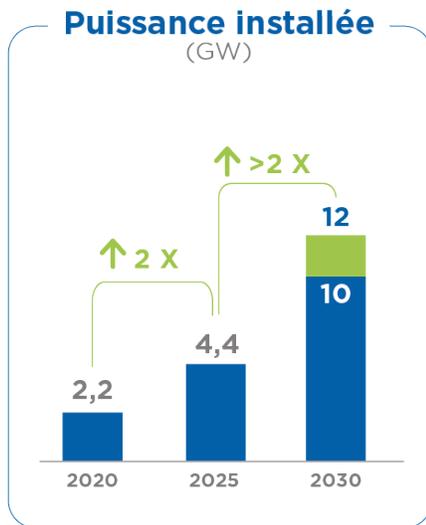
Elle a également conclu un financement de 608 M\$ pour le parc éolien Apuiat développé avec les communautés innues au Québec. Le financement comprend un prêt de construction de 465 M\$, qui se convertira en un prêt à terme suivant le début de l'exploitation commerciale, des facilités de crédit à court terme totalisant 143 M\$ permettant de financer certains coûts encourus pendant la construction remboursables par HQ et d'émettre diverses lettres de crédit. Un swap ESG avec remise verte couvrant le risque de fluctuations du taux d'intérêt de la dette et récompensant l'atteinte de résultats mesurables en matière de performance ESG est aussi inclus au financement. Le crédit-relais permettra d'optimiser la structure globale de capital de Borex et des Innus.

En 2023, Borex a bonifié son entente de facilité de crédit garantie par EDC pour premier montant de 125 M\$ et pour un deuxième montant de 150 M\$ portant ainsi son montant total autorisé à 350 M\$ jusqu'en avril 2025. En décembre 2023, Borex a obtenu une augmentation de sa facilité de crédit rotatif de 100 M\$ ce qui porte le montant autorisé à 550 M\$ jusqu'en décembre 2028. La facilité de crédit s'est de nouveau qualifiée comme prêt durable et dispose d'objectifs RSE annuels.

Suivi des objectifs du plan stratégique

Le *Plan stratégique* de la Société est aussi articulé autour de six cibles d'entreprise à horizon 2025. Pour plus de détails, se référer au rapport annuel 2021. Un résumé des cibles est présenté ci-dessous.

CIBLES 2025



Réinvestir entre 50 et 70 %
des flux de trésorerie discrétionnaires² dans la croissance

Être la référence RSE
auprès de nos partenaires en allant au-delà des énergies renouvelables

Augmenter la proportion de financement corporatif et viser **l'atteinte d'une cote de crédit Investment Grade³**

¹ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport. Voir également la rubrique *Déclarations prospectives*.

² Le Combiné et les flux de trésorerie discrétionnaires sont des mesures financières non conformes aux PCGR et n'ont pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport. Voir également la rubrique *Déclarations prospectives*.

³ Cote de crédit corporative minimale de BBB-.

État de la situation

Afin que la mise en œuvre du plan stratégique se traduise par une croissance disciplinée, tout en créant de la valeur pour les actionnaires, la direction de Boralex suit l'évolution des réalisations en lien avec les cibles d'entreprise 2025.

1) Doubler la puissance installée de 2020 à 2025

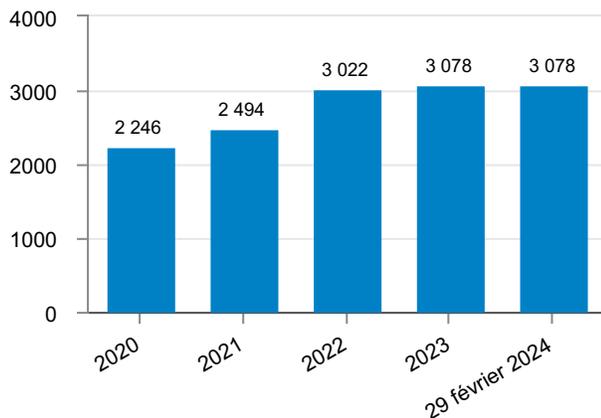
La puissance installée de Boralex est passée de 3 022 MW au 31 décembre 2022 à 3 078 MW au 31 décembre 2023.

Cette variation est liée à la fin des activités d'une centrale hydroélectrique aux États-Unis, d'une puissance installée de 3 MW, à la suite de l'arrivée à échéance de son contrat d'exploitation en mars 2023, ainsi qu'à la mise en service de quatre parcs éoliens totalisant 56 MW et d'une unité de stockage de 3 MW en Europe.

Au 29 février 2024, la puissance installée est identique à celle présentée au 31 décembre 2023.

Puissance installée

(en MW)



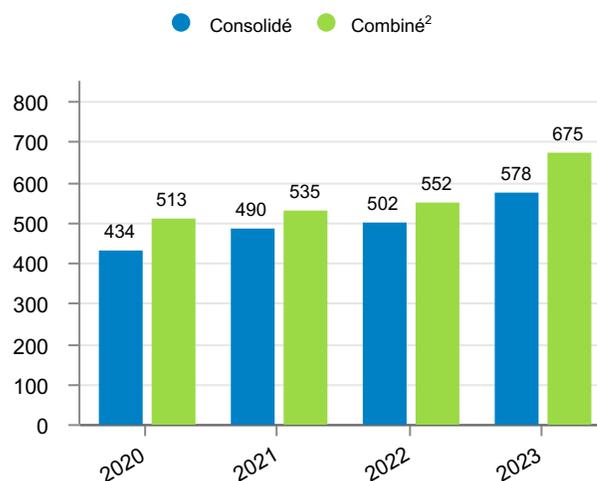
2) Atteindre 740 à 790 M\$ de BAIIA(A) consolidé, soit 800 à 850 M\$ de BAIIA(A) combiné d'ici 2025

Le BAIIA(A) s'élève à 202 M\$ en Consolidé et à 229 M\$ en Combiné pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 comparativement à 158 M\$ en Consolidé et à 173 M\$ en Combiné pour le trimestre correspondant de 2022.

Pour ce qui est de l'exercice clos le 31 décembre 2023, le BAIIA(A) se situe à 578 M\$ en Consolidé et à 675 M\$ en Combiné comparativement à 502 M\$ en Consolidé et à 552 M\$ en Combiné pour l'exercice 2022. Cette augmentation (autant en Consolidé qu'en Combiné) est principalement attribuable à l'acquisition de participations dans des parcs éoliens aux États-Unis à la fin de 2022 ainsi que par les mises en service de parcs éoliens et solaires en France.

BAIIA(A)¹

(en millions de dollars canadiens)



¹ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

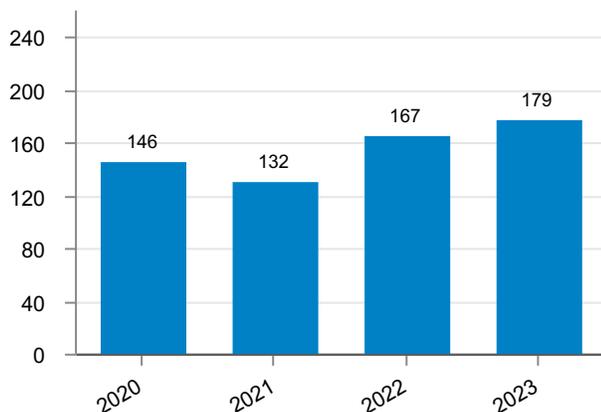
² Le Combiné est une mesure financière non conforme aux PCGR et n'a pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, cette mesure peut ne pas être comparable à des mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

3) Atteindre 240 M\$ à 260 M\$ de flux de trésorerie discrétionnaires d'ici 2025

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les flux de trésorerie discrétionnaires¹ ont atteint 179 M\$ comparativement à 167 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022. Cette variation de 12 M\$ s'explique principalement par l'augmentation des versements sur les emprunts projets et des distributions versées aux actionnaires sans contrôle, compensés par une hausse du BAIIA.

Flux de trésorerie discrétionnaires¹

(en millions de dollars canadiens)

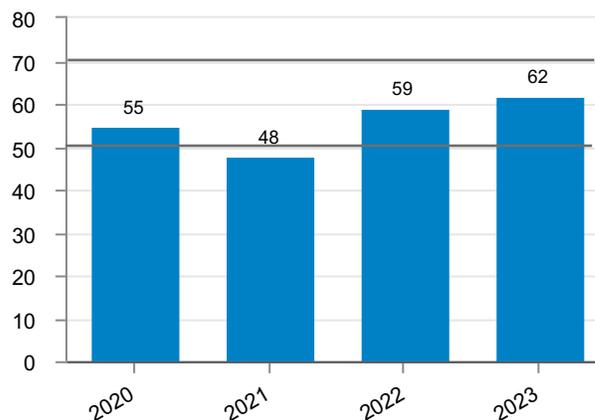


4) Réinvestir entre 50 et 70 % des flux de trésorerie discrétionnaires dans la croissance

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le ratio de réinvestissement² est de 62 %, soit une valeur à l'intérieur de la fourchette cible de 50 % à 70 %.

Ratio de réinvestissement²

(en %)



¹ Les flux de trésorerie discrétionnaires est une mesure financière non conforme aux PCGR et n'a pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, cette mesure peut ne pas être comparable à des mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport. Les flux de trésorerie discrétionnaires pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 excluent des crédits d'impôt à la production pour 1 M\$ générés par certains sites éoliens aux États-Unis durant la période, lesquels seront considérés dans les flux de trésorerie discrétionnaires lorsqu'encaissés en 2025. Ce montant s'élève à 9 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

² Le ratio de réinvestissement est un ratio non conforme aux PCGR et n'a pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, ce ratio peut ne pas être comparable à des mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

5) Être la référence RSE auprès de ses partenaires

Voici les principales réalisations de l'exercice 2023.

E

ENVIRONNEMENT

100 % des revenus de la vente d'électricité proviennent de la production d'énergie renouvelable.

1 021 496 tonnes d'émissions de CO₂ évitées en 2023.

Reconnaissance par l'administration française de l'IdentiFlight ©¹ comme mesure de réduction efficace du risque de mortalité pour une espèce aviaire sous protection dans nos parcs éoliens.

Processus d'établissement de nos cibles de réduction de GES en cours et sera publié dès la réception de l'approbation par SBTi.

S

SOCIÉTÉ

0,49 de TRIR en SST (contre 0,94 en 2022).

Lancement de la stratégie organisationnelle de santé mentale et de bien-être au travail.

33 % de représentativité féminine dans l'ensemble de l'entreprise.

2e cohorte de l'Effet A, une initiative qui vise à propulser l'ambition féminine, et lancement du Parcours de leadership 2023.

Lancement d'un programme de formation professionnelle en maintenance des éoliennes pour le territoire ancestral des Innus dans le cadre de la future exploitation du parc éolien Apuiat.

G

GOVERNANCE

3 indicateurs liés à la RSE inclus dans la rémunération de la haute direction corporative.

99 % de nos employés et administrateurs ont suivi la formation sur le Code d'éthique révisé.

1 médaille d'or EcoVadis avec 74/100.

50 % de représentation féminine au conseil d'administration au 31 décembre 2023 et ajout d'une cible portant sur les autres caractéristiques de diversité.

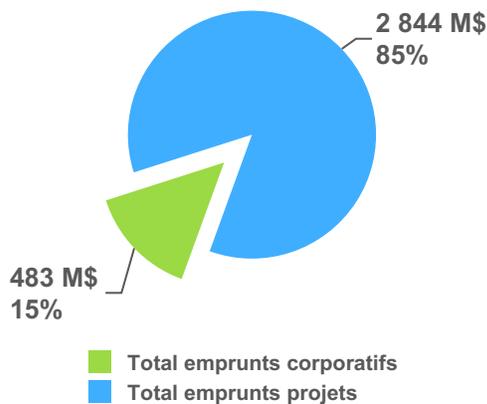
Responsabilité de surveillance des risques, incluant les risques climatiques, a été élevée au niveau du conseil d'administration.

¹ Systèmes de protection de l'avifaune réduisant les risques de collision avec les pales d'éoliennes en rotation.

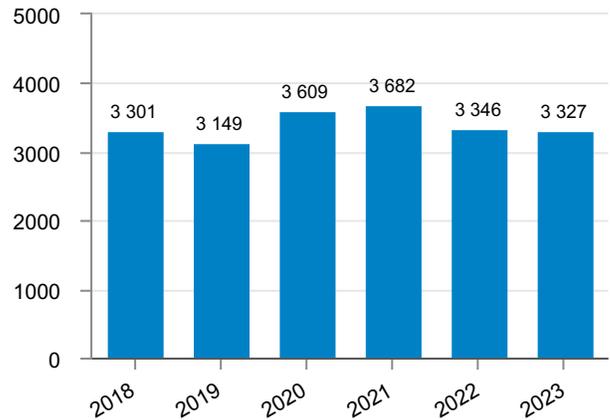
6) Augmenter la proportion de financement corporatif, incluant le financement durable, et obtenir une cote de crédit « Investment Grade »

Boralex prévoit augmenter son recours au financement corporatif en réduisant légèrement son utilisation du financement de projets et en obtenant une cote de crédit de première qualité « Investment Grade » de la part d'au moins une firme de notation de crédit reconnue.

Répartition des emprunts - solde du capital -
3,3 G\$
Au 31 décembre 2023



Emprunts - solde du capital (Consolidé)
(en millions de dollars canadiens)



En avril 2023, Boralex a bonifié son entente de facilité de crédit garantie par EDC de 125 M\$ portant ainsi son montant total autorisé à 200 M\$ jusqu'en 2025. En décembre 2023, Boralex a obtenu une augmentation de sa facilité de crédit rotatif de 100 M\$ portant ainsi son montant total autorisé à 550 M\$ jusqu'en 2028 et bonifié un montant additionnel de 150 M\$ son entente de facilité de crédit garantie pour un montant total de 350 M\$. La facilité de crédit s'est de nouveau qualifiée comme prêt durable et dispose d'objectifs RSE annuels.

La Société est continuellement à la recherche d'opportunités pour optimiser ses structures de financement et minimiser son coût du capital. Elle explore présentement différents scénarios afin de dégager des fonds supplémentaires pour sa croissance tels que de libérer les fonds de réserve dans ses sites en exploitation en France suite à une émission de lettres de crédit ou encore de financer en amont les éventuels CII lorsqu'ils seront applicables pour ses projets.

Liquidités disponibles et financements autorisés

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2022
Trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles ⁽¹⁾		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	478	361
Trésorerie et équivalents de trésorerie dans les périmètres de financements de projets	(388)	(279)
Découvert bancaire	(6)	(12)
Trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles ⁽¹⁾	84	70
Facilités de crédit de la société mère		
Facilité de crédit autorisée ⁽²⁾	550	450
Emprunts effectués sur la facilité de crédit autorisée ⁽³⁾	(244)	(61)
Tranche non utilisée de la facilité de crédit de la société mère	306	389
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales	157	35
Facilités de crédit disponibles pour la croissance ⁽⁴⁾	463	424
Liquidités disponibles et financements autorisés ⁽¹⁾	547	494

⁽¹⁾ La trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles et les liquidités disponibles et financements autorisés sont des mesures financières non conformes aux PCGR et n'ont pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

⁽²⁾ Excluant la clause accordéon de 150 M\$.

⁽³⁾ Au 31 décembre 2023, ce montant inclut 61 M\$ de lettres de crédit (22 M\$ au 31 décembre 2022). Au début de l'année 2024, les 61 M\$ ont été transféré sous des lettres de crédit projet et de l'entente de facilité de crédit garantie par Exportation et développement Canada.

⁽⁴⁾ Les facilités de crédits disponibles pour la croissance sont une mesure financière supplémentaire. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

Au 31 décembre 2023, la *Trésorerie et équivalents de trésorerie dans les périmètres de financements de projets* inclut les sommes qui devront être remises pour la contribution sur la rente inframarginale des producteurs d'électricité de 222 M\$ ainsi que pour les contrats de compléments de rémunération de 31 M\$. Comme le démontre le tableau ci-dessus, la Société dispose d'une flexibilité financière lui permettant de soutenir sa croissance. Les liquidités disponibles et les financements autorisés lui permettront d'investir dans ses projets actuels, de financer le développement de nouveaux projets afin d'atteindre ses objectifs de croissance et de poursuivre la mise en œuvre de son plan stratégique.

Analyse des résultats, de la situation de trésorerie et de la situation financière - Consolidé

Faits saillants financiers

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre				Exercices clos les 31 décembre			
	2023	2022	Variation		2023	2022	Variation	
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)			GWh ou \$	%			GWh ou \$	%
Production d'électricité (GWh) ⁽¹⁾	1 814	1 619	195	12	5 973	5 617	356	6
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	315	322	(7)	(2)	994	818	176	21
Résultat d'exploitation	98	7	91	>100	226	112	114	>100
BAIIA(A) ⁽²⁾	202	158	44	28	578	502	76	15
Résultat net	58	(7)	65	>100	115	8	107	>100
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	37	14	23	>100	78	30	48	>100
Par action (de base et dilué)	0,36 \$	0,14 \$	0,22 \$	>100	0,76 \$	0,30 \$	0,46 \$	>100
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	107	189	(82)	(44)	496	513	(17)	(3)
Marge brute d'autofinancement ⁽³⁾	161	141	20	14	445	403	42	10
Dividendes versés sur les actions ordinaires	17	17	—	—	68	68	—	—
Dividendes versés par action ordinaire	0,1650 \$	0,1650 \$			0,6600 \$	0,6600 \$		
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	102 766 104	102 762 850			102 765 694	102 726 063		

	Au 31 déc.		Variation	
	2023	2022	\$	%
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Trésorerie totale, incluant l'encaisse affectée	500	374	126	34
Immobilisations corporelles	3 355	3 335	20	1
Total de l'actif	6 574	6 539	35	1
Emprunts - solde du capital	3 327	3 346	(19)	(1)
Total du passif	4 550	4 513	37	1
Total des capitaux propres	2 024	2 026	(2)	—
Coefficient d'endettement net, au marché ⁽⁴⁾ (%)	42 %	40 %		

⁽¹⁾ Inclut les compensations à la suite des limitations de production d'électricité demandées par les clients.

⁽²⁾ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

⁽³⁾ La marge brute d'autofinancement est une mesure financière non conforme aux PCGR et n'a pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, cette mesure peut ne pas être comparable à des mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

⁽⁴⁾ Le coefficient d'endettement net est une mesure de gestion du capital. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

Évolution du modèle de gestion

Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société a fait évoluer son modèle de gestion afin d'accroître son agilité dans ses principaux marchés, ce qui a entraîné un changement dans la composition de ses secteurs à présenter. La Société est passée d'une gestion par technologie de production à une gestion géographique de ses opérations. En plus de l'unité d'affaires existante en Europe, consolidée en tant que vice-présidence, unité d'affaires Europe, Boralex a mis en place une unité d'affaires en Amérique du Nord. Désormais, les unités d'affaires régionales regroupent les activités de valorisation des actifs telles que le développement organique, la construction, la gestion d'actifs, la vente d'énergie et les fusions et acquisitions locales ainsi que les activités de soutien telles que les affaires publiques, les ressources humaines, la finance et la comptabilité opérationnelle. Il s'agit d'une évolution naturelle pour Boralex, alors que le succès de l'entreprise repose sur son travail de proximité avec les milieux, sur sa compréhension fine des particularités des marchés et sur son agilité à saisir les occasions d'affaires.

À la suite de ce changement, les secteurs à présenter ont été identifiés comme étant les deux unités d'affaires de la Société, soit **l'Amérique du Nord** et **l'Europe**. La Société a retraité l'information sectorielle comparative pour la rendre conforme à sa nouvelle structure. Chacun des deux secteurs présentés tire ses produits de la vente d'énergie principalement de sites éoliens, de centrales hydroélectriques et de sites solaires.

Les secteurs à présenter ont été déterminés sur la base des rapports internes que le PDO de la Société examine régulièrement en vue d'allouer des ressources aux secteurs et d'évaluer leur performance. Le PDO de la Société est le président et chef de la direction.

Informations financières sectorielles de la période de trois mois et de l'exercice clos le 31 décembre 2023

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre				Exercices clos les 31 décembre			
	2023	2022	Variation		2023	2022	Variation	
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)			GWh ou \$	%			GWh ou \$	%
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (GWh) ⁽¹⁾	1 814	1 619	195	12	5 973	5 617	356	6
Amérique du Nord	820	876	(56)	(6)	3 065	3 397	(332)	(10)
Sites éoliens	537	620	(83)	(13)	1 807	2 127	(320)	(15)
Sites solaires	75	81	(6)	(7)	423	478	(55)	(12)
Centrales hydroélectriques	208	175	33	18	835	752	83	11
Centrales thermiques ⁽²⁾	—	—	—	—	—	40	(40)	(100)
Europe	994	743	251	34	2 908	2 220	688	31
Sites éoliens	983	735	248	34	2 829	2 162	667	31
Sites solaires	11	8	3	34	79	58	21	37
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE ET COMPLÉMENTS DE RÉMUNÉRATION	315	322	(7)	(2)	994	818	176	21
Amérique du Nord	98	108	(10)	(9)	355	402	(47)	(11)
Sites éoliens	73	83	(10)	(12)	245	283	(38)	(13)
Sites solaires	6	7	(1)	(15)	38	42	(4)	(9)
Centrales hydroélectriques	19	18	1	7	72	71	1	2
Centrales thermiques ⁽²⁾	—	—	—	—	—	6	(6)	(100)
Europe	217	214	3	1	639	416	223	53
Sites éoliens	215	212	3	1	626	398	228	57
Sites solaires	2	2	—	(17)	13	18	(5)	(30)
BAIIA(A) ⁽³⁾	202	158	44	28	578	502	76	15
Amérique du Nord	87	86	1	3	302	318	(16)	(5)
Sites éoliens	80	82	(2)	(2)	263	270	(7)	(3)
Sites solaires	4	1	3	>100	29	29	—	(1)
Centrales hydroélectriques	13	12	1	5	49	51	(2)	(3)
Centrales thermiques ⁽²⁾	—	—	—	—	—	2	(2)	(100)
Frais généraux ⁽⁴⁾	(10)	(9)	(1)	(2)	(39)	(34)	(5)	(14)
Europe	123	81	42	50	310	215	95	44
Sites éoliens	137	91	46	49	355	238	117	48
Sites solaires	2	2	—	(24)	10	17	(7)	(40)
Frais généraux ⁽⁴⁾	(16)	(12)	(4)	(25)	(55)	(40)	(15)	(34)
Corporatif et éliminations	(8)	(9)	1	8	(34)	(31)	(3)	(8)

⁽¹⁾ Inclut les compensations à la suite des limitations de production d'électricité demandées par les clients.

⁽²⁾ Le 1^{er} avril 2022, la Société a cédé la centrale de Senneterre, dernier actif de production d'énergie à base de biomasse de son portefeuille.

⁽³⁾ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

⁽⁴⁾ Avant l'application du nouveau modèle de gestion, ces frais étaient présentés dans le corporatif. Se référer à l'*Évolution du modèle de gestion*.

Informations financières par technologie pour la période de trois mois et de l'exercice clos le 31 décembre 2023

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre				Exercices clos les 31 décembre			
	2023	2022	Variation		2023	2022	Variation	
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)			GWh ou \$	%			GWh ou \$	%
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (GWh) ⁽¹⁾	1 814	1 619	195	12	5 973	5 617	356	6
Sites éoliens	1 520	1 355	165	12	4 636	4 289	347	8
Sites solaires	86	89	(3)	(3)	502	536	(34)	(6)
Centrales hydroélectriques	208	175	33	18	835	752	83	11
Centrales thermiques ⁽²⁾	—	—	—	—	—	40	(40)	(100)
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE ET COMPLÉMENTS DE RÉMUNÉRATION	315	322	(7)	(2)	994	818	176	21
Sites éoliens	288	295	(7)	(3)	871	681	190	28
Sites solaires	8	9	(1)	(15)	51	60	(9)	(16)
Centrales hydroélectriques	19	18	1	7	72	71	1	2
Centrales thermiques ⁽²⁾	—	—	—	—	—	6	(6)	(100)
BAIIA(A) ⁽³⁾	202	158	44	28	578	502	76	15
Sites éoliens	217	173	44	25	618	508	110	21
Sites solaires	6	3	3	>100	39	46	(7)	(15)
Centrales hydroélectriques	13	12	1	5	49	51	(2)	(3)
Centrales thermiques ⁽²⁾	—	—	—	—	—	2	(2)	(100)
Frais généraux, corporatif et éliminations	(34)	(30)	(4)	(8)	(128)	(105)	(23)	(20)

⁽¹⁾ Inclut les compensations à la suite des limitations de production d'électricité demandées par les clients.

⁽²⁾ Le 1^{er} avril 2022, la Société a cédé la centrale de Senneterre, dernier actif de production d'énergie à base de biomasse de son portefeuille.

⁽³⁾ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

Analyse des résultats d'exploitation consolidés de la période de trois mois close le 31 décembre 2023

Augmentation du résultat d'exploitation et du BAIIA(A)⁽¹⁾ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023, principalement attribuable aux conditions de vent favorables et aux mises en service en France ainsi qu'à l'intégration des parcs éoliens acquis aux États-Unis à la fin 2022.

Le tableau suivant illustre les principaux écarts de la production, des produits de vente d'énergie et CR et du BAIIA(A)⁽¹⁾ :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Production (GWh)	Produits de vente d'énergie et CR	BAIIA(A) ⁽¹⁾
Consolidé			
Période de trois mois close le 31 décembre 2022	1 619	322	158
Acquisition - Participations parcs éoliens aux États-Unis	—	—	6
Mises en service et arrêts temporaires ⁽²⁾	90	16	16
Prix (contrats d'achat d'électricité et CR)	—	(66)	(66)
Contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité	—	—	51
Volume	105	21	21
Effet de change	—	12	9
Quote-part coentreprises et entreprises associées - actifs comparables	—	—	2
Autres	—	10	5
Période de trois mois close le 31 décembre 2023	1 814	315	202
Amérique du Nord			
Période de trois mois close le 31 décembre 2022	876	108	86
Acquisition - Participations parcs éoliens aux États-Unis	—	—	6
Volume	(56)	(10)	(10)
Quote-part du résultat net des coentreprises et entreprises associées	—	—	2
Autres	—	—	3
Période de trois mois close le 31 décembre 2023	820	98	87
Europe			
Période de trois mois close le 31 décembre 2022	743	214	81
Mises en service et arrêts temporaires ⁽²⁾	90	16	16
Prix (contrats d'achat d'électricité et CR)	—	(66)	(66)
Contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité	—	—	51
Volume	161	31	31
Effet de change	—	12	9
Autres	—	10	1
Période de trois mois close le 31 décembre 2023	994	217	123
Corporatifs et éliminations			
Période de trois mois close le 31 décembre 2022			(9)
Autres			1
Période de trois mois close le 31 décembre 2023			(8)

⁽¹⁾ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

⁽²⁾ Se référer au tableau *Évolution du portefeuille en exploitation*.

Acquisitions, mises en service et cessions

En **Amérique du Nord**, l'investissement dans trois partenariats détenteurs de cinq parcs éoliens en exploitation aux États-Unis à la fin de 2022 a généré une quote-part du résultat net de 6 M\$ au chapitre du BAIIA(A).

En **Europe**, les parcs éoliens et solaires ont bénéficié de l'apport des nouvelles installations mises en service (voir le tableau *Évolution du portefeuille en exploitation*) et de la remise en activité de sites à la suite d'arrêts temporaires liés à des travaux de repowering, ce qui s'est traduit par un ajout de 90 GWh à la production, de 16 M\$ aux produits de vente d'énergie et CR ainsi que de 16 M\$ au BAIIA(A). Ces écarts favorables s'expliquent principalement par l'apport des sites éoliens qui ont ajouté 87 GWh à la production et 16 M\$ pour les produits de vente d'énergie et CR, ainsi que pour le BAIIA(A).

En raison des mesures d'urgence mises en place par le gouvernement français afin d'accélérer le développement des énergies renouvelables, les sites récemment mis en service en France sont autorisés à retarder l'activation de leur contrat de complément de rémunération de 18 mois par rapport à la date limite d'activation initialement prévue au contrat. Durant la période de report d'activation, la Société peut vendre sur les marchés l'électricité produite ou négocier des prix en vertu de contrats à court terme.

Volume - actifs comparables

En **Amérique du Nord**, le volume de production des actifs comparables pour l'ensemble du secteur a diminué de 56 GWh ce qui a donné lieu à un écart défavorable de 10 M\$ à la fois pour les produits de vente d'énergie et CR, et le BAIIA(A). Les parcs éoliens ont connu des conditions de vent moins favorables qu'au trimestre comparable de 2022, avec une diminution de la production de 83 GWh ou 13 % au Canada. Les centrales hydroélectriques au Canada et aux États-Unis ont connu des conditions d'hydraulicité favorables, entraînant une augmentation de la production de 33 GWh ou 18 % comparativement à la période correspondante de 2022. Les parcs solaires aux États-Unis ont connu une diminution de 6 GWh ou 7 %.

En **Europe**, le volume de production des actifs comparables pour l'ensemble du secteur a augmenté de 161 GWh donnant lieu à un écart favorable de 31 M\$ à la fois pour les produits de vente d'énergie et CR et le BAIIA(A). Les parcs éoliens ont bénéficié d'une bonne disponibilité énergétique à la suite d'optimisation de la maintenance et des conditions de vent plus favorables, comparativement au quatrième trimestre 2022, ce qui s'est traduit par une augmentation de 161 GWh ou 22 % de la production.

Au global par rapport au quatrième trimestre de 2022, les conditions favorables au niveau de l'éolien en Europe et de l'hydroélectricité en Amérique du Nord ont plus que compensé les conditions défavorables au niveau de l'éolien en Amérique du Nord.

Prix (contrats d'achat d'électricité et CR)

Les produits de vente d'énergie et CR et le BAIIA(A) affichent un écart défavorable de 66 M\$ par rapport aux résultats du quatrième trimestre 2022, principalement en raison des éléments suivants en **Europe** :

- un écart défavorable de 63 M\$ pour les sites qui avaient résilié de façon anticipée leur contrat d'obligation d'achat lors du troisième trimestre de 2022 profitant des prix d'électricité plus élevés du quatrième trimestre de 2022;
- un écart défavorable de 2 M\$ associé à la diminution des prix marché en 2023 comparativement à la période correspondante de 2022 pour les sites nouvellement mis en service et qui peuvent bénéficier du report d'activation de leur contrat de complément de rémunération (mesure d'urgence pour accélérer la production d'énergies renouvelables);
- un écart défavorable de 2 M\$ associé aux CAÉ corporatifs en France.

Contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité

En décembre 2022, le gouvernement français a adopté une loi selon laquelle une contribution calculée à 90 % des revenus en excès d'un seuil doit être versée à l'État pour la période du 1^{er} juillet 2022 au 31 décembre 2023. Le prix seuil varie selon la technologie et a été établi à 100 €/MWh pour les parcs solaires et éoliens. Cette loi s'applique aux parcs qui vendent directement sur le marché ou en fonction de nouveaux contrats, une fois leur contrat d'obligation d'achat arrivé à échéance, ainsi qu'aux parcs ayant résilié par anticipation leur contrat d'obligation d'achat. Au cours du quatrième trimestre 2023, le BAIIA(A) affiche un écart favorable de 51 M\$ sur la rente inframarginale, inclus dans les charges d'exploitation, par rapport au trimestre correspondant de 2022, ce qui s'explique par des prix d'électricité moins élevés en 2023 comparativement à 2022.

Autres

La variation est principalement causée par la vente de garanties de capacité et d'origine en France, majoritairement pour les sites qui ont résilié de façon anticipée leur contrat d'obligation d'achat.

Relation entre les produits et les charges d'exploitation

Excluant les acquisitions, les cessions, les mises en service et les arrêts temporaires liés aux travaux de repowering, les produits de vente d'énergie et CR ont diminué de 8 % au quatrième trimestre 2023 par rapport à un an plus tôt, tandis que les charges d'exploitation ont diminué de 30 % en raison principalement de la diminution de la contribution sur la rente inframarginale qui a diminué à la suite de la diminution des prix d'électricité. Si on exclut la contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité, les charges d'exploitation ont diminué de 3 %. Les écarts de la production (volume) et de prix d'électricité décrits précédemment expliquent la variation des produits de vente d'énergie et CR qui n'ont pas d'effet direct sur les charges d'exploitation.

Dépréciation

En juin 2023, la Société et d'autres entreprises comparables de l'industrie ont soumis une demande à l'État de New York, afin d'obtenir une augmentation du prix des contrats de certificats d'énergie renouvelable en raison d'importantes augmentations des coûts depuis l'attribution des contrats. La Public Service Commission a refusé la demande en octobre 2023. En réponse à ce refus, l'état de New York a lancé un appel d'offres accéléré, pour l'éolien en mer et l'énergie renouvelable terrestre, pour lequel les soumissions étaient dues le 31 janvier 2024, et a permis la résiliation des contrats qui avaient été attribués dans les appels d'offre précédents. D'ailleurs, la Société a soumissionné cinq projets solaires dans le cadre de cet appel d'offres pour un total de 240 MW. Certains des projets de la Société n'étaient pas éligibles à participer à cet appel d'offres accéléré, elle devrait être éligible à soumissionner lors de prochains appels d'offres. La Société a effectué des tests de dépréciation pour déterminer si la valeur recouvrable de ces projets était supérieure à leur valeur comptable. Les tests ont été fondés sur l'approche de la juste valeur diminuée des coûts de sortie, utilisant les flux de trésorerie attendus pour ces projets et la probabilité d'obtenir un contrat pour ces projets, laquelle probabilité a été établie en fonction des critères d'évaluation de l'appel d'offres, l'analyse des concurrents, et le prix de la soumission. Une dépréciation de 17 M\$ (15 M\$ US) a été enregistrée dans les *Projets en développement*, et une dépréciation de 2 M\$ (2 M\$ US) a été enregistrée dans les *Immobilisations corporelles*.

Au cours du quatrième trimestre de 2022, la Société avait enregistré une dépréciation de 82 M\$ dont 80 M\$ étaient attribuables aux parcs solaires aux États-Unis pour tenir compte de l'évolution du coût du capital depuis leur acquisition.

Rapprochement entre le BAIIA(A) et les résultats d'exploitation

Au cours de la période de trois mois close le 31 décembre 2023, la Société a enregistré un résultat d'exploitation de 98 M\$, comparativement à 7 M\$ pour la période correspondante de 2022, soit une hausse de 91 M\$. Le BAIIA(A) est quant à lui passé de 158 M\$ à 202 M\$, une augmentation de 44 M\$ ou de 28 %. L'écart de 47 M\$ entre la variation de BAIIA(A) et celle du résultat d'exploitation s'explique principalement par la variation favorable de la quote-part du résultat net des coentreprises acquises à la fin de décembre 2022 de 11 M\$ qui est considérée dans le BAIIA(A) mais exclue du résultat d'exploitation et par la variation de la charge de dépréciation de 62 M\$ qui est exclue du BAIIA(A) mais considérée dans le résultat d'exploitation.

Résultat net

Dans l'ensemble pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023, Boralex a enregistré un résultat net de 58 M\$ contre une perte nette de 7 M\$ pour la période correspondante de 2022.

Comme détaillé dans le tableau ci-dessous, pour le quatrième trimestre 2023, la Société affiche un résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex de 37 M\$ ou 0,36 \$ par action (de base et dilué), contre un résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex de 14 M\$ ou 0,14 \$ par action (de base et dilué) pour la période correspondante de 2022.

Principaux écarts du résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex

(en millions de dollars canadiens)

Résultat net de la période de trois mois close le 31 décembre 2022	14
BAIIA(A) ⁽¹⁾	44
Variation de la juste valeur d'un dérivé inclus dans la quote-part du résultat net des coentreprises	3
Amortissement	(8)
Dépréciation	62
Frais d'acquisition et d'intégration	(2)
Charges financières	(2)
Impôts sur le résultat	(16)
Part des actionnaires sans contrôle	(42)
Autres gains	1
Autres	(17)
Variation	23
Résultat net de la période de trois mois close le 31 décembre 2023	37

⁽¹⁾ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

L'écart favorable de 23 M\$ résulte principalement de :

- l'augmentation de 44 M\$ du BAIIA(A);
- d'un écart favorable de 62 M\$ au niveau de la ligne dépréciation.

La variation de ces deux éléments a été expliquée précédemment.

Le tout a été en partie annulé par :

- une augmentation de la charge d'amortissement de 8 M\$ causée entre autres par les nouvelles mises en services en Europe ainsi que par un effet de change défavorable;
- une augmentation de 16 M\$ de la charge d'impôts sur les résultats attribuable directement à l'augmentation des résultats avant impôts de 81 M\$;
- une augmentation de la part des résultats des actionnaires sans contrôle de 42 M\$. La variation s'explique principalement par la dépréciation enregistrée au quatrième trimestre de 2022 dans des parcs solaires dont la Société détient des participations variant de 50 % à 100 %;

- une variation défavorable du *Autres* de 17 M\$ composée majoritairement de la variation des instruments financiers et de la diminution du gain de change.

Analyse des résultats d'exploitation consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023

Augmentation du résultat d'exploitation de 114 M\$ et du BAIIA(A)¹ de 15 % principalement attribuables à l'augmentation de la production des parcs éoliens pour les sites comparables en Europe, la mise en service de sites éoliens et solaires, ainsi qu'à l'acquisition d'une participation dans des parcs éoliens aux États-Unis.

Le tableau suivant illustre les principaux écarts de la production, des produits de vente d'énergie et CR et du BAIIA(A)⁽¹⁾ :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Production (GWh)	Produits de vente d'énergie et CR	BAIIA(A) ⁽¹⁾
Consolidé			
Exercice clos le 31 décembre 2022	5 617	818	502
Acquisition - Participations parcs éoliens aux États-Unis	—	—	32
Mises en service et arrêts temporaires ⁽²⁾	340	56	50
Prix (contrats d'achat d'électricité et CR)	—	80	80
Contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité	—	—	(92)
Volume	56	16	16
Cession ⁽²⁾	(40)	(6)	(2)
Effet de change	—	25	16
Masse salariale ⁽³⁾	—	—	(14)
Développement	—	—	(5)
Quote-part coentreprises et entreprises associées - actifs comparables	—	—	(5)
Autres	—	5	—
Exercice clos le 31 décembre 2023	5 973	994	578
Amérique du Nord			
Exercice clos le 31 décembre 2022	3 397	402	318
Acquisition - Participations parcs éoliens aux États-Unis	—	—	32
Volume	(292)	(43)	(43)
Cession ⁽²⁾	(40)	(6)	(2)
Effet de change	—	3	2
Masse salariale ⁽³⁾	—	—	(5)
Développement	—	—	2
Quote-part coentreprises et entreprises associées - actifs comparables	—	—	(5)
Autres	—	(1)	3
Exercice clos le 31 décembre 2023	3 065	355	302
Europe			
Exercice clos le 31 décembre 2022	2 220	416	215
Mises en service et arrêts temporaires ⁽²⁾	340	56	50
Prix (contrats d'achat d'électricité et CR)	—	80	80
Contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité	—	—	(92)
Volume	348	59	59
Effet de change	—	22	14
Masse salariale ⁽³⁾	—	—	(3)
Développement	—	—	(7)
Autres	—	6	(6)
Exercice clos le 31 décembre 2023	2 908	639	310
Corporatifs et éliminations			
Exercice clos le 31 décembre 2022			(31)
Masse salariale ⁽³⁾			(6)
Autres			3
Exercice clos le 31 décembre 2023			(34)

⁽¹⁾ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

⁽²⁾ Se référer au tableau *Évolution du portefeuille en exploitation*.

⁽³⁾ Exclut la masse salariale liée aux activités de développement qui sont présentées distinctement.

Acquisitions, mises en service et cessions

En **Amérique du Nord**, l'investissement dans trois partenariats détenteurs de cinq parcs éoliens en exploitation aux États-Unis à la fin de 2022 a généré une quote-part du résultat net de 32 M\$ au chapitre du BAIIA(A). Quant à la cession de la centrale de Senneterre au Canada, elle s'est soldée par une diminution de 40 GWh de la production, de 6 M\$ des produits de vente d'énergie et CR, et de 2 M\$ sur le plan du BAIIA(A).

En **Europe**, les parcs éoliens et solaires ont bénéficié de l'apport des nouvelles installations mises en service (voir le tableau *Évolution du portefeuille en exploitation*) et de la remise en activité de sites à la suite d'arrêts temporaires liés à des travaux de repowering, ce qui s'est traduit par un ajout de 340 GWh à la production, de 56 M\$ aux produits de vente d'énergie et CR ainsi que de 50 M\$ au BAIIA(A). Ces écarts favorables s'expliquent principalement par l'apport des sites éoliens qui ont ajouté 317 GWh à la production, 54 M\$ aux produits de vente d'énergie et CR et 47 M\$ au BAIIA(A).

Volume - actifs comparables

En **Amérique du Nord**, le volume de production des actifs comparables pour l'ensemble du secteur a diminué de 292 GWh, ce qui a donné lieu à un écart défavorable de 43 M\$ à la fois pour les produits de vente d'énergie et CR, et le BAIIA(A). Les parcs éoliens ont connu des conditions de vent moins favorables qu'au cours de l'exercice 2022, avec une diminution de la production de 320 GWh ou de 15 % au Canada. Pour ce qui est des États-Unis, les centrales hydroélectriques ont connu des conditions d'hydraulicité favorables donnant lieu à une augmentation de 88 GWh ou de 25 % de la production, par rapport à l'exercice 2022. Toutefois, les parcs solaires aux États-Unis ont connu de moins bonnes conditions, avec une diminution de 55 GWh ou de 12 % de la production par rapport à l'exercice 2022.

En **Europe**, le volume de production des actifs comparables a augmenté de 348 GWh donnant lieu à un écart favorable de 59 M\$ à la fois pour les produits de vente d'énergie et CR et le BAIIA(A). Les parcs éoliens ont bénéficié d'une bonne disponibilité énergétique à la suite d'optimisation de la maintenance et de meilleures conditions de vent, comparativement à l'exercice 2022, ce qui s'est traduit par une augmentation de 350 GWh ou de 17 % de la production.

Prix (contrats d'achats d'électricité et CR)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les produits de vente d'énergie et CR et le BAIIA(A) affichent un écart favorable de 80 M\$. Un tel écart s'explique principalement par des éléments en **Europe** :

- la résiliation anticipée de contrats d'obligation d'achat en France au cours du troisième trimestre 2022 et la mise en place de nouveaux contrats effectifs à partir du 1^{er} octobre 2022, ce qui s'est traduit par :
 - un ajout de 154 M\$ pour les 9 premiers mois de l'année puisque les nouveaux contrats bénéficiaient de prix plus élevés;

- un impact défavorable de 62 M\$ pour le quatrième trimestre 2023 causé par une baisse des prix marchés comparativement au trimestre comparable de 2022 affectant la contribution de ces nouveaux contrats.
- un écart défavorable de 22 M\$ associé à la diminution des prix marché en 2023 pour les sites nouvellement mis en service qui bénéficient d'un report d'activation de leur contrat de complément de rémunération pour une période de 18 mois et des sites qui vendaient à prix marché sans avoir droit à cette mesure d'urgence.

Contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité

Un écart défavorable de 92 M\$ (64 M€) associé à la comptabilisation de la rente inframarginale sur la production, inclus dans les charges d'exploitation, à la suite de l'adoption de cette loi en décembre 2022 et effective à partir du 1^{er} juillet 2022.

Développement

La variation de 5 M\$ s'explique principalement par une augmentation des frais de développement en Europe.

Quote-part du résultat net des coentreprises et entreprises associées - actifs comparables

Dans l'ensemble, lorsqu'on exclut la quote-part de 32 M\$ provenant de la participation acquise dans les parcs éoliens aux États-Unis, les parcs éoliens des coentreprises et entreprises associées situées en Amérique du Nord comparables ont connu des conditions de vent moins favorables qu'au cours de la période correspondante de 2022, ce qui explique un écart défavorable de 5 M\$.

Effet de change

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la variation du taux de change pour l'euro et le dollar américain a donné lieu à une augmentation de 25 M\$ des produits de vente d'énergie et CR et de 16 M\$ du BAIIA(A).

Masse salariale

L'augmentation de la masse salariale liée à l'exploitation et à l'administration au cours de l'exercice 2023, attribuable en majeure partie à la hausse de l'effectif compte tenu de la croissance de la Société, s'est traduite par un écart défavorable de 14 M\$ au chapitre du BAIIA(A).

Relation entre les produits et les charges d'exploitation

Excluant les acquisitions, les cessions, les mises en service et les arrêts temporaires liés aux travaux de repowering, les produits de vente d'énergie et CR ont augmenté de 17 % au cours de l'exercice de 2023 par rapport à 2022, tandis que les charges d'exploitation ont augmenté de 48 % en raison principalement de l'écart défavorable lié à la contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité et d'une augmentation de la masse salariale et des frais de maintenance. Si on exclut la contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité, les charges d'exploitation ont augmenté de 11 %. Les écarts de la production (volume) et de prix d'électricité décrits précédemment expliquent la variation des produits de vente d'énergie et CR qui n'ont pas d'effet direct sur les charges d'exploitation.

Dépréciation

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société a enregistré une dépréciation de 20 M\$, comparativement à 85 M\$ au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022. Pour plus d'information, se référer à la section Analyse des résultats d'exploitation consolidés de la période de trois mois close le 31 décembre 2023.

Rapprochement entre le BAIIA(A) et le résultat d'exploitation

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société a enregistré un résultat d'exploitation de 226 M\$, comparativement à 112 M\$ pour la période correspondante de 2022, soit une augmentation de 114 M\$. Le BAIIA(A) est quant à lui passé de 502 M\$ à 578 M\$, une augmentation de 76 M\$ ou de 15 %. L'écart de 38 M\$ entre la variation de BAIIA(A) et celle du résultat d'exploitation s'explique principalement par la variation de la quote-part du résultat net de 22 M\$ qui est considérée dans le BAIIA(A), mais exclue du résultat d'exploitation et par la variation de la charge de dépréciation de 65 M\$ qui est exclue du BAIIA(A) mais considérée dans le résultat d'exploitation.

Résultat net

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, Boralex a enregistré un résultat net de 115 M\$, contre 8 M\$ pour la période correspondante de 2022.

Comme détaillé dans le tableau ci-dessous, la Société affiche un résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex de 78 M\$ ou 0,76 \$ par action (de base et dilué) pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, contre un résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex de 30 M\$ ou 0,30 \$ par action (de base et dilué) en 2022.

Principaux écarts du résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex

(en millions de dollars canadiens)

Résultat net pour l'exercice clos le 31 décembre 2022	30
BAIIA(A) ⁽¹⁾	76
Variation de la juste valeur d'un dérivé inclus dans la quote-part du résultat net des coentreprises	(6)
Amortissement	2
Dépréciation	65
Frais d'acquisition et d'intégration	1
Charges financières	1
Impôts sur le résultat	(29)
Part des actionnaires sans contrôle	(59)
Autres gains	(1)
Autres	(2)
Variation	48
Résultat net pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	78

⁽¹⁾ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

L'écart favorable de 48 M\$ résulte principalement de :

- l'augmentation de 76 M\$ du BAIIA(A);
- un écart favorable de 65 M\$ au niveau de la dépréciation.

La variation de ces deux éléments a été expliquée précédemment.

Le tout a été en partie annulé par :

- un écart défavorable de 59 M\$ relatif à l'attribution de la part des résultats des actionnaires sans contrôle qui s'explique principalement par la dépréciation enregistrée au quatrième trimestre de 2022 dans des parcs solaires dont la Société détient des participations variant de 50 % à 100 %;
- une augmentation de 29 M\$ de la charge d'impôts sur les résultats attribuable directement à l'augmentation des résultats avant impôts de 136 M\$;
- une diminution de 6 M\$ liée à la fluctuation de la juste valeur d'un dérivé associé au contrat d'achat d'énergie d'une coentreprise.

Situation de trésorerie

La situation de trésorerie au 31 décembre 2023 témoigne, entre autres, de l'expansion de la base d'exploitation de Boralex au cours de la dernière année.

(en millions de dollars canadiens)	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	107	189	496	513
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(60)	(487)	(268)	(684)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(48)	16	(109)	261
Écart de conversion sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	5	2	4	3
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	4	(280)	123	93
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE DE LA PÉRIODE	468	629	349	256
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DE LA PÉRIODE	472	349	472	349

(en millions de dollars canadiens)	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Trésorerie et équivalents de trésorerie	478	361	478	361
Découvert bancaire	(6)	(12)	(6)	(12)
	472	349	472	349

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023

Activités d'exploitation

Au cours de la période de trois mois close le 31 décembre 2023, la marge brute d'autofinancement¹ a atteint 161 M\$ contre 141 M\$ pour la période correspondante de 2022. Cette augmentation de 20 M\$ résulte principalement d'une hausse de 26 M\$ du BAIIA(A), net des éléments hors caisse tel que commenté précédemment. Cet écart favorable a été en partie annulé par une augmentation de 6 M\$ des intérêts payés.

La variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation au quatrième trimestre 2023 a nécessité des fonds pour un total de 54 M\$. Cette variation est principalement attribuable à une augmentation des *Comptes à recevoir et autres débiteurs* qui sont plus importants lors du quatrième trimestre comparativement au trimestre précédent en raison du cycle saisonnier de la production éolienne. De plus au cours du trimestre les *Fournisseurs et autres créditeurs* ont également augmenté dû à l'ajout de 61 M\$ à la provision relative à la contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité pour l'année 2023.

Ainsi, au cours du quatrième trimestre de 2023, les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation ont généré 107 M\$ de fonds.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement représentent une utilisation de fonds de 60 M\$ au quatrième trimestre de 2023, comparativement à 487 M\$ pour la même période un an plus tôt. D'une part, la Société a investi la somme de 81 M\$ en nouvelles immobilisations corporelles et en acomptes, dont 65 M\$ en Europe principalement dans l'éolien. De plus, au cours du trimestre, un montant de 21 M\$ dans les fonds de réserve a été libéré suite au règlement global du litige du contenu local pour lequel les parties sont venues à une entente au cours du deuxième trimestre de 2023.

¹ La marge brute d'autofinancement est une mesure financière non conforme aux PCGR qui n'a pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, cette mesure peut ne pas être comparable à des mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

Répartition sectorielle et technologique des déboursés liés aux nouvelles immobilisations corporelles et acomptes

(en millions de dollars canadiens)	Maintien de l'exploitation	Construction ⁽¹⁾	Autres	Total
Amérique du Nord				
Stockage	—	14	—	14
Hydroélectrique ⁽¹⁾	(4)	4	—	—
Autre	1	—	1	2
Total Amérique du Nord	(3)	18	1	16
Europe				
Éolien	1	57	—	58
Solaire	—	6	—	6
Autre	—	—	1	1
Total Europe	1	63	1	65
Total	(2)	81	2	81

⁽¹⁾ Se référer au tableau *Évolution du portefeuille en exploitation et au Chemin de croissance*. Les investissements en construction considèrent les actifs réglementés précédemment comptabilisés dans les immobilisations corporelles - maintien de l'exploitation.

Rappelons qu'au quatrième trimestre 2022, Boralex avait investi 74 M\$ en nouvelles immobilisations corporelles et en acomptes, principalement en ce qui concerne le portefeuille de projets éoliens en France. La Société avait également fait l'acquisition de la participation de 50 % dans cinq parcs éoliens aux États-Unis qui a nécessité un investissement de 364 M\$ et de 18 M\$ pour des crédits d'impôts à la production à recevoir et pour un prêt à recevoir présenté comme autres activités d'investissement. De plus, la Société avait investi 18 M\$ dans des coentreprises et entreprises associées pour le projet Apuiat et versé la somme due de 18 M\$ en lien avec la comptabilisation initiale de sa participation.

Activités de financement

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023, les activités de financement ont nécessité le recours à des liquidités totales nettes de 48 M\$.

Nouveaux financements et remboursements de dettes existantes

Au cours du trimestre, les emprunts non courants ont augmenté de 57 M\$, soit 40 M\$ sur la facilité de construction du portefeuille Boralex Energy Investments et 17 M\$ sur le financement du projet solaire Cruis qui a été finalisé le 20 décembre 2023. En parallèle, la Société a procédé au remboursement d'emprunts non courants (projets) principalement liés aux sites en exploitation pour un total de 50 M\$.

Dividendes et autres

Au cours de la période de trois mois close le 31 décembre 2023, la Société a versé à ses actionnaires des dividendes totalisant 17 M\$, soit le même montant que pour la période correspondante de 2022. Pour chacune des deux périodes, les dividendes versés équivalaient à 0,1650 \$ par action, par trimestre.

Par ailleurs, la Société a versé des distributions aux actionnaires sans contrôle totalisant 23 M\$.

Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie

L'ensemble de ces mouvements de trésorerie au cours du quatrième trimestre 2023 se sont traduits par une augmentation de 4 M\$, ce qui porte le solde de la *Trésorerie et des équivalents de trésorerie* au 31 décembre 2023 à 472 M\$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023

Activités d'exploitation

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la marge brute d'autofinancement¹ a atteint 445 M\$ contre 403 M\$ pour la période correspondante de 2022. Cette augmentation de 42 M\$ résulte principalement d'une hausse de 41 M\$ du BAIIA(A), net des éléments hors caisse et d'une augmentation de 20 M\$ des distributions reçues à la suite de l'acquisition de la participation dans cinq parcs éoliens aux États-Unis en décembre 2022. Ces écarts favorables ont été partiellement annulés par une augmentation de 19 M\$ des impôts payés. L'augmentation des impôts payés résulte principalement par les conditions de vent favorables en 2023 et la mise en service des parcs éoliens en Europe.

La variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation au 31 décembre 2023 a généré des fonds pour un total de 51 M\$. Ce total est principalement attribuable aux variations des postes suivants:

- Une diminution de 21 M\$ des *Comptes à recevoir et autres débiteurs* à la suite d'encaissement de remboursements de taxes sur la valeur ajoutée en France pour des sites mis en service.
- Une augmentation de 36 M\$ des *Fournisseurs et autres créditeurs* attribuable à l'augmentation nette de 112 M\$ provision relative à la contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité en partie compensée par la diminution nette de 52 M\$ de la provision concernant les contrats de compléments rémunération. De plus, la Société a effectué divers paiements à des fournisseurs concernant des sites en construction en Europe.

Ainsi, au cours de l'exercice 2023, les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation ont généré 496 M\$ comparativement à 513 M\$ à la même période de 2022.

¹ La marge brute d'autofinancement est une mesure financière non conforme aux PCGR qui n'a pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, cette mesure peut ne pas être comparable à des mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement représentent une utilisation de fonds de 268 M\$ pour l'exercice 2023, comparativement à 684 M\$ pour la période correspondante de 2022, et s'expliquent par les éléments suivants :

- Apport en capital de 39 M\$ principalement pour le parc éolien Apuiat;
- Encaissement d'un remboursement de capital des coentreprises et entreprises associées de 61 M\$, suite au financement du parc éolien Apuiat;
- Investissement de 260 M\$ en nouvelles immobilisations corporelles et en acomptes, dont 236 M\$ en Europe, principalement dans des projets éoliens et solaires en construction, et 23 M\$ en Amérique du Nord, dont 14 M\$ en acompte pour les installations de stockage;
- Entrée de trésorerie de 21 M\$ liée aux fonds de réserve qui ont été libérés suite au règlement global du litige du contenu local pour lequel les parties sont venues à une entente;
- Sortie de fonds de 20 M\$ pour des projets solaires, éoliens et de stockage en développement.

Répartition sectorielle et technologique des déboursés liés aux nouvelles immobilisations corporelles et acomptes

(en millions de dollars canadiens)	Maintien de l'exploitation	Construction ⁽¹⁾	Autres	Total
Amérique du Nord				
Stockage	—	14	—	14
Hydroélectrique	2	4	—	6
Autres	1	—	2	3
Total Amérique du Nord	3	18	2	23
Europe				
Éolien	3	216	—	219
Solaire	—	13	—	13
Autres	—	1	3	4
Total Europe	3	230	3	236
Corporatif	—	—	1	1
Total	6	248	6	260

⁽¹⁾ Se référer au tableau *Évolution du portefeuille en exploitation* et au *Chemin de croissance*. Les investissements en construction considèrent les actifs réglementés précédemment comptabilisés dans les immobilisations corporelles - maintien de l'exploitation.

Rappelons qu'en 2022, la Société avait fait l'acquisition de participation dans cinq parcs éoliens aux États-Unis qui avait nécessité un investissement de 364 M\$ et de 18 M\$ pour des crédits d'impôts à la production à recevoir et pour un prêt à recevoir. Elle avait investi la somme de 135 \$ en nouvelles immobilisations corporelles et avait versé des acomptes totalisant 111 M\$ pour des sites en construction.

Activités de financement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les activités de financement ont nécessité des liquidités totales nettes de 109 M\$.

Nouveaux financements et remboursements de dettes existantes

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société a tiré un montant net de 149 M\$ sur sa facilité de crédit rotative tandis que les emprunts non courants ont augmenté de 269 M\$, suite aux principaux tirages suivants :

- soit 183 M\$ sur la tranche incrémentale des prêts à terme des parcs du portefeuille Boralex Production et Sainte-Christine;
- 42 M\$ sur la facilité de construction du portefeuille Boralex Energy Investments;
- 24 M\$ sur le prêt à terme du parc éolien Les Moulins du Lohan;
- 17 M\$ sur le prêt à terme du parc solaire Cruis.

En parallèle, la Société a procédé au remboursement d'emprunts non courants (projets) principalement liés aux sites en exploitation pour un total de 232 M\$ ainsi qu'au remboursement anticipé du prêt à terme CDPQ Revenu Fixe Inc. de 58 M\$ et de la facilité de construction du portefeuille Boralex Energy Investments de 149 M\$.

Par ailleurs, la Société a reçu en contribution d'un actionnaire sans contrôle un montant de 54 M\$ et elle a versé 32 M\$ en distributions aux actionnaires sans contrôles sur l'exercice 2023.

Elle a également versé 19 M\$ en obligations locatives au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Dividendes et autres

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société a versé à ses actionnaires des dividendes totalisant 68 M\$, soit le même montant que pour l'exercice de 2022. Pour chacune des périodes, les dividendes versés équivalaient à 0,1650 \$ par action, par trimestre.

Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie

L'ensemble des mouvements de trésorerie au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023 se traduit par une augmentation de 123 M\$, ce qui porte le solde de la *Trésorerie et des équivalents de trésorerie* au 31 décembre 2023 à 472 M\$.

Situation financière

Aperçu des états consolidés condensés de la situation financière

(en millions de dollars canadiens)	Au 31 décembre 2023	Au 31 décembre 2022	Variation (\$)
ACTIF			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	478	361	117
Encaisse affectée	22	13	9
Divers actifs courants	271	264	7
ACTIFS COURANTS	771	638	133
Immobilisations corporelles	3 355	3 335	20
Actifs au titre du droit d'utilisation	370	340	30
Immobilisations incorporelles	986	1 059	(73)
Goodwill	234	233	1
Participations dans des coentreprises et entreprises associées	510	536	(26)
Divers actifs non courants	348	398	(50)
ACTIFS NON COURANTS	5 803	5 901	(98)
TOTAL DE L'ACTIF	6 574	6 539	35
PASSIF			
Découvert bancaire	6	12	(6)
Fournisseurs et autres créditeurs	405	377	28
Part à moins d'un an des emprunts	271	404	(133)
Autres passifs courants	33	28	5
PASSIFS COURANTS	715	821	(106)
Emprunts	2 995	2 873	122
Obligations locatives	327	300	27
Divers passifs non courants	513	519	(6)
PASSIFS NON COURANTS	3 835	3 692	143
TOTAL DU PASSIF	4 550	4 513	37
CAPITAUX PROPRES			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 629	1 681	(52)
Part des actionnaires sans contrôle	395	345	50
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	2 024	2 026	(2)
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	6 574	6 539	35

Faits saillants

Actif

Au 31 décembre 2023, Boralex disposait d'un actif total de 6 574 M\$, une augmentation de 35 M\$ par rapport à la somme de 6 539 M\$ inscrite au 31 décembre 2022. Cette variation est attribuable à une augmentation de 133 M\$ des *Actifs courants* et à une diminution de 98 M\$ des *Actifs non courants*.

La variation de 133 M\$ des *Actifs courants* résulte entre autres de l'augmentation de 117 M\$ de la *Trésorerie et équivalents de trésorerie*, comme expliqué précédemment à la section *Situation de trésorerie*. S'y ajoute une augmentation de 9 M\$ de l'*Encaisse affectée* attribuable aux sites en construction.

Les *Actifs non courants* ont diminué de 98 M\$ en raison des principales variations suivantes :

- Une augmentation de 20 M\$ de la valeur des *Immobilisations corporelles* (nette de l'amortissement de la période) qui comprend principalement :
 - Les ajouts au cours de la période pour la somme de 213 M\$ en lien principalement avec les sites en construction; et
 - Une diminution de 192 M\$ découlant de l'amortissement des sites en exploitation.

- Une augmentation de 30 M\$ de la valeur des *Actifs au titre du droit d'utilisation* qui comprend principalement :
 - Les ajouts au cours de la période pour la somme de 54 M\$ en lien avec les sites en construction;
 - Une diminution de 23 M\$ découlant de l'amortissement.
- Une diminution de 73 M\$ du solde des *Immobilisations incorporelles* résultant principalement de la dépréciation de projets en développement pour un total de 17 M\$ et de l'amortissement des sites en exploitation pour la somme de 78 M\$. Cependant, ces diminutions ont été partiellement compensées par la capitalisation de projets en développement qui ont contribué à une hausse de 20 M\$ des actifs incorporels.
- Les *Participations dans les coentreprises et entreprises associées* ont diminué de 26 M\$ en raison de:
 - l'augmentation de 39 M\$ en ce qui concerne principalement un apport en capital pour le parc éolien Apuiat;
 - la quote-part du résultat net de 61 M\$ qui résulte principalement de l'acquisition des sites éoliens aux États-Unis et de la fluctuation de la juste valeur d'un dérivé associé au contrat d'achat d'énergie d'une coentreprise;
 - la quote-part des autres éléments du résultat global qui s'est traduite par un écart défavorable de 18 M\$;
 - une diminution associée à des distributions de 37 M\$;
 - une diminution associée à un remboursement de capital de 61 M\$, suite au financement du parc éolien Apuiat;
 - une diminution de 9 M\$ liée à la variation des taux de change.
- Un écart défavorable de 50 M\$ des *Divers actifs non courants* qui s'explique par les variations suivantes :
 - une diminution de 93 M\$ des *Autres actifs financiers non courants* attribuable à la diminution de 73 M\$ de la juste valeur des instruments financiers en raison de la diminution des taux d'intérêt à long terme, et par la diminution de 21 M\$ des fonds de réserve qui ont été libérés à la suite du règlement global du litige du contenu local;
 - une augmentation de 43 M\$ des *Autres actifs non courants*, principalement liée au versement d'acomptes pour des sites en construction.

Passifs courants

Au 31 décembre 2023, les *Passifs courants* s'établissent à 715 M\$, contre 821 M\$ au 31 décembre 2022. Cette diminution de 106 M\$ découle principalement :

- Une augmentation de 28 M\$ des *Fournisseurs et autres créditeurs* qui résulte des éléments suivants :
 - le renversement de 15 M\$ d'une provision de complément de prix à payer pour un projet éolien en France, suite au paiement;

- l'augmentation nette de 112 M\$ (75 M€) de la provision relative à la contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité, résultant de l'ajout de 204 M\$ (140 M€) de provision pour l'année 2023 et réduit par un paiement de 95 M\$ (65 M€);
- une diminution nette de 52 M\$ (36 M€) de la provision concernant les contrats de compléments de rémunération, résultant de l'ajout de 8 M\$ (6 M€) de provision pour l'année 2023 et de la réduction de 61 M\$ (42 M€) suite au paiement;
- la variation restante est principalement attribuable à une diminution des comptes à payer de construction, suite aux mises en service de parcs éoliens en France.
- Une diminution de 133 M\$ de la *Part à moins d'un an des emprunts* en raison du remboursement anticipé du prêt à terme CDPQ Revenu Fixe Inc. de 58 M\$ (40 M€), ainsi que le remboursement de la part qui était à court terme au 31 décembre 2022 de la facilité de construction - Projets du portefeuille Boralex Energy Investments de 120 M\$ (83 M€), en utilisant la tranche incrémentale sur les prêts à terme en Europe. Ces diminutions ont été contrebalancées partiellement par l'émission de prêts à court terme relatifs à deux parcs éoliens mis en service au cours de l'exercice pour un montant de 40 M\$ (27 M€), à partir de la facilité de construction.

Fonds de roulement¹

Au 31 décembre 2023, la Société affichait un fonds de roulement positif de 56 M\$ pour un coefficient¹ de 1,08:1, comparativement à un fonds de roulement déficitaire de 183 M\$ et un coefficient de 0,78:1 au 31 décembre 2022.

Passifs non courants

Le total des *Passifs non courants* a augmenté de 143 M\$ pour atteindre 3 835 M\$ au 31 décembre 2023.

Cette augmentation résulte principalement de l'augmentation de 122 M\$ des Emprunts non courants en raison des variations suivantes :

- Une augmentation nette de 149 M\$ liée à la variation de la facilité de crédit rotatif;
- Une augmentation de 229 M\$ principalement due par le financement supplémentaire d'une tranche incrémentale sur les prêts à terme des parcs et projets du portefeuille Boralex Production et Sainte-Christine pour un montant de 183 M (125 M€), ainsi qu'un montant de 24 M\$ (16 M€) pour le parc éolien Les Moulins du Lohan et un montant de 17 M\$ (11 M€) pour le projet solaire Cruis;
- Une diminution de 232 M\$ liée à des remboursements d'emprunts projets non courants, ainsi qu'un montant de 29 M\$ (19 M€) pour le remboursement de la facilité de construction - Projets du portefeuille Boralex Energy Investments.

¹ Le fonds de roulement et le coefficient de fonds de roulement sont des mesures financières supplémentaires. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

Au 31 décembre 2023, Boralex avait de la trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles¹ pour un montant de 84 M\$. Également, elle avait accès à un montant de 463 M\$ en facilités de crédit disponibles pour la croissance². Ainsi, elle avait accès à des liquidités disponibles et financements autorisés¹ pour un total de 547 M\$. Pour plus de détails, voir la section *Suivi des objectifs du plan stratégique - état de la situation*.

La Société dispose d'une clause accordéon de 150 M\$, laquelle lui permettra d'avoir accès dans le futur à une somme additionnelle selon certaines conditions. En avril 2023, Boralex a bonifié son entente de facilité de crédit garantie par EDC pour un montant de 125 M\$ et pour un montant supplémentaire de 150 M\$ en décembre 2023, portant ainsi son montant total autorisé à 350 M\$.

Au 31 décembre 2023, la Société a accès aux facilités de lettres de crédit suivantes :

(en millions de dollars canadiens)	Au 31 décembre 2023		Au 31 décembre 2022	
	Autorisées	Émises	Autorisées	Émises
EDC	350	154	75	47
Associés à des projets	142	121	144	109
	492	275	219	156

De plus, au 31 décembre 2023, la Société a tiré pour 61 M\$ (22 M\$ au 31 décembre 2022) en lettres de crédit sur le crédit rotatif.

Capitaux propres

Le total des *Capitaux propres* a diminué de 2 M\$ au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, pour s'établir à 2 024 M\$. Cette variation s'explique par le résultat net de 115 M\$ et par l'apport d'un actionnaire sans contrôle de 54 M\$, ces éléments étant annulés par la diminution de 76 M\$ des *Autres éléments du résultat global*, compte tenu principalement de la variation de la juste valeur d'instruments financiers, ainsi que par le versement de 68 M\$ en dividendes aux actionnaires de Boralex et de 33 M\$ en distributions aux actionnaires sans contrôle.

Coefficient d'endettement³

Au 31 décembre 2023, l'endettement net³ s'établissait à 2 833 M\$, contre 2 984 M\$ au 31 décembre 2022.

Par ailleurs, le coefficient d'endettement net, au marché, est passé de 40 % au 31 décembre 2022 à 42 % au 31 décembre 2023. Au 31 décembre 2023, la *Trésorerie et équivalents de trésorerie* inclut les montants à payer pour la contribution sur la rente inframarginale des producteurs d'électricité de 222 M\$ (110 M\$ au 31 décembre 2022) ainsi que pour les contrats de compléments de rémunération de 31 M\$ (83 M\$ au 31 décembre 2022). Le coefficient d'endettement au 31 décembre 2023 serait de 44 % et serait de 42 % au 31 décembre 2022 en excluant ces montants de l'endettement net.

Le cours de clôture du titre de Boralex s'élevait à 33,68 \$ par action au 31 décembre 2023 alors qu'il était de 40,02 \$ par action au 31 décembre 2022.

Renseignements sur les capitaux propres de la Société

Au 31 décembre 2023, le capital-actions de Boralex consistait en 102 766 104 actions de catégorie A émises et en circulation (102 762 850 au 31 décembre 2022) en raison de l'émission de 3 254 actions à la suite de l'exercice d'options d'achat d'actions détenues par les membres de la direction et les employés clés.

Au 31 décembre 2023, le nombre d'options d'achat d'actions en circulation était de 277 120, dont 149 097 pouvant être levées.

Entre le 1^{er} janvier et le 29 février 2024, aucune nouvelle action n'a été émise dans le cadre d'une levée d'options d'achat d'actions.

Opérations entre parties liées

La Société détient un financement de 250 M\$ auprès d'une filiale de la CDPQ sous forme de prêt à terme non garanti d'une échéance de 10 ans avec remboursement intégral à la date de maturité ; elle détenait également un prêt à terme de 58 M\$ (40 M€) au 31 décembre 2022 qui a été entièrement remboursé par anticipation au cours du premier trimestre de 2023. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le montant des intérêts liés à ces prêts est de 14 M\$ (16 M\$ en 2022). Au 31 décembre 2023, la CDPQ, l'un des investisseurs institutionnels les plus importants au Canada, détenait 15,3 % des actions en circulation de la Société à la suite d'une augmentation de sa participation dans la Société au cours du quatrième trimestre de 2023.

¹ La trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles et les liquidités disponibles et financements autorisés sont des mesures financières non conformes aux PCGR qui n'ont pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

² Les facilités de crédit disponibles pour la croissance est une mesure financière supplémentaire. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

³ Le coefficient d'endettement net et l'endettement net sont des mesures de gestion du capital. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

La CDPQ détient une participation majoritaire dans Énergir. La Société et Énergir sont coparticipants dans des partenariats qui développent et exploitent certains sites éoliens situés sur le site de la Seigneurie de Beaupré.

La Société charge des frais de gestion et de maintenance à certaines de ses coentreprises en fonction des services rendus. Les revenus afférents pour la période close le 31 décembre 2023 sont de 23 M\$ (15 M\$ en 2022).

Le 29 avril 2022, la Société a conclu une entente portant sur l'investissement par Energy Infrastructure Partners (« EIP »), gestionnaire mondial d'investissements basé en Suisse et spécialisé dans le secteur de l'énergie, à hauteur de 30 % dans Boralex Europe Sàrl, une filiale détenant le portefeuille d'actifs en exploitation et de projets en développement en France. En lien avec cette transaction, la Société a enregistré une somme due à un actionnaire sans contrôle dont le solde est de 36 M\$ (25 M€) au 31 décembre 2023 (46 M\$ (32 M€) au 31 décembre 2022). Le montant des intérêts liés à cette somme due est de 1 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (1 M\$ en 2022).

Saisonnalité

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	31 mars 2022	30 juin 2022	30 sept. 2022	31 déc. 2022	31 mars 2023	30 juin 2023	30 sept. 2023	31 déc. 2023
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (GWh)								
Sites éoliens	1 337	894	703	1 355	1 387	976	753	1 520
Centrales hydroélectriques	189	229	160	175	208	222	197	208
Sites solaires	115	175	156	89	101	155	160	86
Centrales thermiques ⁽¹⁾	40	—	—	—	—	—	—	—
	1 681	1 298	1 019	1 619	1 696	1 353	1 110	1 814
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE ET COMPLÉMENTS DE RÉMUNÉRATION								
Sites éoliens	192	128	66	295	269	176	138	288
Centrales hydroélectriques	18	21	14	18	18	18	17	19
Sites solaires	11	19	21	9	11	16	16	8
Centrales thermiques ⁽¹⁾	6	—	—	—	—	—	—	—
	227	168	101	322	298	210	171	315
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	91	45	(31)	7	77	38	13	98
BAIIA(A) ^{(2) (4)}								
Sites éoliens	170	117	48	173	179	127	94	217
Centrales hydroélectriques	13	15	10	12	13	12	11	13
Sites solaires	9	16	19	3	7	13	14	6
Centrales thermiques ⁽¹⁾	2	—	—	—	—	—	—	—
	194	148	77	188	199	152	119	236
Corporatif et éliminations	(21)	(27)	(27)	(30)	(32)	(33)	(29)	(34)
	173	121	50	158	167	119	90	202
RÉSULTAT NET ⁽⁴⁾	57	14	(56)	(7)	45	19	(7)	58
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX ⁽⁴⁾	50	10	(44)	14	33	16	(8)	37
Par action (de base et dilué) ⁽⁴⁾	0,49 \$	0,10 \$	(0,44 \$)	0,14 \$	0,31 \$	0,15 \$	(0,07 \$)	0,36 \$
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT ⁽³⁾	136	86	40	141	141	76	67	161

⁽¹⁾ Le 1^{er} avril 2022, la Société a cédé sa centrale thermique de Senneterre qui constituait le dernier actif de production d'énergie à base de biomasse de son portefeuille.

⁽²⁾ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

⁽³⁾ La marge brute d'autofinancement est une mesure financière non conforme aux PCGR et n'a pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, cette mesure peut ne pas être comparable à des mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

⁽⁴⁾ Le BAIIA(A), le résultat net, le résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex ainsi que le résultat net par action pour les trois premiers trimestres de 2023 ont été ajustés afin d'incorporer les ajustements découlant de la finalisation de la détermination de la juste valeur des actifs et passifs des parcs éoliens acquis en 2022.

L'exploitation et les résultats de la Société sont en partie soumis à des cycles saisonniers ainsi qu'à certains autres facteurs cycliques qui varient selon le type d'énergie. Comme la presque totalité des sites exploités par la Société disposent de contrats de vente d'énergie à long terme à des prix déterminés et indexés ou de compléments de rémunération fixant des prix, les cycles saisonniers influencent principalement le volume total de production de la Société. L'impact de ces cycles est atténué par la diversification des sources de production de la Société et par un positionnement géographique favorable. Le volume d'activité des sites de Boralex est influencé selon les facteurs suivants :

- Les conditions éoliennes, tant en France, aux États-Unis qu'au Canada, sont généralement plus favorables en hiver, ce qui correspond aux premier et quatrième trimestres de Boralex. Toutefois, ces périodes présentent des risques plus élevés de baisse de production en raison de phénomènes climatiques comme le givre.
- Pour l'énergie solaire, les conditions d'ensoleillement sont généralement plus favorables au printemps et en été.
- L'hydroélectricité produite est tributaire d'une hydraulité qui est traditionnellement maximale au printemps et bonne à l'automne au Canada comme dans le nord-est des États-Unis. Les débits d'eau tendent historiquement à diminuer en hiver et en été. Cependant, sur un horizon à long terme, il peut y avoir des variations d'une année à l'autre en raison de phénomènes climatiques ponctuels. Il est à noter qu'à l'exception de quatre centrales qui bénéficient d'un débit régulé en amont qui n'est pas sous le contrôle de la Société, les autres centrales hydroélectriques de Boralex n'ont pas de réservoir pour permettre de réguler les débits d'eau en cours d'année.

	Puissance installée (MW) ⁽²⁾	Historique de la production d'électricité moyenne sur cinq ans ⁽¹⁾			
		T1	T2	T3	T4
Éolien	2 640	32 %	20 %	17 %	31 %
Solaire	255	20 %	32 %	32 %	16 %
Hydroélectrique	178	24 %	29 %	21 %	26 %
Production d'électricité totale ⁽³⁾	3 073	30 %	22 %	18 %	30 %

⁽¹⁾ L'historique de la production d'électricité moyenne sur cinq ans est une mesure financière supplémentaire. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

⁽²⁾ En date du 29 février 2024.

⁽³⁾ Le calcul de l'historique de la production d'électricité totale moyenne sur cinq ans exclut les unités de stockage.

Gestion des risques financiers

Pour atténuer les risques de marché auxquels elle est exposée, la Société utilise diverses stratégies, comprenant l'utilisation d'instruments dérivés et de technique de gestion de couverture naturelle.

Risque de change

La Société est exposée au risque de change en raison de :

Investissements nets à l'étranger - La Société exerce ses activités à l'échelle internationale et est soumise aux fluctuations des taux de change sur ses investissements dans des installations à l'étranger et principalement sur les liquidités résiduelles pouvant être distribuées à la société mère. La Société bénéficie d'une couverture naturelle partielle de ce risque, car les revenus, les dépenses et les financements sont effectués en devises locales. La Société contracte des dettes libellées en devises étrangères et des instruments financiers dérivés, y compris des contrats de change à terme et des swaps croisés sur taux d'intérêt et devises (mieux connus sous l'appellation anglophone « cross-currency swaps ») pour mitiger ce risque. Les swaps croisés sur taux d'intérêt procurent principalement une couverture de l'investissement net en Europe et permettent de convertir les montants tirés sur la facilité de crédit rotatif au Canada pour bénéficier des taux d'intérêt plus faibles dans les autres pays. Une stratégie similaire est réalisée aux États-Unis par le biais de contrats de change à terme.

Achats d'équipements - Des déboursés futurs importants en lien avec des acquisitions d'immobilisations corporelles pourront être en devises étrangères et la Société aura recours, au besoin, à des dérivés pour protéger le rendement anticipé des projets.

Risque de prix

Revenus de la vente d'énergie - Le risque de prix de vente d'énergie représente le risque que les flux de trésorerie futurs fluctuent en raison des variations des cours du prix de l'énergie qui lui varie selon l'offre, la demande et certains facteurs externes, dont les conditions

météorologiques et le prix de l'énergie provenant d'autres sources. Au 31 décembre 2023, la majorité des installations possèdent des contrats à long terme de vente d'énergie à prix déterminés dont la plupart sont assujettis à des clauses d'indexation partielles ou complètes en fonction de l'inflation ou des compléments de rémunération à prix déterminés avec indexation partielle. La Société se retrouve ainsi exposée à la fluctuation du prix de l'énergie quand l'électricité produite est vendue sur le marché sans compléments de rémunération ou en vertu de contrats à prix variable. En France, depuis 2022, les sites récemment mis en service sont autorisés à retarder l'activation de leur contrat de complément de rémunération de 18 mois par rapport à la date limite d'activation initialement prévue au contrat. Durant la période de report d'activation, la Société peut vendre sur les marchés l'électricité produite ou négocier des prix en vertu de contrats à court terme. Ceci permet à la Société de bénéficier des prix marché élevés, tout en demeurant protégée à long terme grâce au contrat de complément de rémunération. Au 31 décembre 2023, environ 3 % des revenus de vente d'énergie de la Société proviennent de ventes sur le marché sans bénéficier de complément de rémunération ou en vertu de contrats à prix variable, et 3 % additionnels résultent de la vente sur le marché dans le cas de sites qui bénéficient d'un report de l'activation de leur contrat de complément de rémunération.

Risque de taux d'intérêt

Au 31 décembre 2023, environ 85 % des prêts à terme - projets portent intérêt à des taux variables¹ et exposent la Société à des fluctuations de la valeur de ces emprunts. Afin d'atténuer le risque de fluctuation de la dépense d'intérêt, la Société a conclu des swaps de taux d'intérêt ce qui a réduit l'exposition de la Société à des emprunts à taux variable à 6 % de la dette totale¹.

Le tableau ci-dessous résume les relations de couvertures désignées et économiques de la Société au 31 décembre 2023 :

(en millions de dollars canadiens)				Notionnel actuel		Juste valeur ⁽¹⁾	
Instrument de couverture	Type de couverture	Risque couvert	Devise	(devise d'origine)	(CAD)	(devise d'origine)	(CAD)
RELATIONS DE COUVERTURE DÉSIGNÉES:							
Swaps de taux d'intérêt	Flux de trésorerie	Risque de taux d'intérêt	EUR	749	1 093	51	74
Swaps de taux d'intérêt	Flux de trésorerie	Risque de taux d'intérêt	USD	133	176	25	33
Swaps de taux d'intérêt	Flux de trésorerie	Risque de taux d'intérêt	CAD	963	963	95	95
Swaps croisés sur taux d'intérêt et devises	Investissement net	Risque de change	EUR contre CAD	264	368	(17)	(17)
Contrats de change à terme	Investissement net	Risque de change	USD contre CAD	269	356	6	6
RELATION DE COUVERTURE ÉCONOMIQUE:							
Contrats de change à terme	Économique	Risque de change	USD	126	168	(1)	(1)

⁽¹⁾ Les valeurs favorables et défavorables ne sont qu'une indication des fluctuations à terme des taux d'intérêt et de change mais ne remettent pas en question l'efficacité de la stratégie de gestion des risques.

¹ Le pourcentage des emprunts non courants portant intérêt à taux variable et le pourcentage d'exposition sur la dette totale sont des mesures financières supplémentaires. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières

Mesures de performance

Afin d'évaluer la performance de ses actifs et de ses secteurs d'activité, Boralex utilise des mesures de performance. La direction est d'avis que ces mesures représentent des indicateurs financiers largement utilisés par les investisseurs pour évaluer la performance d'exploitation et la capacité d'une entreprise à générer des liquidités à même ses activités d'exploitation. Les mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières permettent également aux investisseurs de mieux comprendre le fondement des décisions prises par la Société, puisque celle-ci s'appuie sur ces mesures pour prendre des décisions financières, stratégiques et opérationnelles. Ces mesures financières non conformes aux IFRS ne doivent pas être considérées comme des mesures remplaçant une mesure conforme aux IFRS.

Ces mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières sont établies principalement à partir des états financiers consolidés audités, mais n'ont pas un sens normalisé prescrit par les IFRS ; par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables aux résultats d'autres sociétés qui utilisent des mesures de performance portant des noms similaires. Les mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières ne sont pas auditées. Elles comportent des limitations importantes à titre d'outils d'analyse, et les investisseurs ne doivent pas les examiner isolément ni se fier outre mesure aux ratios ou aux pourcentages calculés à l'aide de celles-ci.

Mesures financières non conformes aux PCGR			
Mesure financière spécifique	Utilité	Composition	Mesure financière la plus directement comparable en IFRS
Données financières - Combiné (toutes les données financières divulguées)	Pour évaluer la performance d'exploitation et la capacité d'une entreprise à générer des liquidités à même ses activités d'exploitation. Les Participations représentent des investissements significatifs de Boralex.	Résulte de la combinaison de l'information financière de Boralex Inc. établie selon les IFRS et de celle portant sur la quote-part des Participations. Ensuite, les postes Participations dans des Coentreprises et entreprises associées, Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises et entreprises associées et Distributions reçues des Coentreprises et entreprises associées sont remplacés par la part respective de Boralex dans tous les postes aux états financiers des Participations (c'est-à-dire les revenus, les dépenses, l'actif, le passif, etc.)	Données financières respectives Consolidé
Flux de trésorerie discrétionnaires	Pour évaluer la trésorerie générée par les activités d'exploitation et le montant qui sera disponible pour le développement futur ou pour être versé en dividendes aux porteurs d'actions ordinaires, tout en préservant la valeur à long terme de l'entreprise. <i>Cible d'entreprise 2025 du plan stratégique</i>	Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation avant la « variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation », moins (i) les distributions versées aux actionnaires sans contrôle, (ii) les ajouts d'immobilisations corporelles (maintien de l'exploitation), (iii) les remboursements sur les emprunts non courants (les projets) et les remboursements aux investisseurs participant au partage fiscal, (iv) le capital versé lié aux obligations locatives, (v) les ajustements d'éléments non liés à l'exploitation, plus (vi) les frais liés à la mise en valeur et au développement (de l'état du résultat net).	Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation

Mesures financières non conformes aux PCGR - suite			
Mesure financière spécifique	Utilité	Composition	Mesure financière la plus directement comparable en IFRS
Marge brute d'autofinancement	Pour juger des liquidités générées par l'exploitation de la Société et de sa capacité à financer son expansion à même ses liquidités.	Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation.	Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation
Trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles	Pour évaluer la trésorerie et les équivalents de trésorerie, en date du bilan, disponibles pour financer la croissance de la Société.	Représentent la trésorerie et les équivalents de trésorerie, tels que trouvés au bilan, desquels sont exclus les besoins de trésorerie connus à court terme.	Trésorerie et équivalents de trésorerie
Liquidités disponibles et financements autorisés	Pour évaluer les fonds totaux en date du bilan disponibles pour financer la croissance de la Société.	Résulte de la combinaison des facilités de crédit disponibles pour la croissance et de la trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles.	Trésorerie et équivalents de trésorerie

Mesures financières non conformes aux PCGR - Ratios non conformes aux PCGR			
Mesure financière spécifique	Utilité	Composition	
Flux de trésorerie discrétionnaires par action	Pour évaluer le montant qui sera disponible par action pour le développement futur ou pour être versé en dividendes aux porteurs d'actions ordinaires, tout en préservant la valeur à long terme de l'entreprise, ainsi que pour évaluer la performance des résultats d'exploitation.	Le montant des flux de trésorerie discrétionnaires divisé par le nombre moyen pondéré d'actions de base en circulation.	
Ratio de réinvestissement	Pour évaluer la portion des flux de trésorerie qui sont disponibles pour réinvestir dans la croissance de la Société. <i>Cible d'entreprise 2025 du plan stratégique.</i>	Le montant des flux de trésorerie discrétionnaires moins le montant des dividendes versés aux actionnaires de Boralex divisé par le montant des flux de trésorerie discrétionnaires.	
Ratio de distribution	Pour évaluer sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à financer son développement futur.	Le montant des dividendes versés aux actionnaires de Boralex divisé par le montant des flux de trésorerie discrétionnaires.	

Autres mesures financières - Total des mesures sectorielles	
Mesure financière spécifique	Mesure financière la plus directement comparable en IFRS
BAIIA(A)	Résultat d'exploitation

Autres mesures financières - Mesures de gestion du capital	
Mesure financière spécifique	Utilité
Coefficient d'endettement net - Consolidé	Pour effectuer la gestion globale du capital.
Endettement net	Pour évaluer le niveau d'endettement afin d'effectuer la gestion globale du capital.

Autres mesures financières - Mesures financières supplémentaires	
Mesure financière spécifique	Composition
Capitalisation totale au marché	La capitalisation totale au marché est composée de la somme de la valeur au marché des capitaux propres attribuables aux actionnaires, de la part des actionnaires sans contrôle et de l'endettement net.
Coefficient de fonds de roulement	Le coefficient de fonds de roulement est calculé en divisant les actifs courants par les passifs courants.
Dette contractée pour ses projets en construction	La dette contractée pour ses projets en construction représente le montant de la dette pour laquelle la Société a obtenu un financement et pour lequel elle n'a pas encore tiré le plein montant disponible.
Financements prévus	Les financements prévus représentent le financement que la Société estime qu'elle obtiendra pour construire le projet.
Fonds de roulement	Le fonds de roulement représente la différence entre les actifs courants et les passifs courants.
Historique de la production d'électricité moyenne sur cinq ans	L'historique de la production d'électricité moyenne est calculé en fonction de la moyenne de production d'électricité produite durant les cinq derniers exercices financiers complets de la Société, soit de 2019 à 2023.
Investissements totaux prévus	Les investissements totaux prévus représentent les sommes qui devront être investies pour construire le projet afin de permettre sa mise en service.
Facilités de crédit disponibles pour la croissance	Les facilités de crédit disponibles pour la croissance incluent la tranche non utilisée de la facilité de crédit de la société mère, mise à part la clause accordéon, et la tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales qui comprend la tranche non utilisée de la facilité de crédit française ainsi que la tranche non utilisée de la facilité de construction.
Pourcentage de puissance installée assujettie à des contrats d'achat d'électricité ou de compléments de rémunération	Le pourcentage de puissance installée de Boralex assujettie à des contrats d'achat d'électricité ou de compléments de rémunération représente la puissance installée à laquelle sont associés des contrats d'achat d'électricité ou de compléments de rémunération comparativement à la puissance installée totale de Boralex.
Pourcentage des emprunts non courants portant intérêt à taux variable	Le pourcentage des emprunts non courants portant intérêt à taux variable est obtenu en divisant le montant des emprunts à taux variable excluant le crédit rotatif et la dette subordonnée par la valeur totale des emprunts non courants.
Pourcentage d'exposition sur la dette totale	Le pourcentage d'exposition réelle aux fluctuations des taux d'intérêt des emprunts non courants est obtenu en divisant le montant des emprunts réduit des notionnels de swaps de taux d'intérêt par la valeur totale des emprunts non courants.
Production anticipée	La production que la Société anticipe pour les sites les plus anciens en fonction des moyennes historiques ajustées, des mises en service et des arrêts prévus et, pour les autres sites, à partir des études de productible réalisées.
Sommes déjà investies dans les projets en construction	Les sommes déjà investies dans les projets en construction représentent les sommes qui ont été investies et comptabilisées à la situation financière en date du présent document.
Taux de croissance annuel composé (TCAC)	Le TCAC est un taux de croissance indiquant, pour une période de plus d'un exercice, la variation annuelle comme si la croissance avait été constante tout au long de la période.
Valeur au marché des capitaux propres attribuables aux actionnaires	La valeur au marché des capitaux propres attribuables aux actionnaires est composée du nombre d'actions en circulation multiplié par la valeur boursière des actions.

Combiné

Le tableau qui suit rapproche les données financières du Consolidé avec celles présentées au Combiné.

(en millions de dollars canadiens)	2023			2022		
	Consolidé	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné	Consolidé	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné
Périodes de trois mois closes les 31 décembre :						
Production d'électricité (GWh) ⁽²⁾	1 814	537	2 351	1 619	195	1 814
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	315	30	345	322	22	344
Résultat d'exploitation	98	21	119	7	7	14
BAIIA(A)	202	27	229	158	15	173
Résultat net	58	—	58	(7)	—	(7)
Exercices clos les 31 décembre:						
Production d'électricité (GWh) ⁽²⁾	5 973	2 047	8 020	5 617	683	6 300
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	994	110	1 104	818	75	893
Résultat d'exploitation	226	80	306	112	35	147
BAIIA(A)	578	97	675	502	50	552
Résultat net	115	—	115	8	—	8
			Au 31 décembre 2023			Au 31 décembre 2022
Total de l'actif	6 574	730	7 304	6 539	649	7 188
Emprunts - Solde du capital	3 327	437	3 764	3 346	328	3 674

⁽¹⁾ Inclut la contribution respective des coentreprises et entreprises associées en fonction du pourcentage de participation de Boralex diminuée des ajustements pour renverser la comptabilisation de ces participations selon les IFRS. Cette contribution est attribuable aux sites éoliens du secteur de l'Amérique du Nord et inclut des charges corporatives d'un montant de 2 M\$ au BAIIA(A) pour la période close le 31 décembre 2023 (2 M\$ au 31 décembre 2022).

⁽²⁾ Inclut les compensations à la suite des limitations de production d'électricité demandées par les clients.

BAIIA(A)

Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles et représente le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement, ajusté pour exclure d'autres éléments, tels que les frais d'acquisition et d'intégration, les autres pertes (gains), la perte nette (gain net) sur instruments financiers et la perte (gain) de change, ces deux derniers étant regroupés sous *Autres*.

Le BAIIA(A) est utilisé afin de mesurer la performance financière de la Société.

Un rapprochement du BAIIA(A) avec la mesure financière la plus comparable aux IFRS, soit le résultat d'exploitation, est présenté dans le tableau suivant :

(en millions de dollars canadiens)	Périodes de trois mois closes les 31 décembre						Variation	
	2023			2022			2023 vs 2022	
	Consolidé	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné	Consolidé	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné	Consolidé	Combiné
BAIIA(A)	202	27	229	158	15	173	44	56
Amortissement	(75)	(14)	(89)	(67)	(6)	(73)	(8)	(16)
Dépréciation	(20)	(1)	(21)	(82)	(4)	(86)	62	65
Autres gains	1	(1)	—	—	—	—	1	—
Quote-part du résultat net des coentreprises et entreprises associées	(17)	17	—	(6)	6	—	(11)	—
Variation de la juste valeur d'un dérivé inclus dans la quote-part du résultat net d'une coentreprise	7	(7)	—	4	(4)	—	3	—
Résultat d'exploitation	98	21	119	7	7	14	91	105

(en millions de dollars canadiens)	Exercices clos les 31 décembre						Variation	
	2023			2022			2023 vs 2022	
	Consolidé	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné	Consolidé	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné	Consolidé	Combiné
BAIIA(A)	578	97	675	502	50	552	76	123
Amortissement	(293)	(58)	(351)	(295)	(24)	(319)	2	(32)
Dépréciation	(20)	(1)	(21)	(85)	(5)	(90)	65	69
Autres gains	1	2	3	2	2	4	(1)	(1)
Quote-part du résultat net des coentreprises et entreprises associées	(59)	59	—	(37)	37	—	(22)	—
Variation de la juste valeur d'un dérivé inclus dans la quote-part du résultat net d'une coentreprise	19	(19)	—	25	(25)	—	(6)	—
Résultat d'exploitation	226	80	306	112	35	147	114	159

⁽¹⁾ Inclut la contribution respective des coentreprises et entreprises associées en fonction du pourcentage de participation de la Société, diminuée des ajustements pour renverser la comptabilisation de ces participations selon les IFRS.

Coefficient d'endettement net

Le « coefficient d'endettement net » Consolidé est une mesure de gestion de capital et représente le coefficient de « l'endettement net » par rapport à la « capitalisation totale au marché », chacun étant calculé de la manière décrite ci-dessous.

	Consolidé	
	Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Emprunts	2 995	2 873
Part à moins d'un an des emprunts	271	404
Frais de transactions, nets de l'amortissement cumulé	61	69
Emprunts - Solde du capital	3 327	3 346
Moins :		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	478	361
Encaisse affectée	22	13
Découvert bancaire	(6)	(12)
Endettement net	2 833	2 984

La Société définit sa capitalisation totale au marché comme suit :

	Consolidé	
	Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2023	2022
Nombre d'actions en circulation (en milliers)	102 766	102 763
Cours de l'action (en \$ par action)	33,68	40,02
Valeur au marché des capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 461	4 113
Part des actionnaires sans contrôle	395	345
Endettement net	2 833	2 984
Capitalisation totale au marché	6 689	7 442

La Société calcule le coefficient d'endettement net comme suit :

	Consolidé	
	Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2023	2022
Endettement net	2 833	2 984
Capitalisation totale au marché	6 689	7 442
COEFFICIENT D'ENDETTEMENT NET , au marché	42 %	40 %

Marge brute d'autofinancement, flux de trésorerie discrétionnaires, ratio de réinvestissement et ratio de distribution

La Société définit la marge brute d'autofinancement, les flux de trésorerie discrétionnaires, le ratio de distribution et le ratio de réinvestissement comme suit :

	Consolidé			
	Périodes de trois mois closes les		Exercices clos les	
	31 décembre	31 décembre	31 décembre	31 décembre
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2023	2022	2023	2022
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	107	189	496	513
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	54	(48)	(51)	(110)
Marge brute d'autofinancement	161	141	445	403
Versements sur les emprunts non courants (projets) ⁽¹⁾	(50)	(47)	(232)	(212)
Ajustement d'éléments non liés à l'exploitation ⁽²⁾	2	(1)	6	7
Capital versé lié aux obligations locatives ⁽³⁾	113	93	219	198
Distributions versées aux actionnaires sans contrôle ⁽⁴⁾	(4)	(4)	(17)	(15)
Distributions versées aux actionnaires sans contrôle ⁽⁴⁾	(33)	(19)	(57)	(37)
Nouvelles immobilisations corporelles (maintien de l'exploitation) ⁽⁵⁾	2	(2)	(6)	(12)
Frais de développement (aux résultats)	12	9	40	33
Flux de trésorerie discrétionnaires	90	77	179	167
Dividendes versés aux actionnaires	17	17	68	68
Nombre moyen pondéré d'actions de base en circulation (en milliers)	102 766	102 763	102 766	102 726
Flux de trésorerie discrétionnaires - par action	0,88 \$	0,75 \$	1,75 \$	1,63 \$
Dividendes versés aux actionnaires - par action	0,1650 \$	0,1650 \$	0,66 \$	0,66 \$
Ratio de distribution			38 %	41 %
Ratio de réinvestissement			62 %	59 %

⁽¹⁾ Inclus les remboursements sur les emprunts non courants (les projets) et les remboursements aux investisseurs participant au partage fiscal, et exclut les prêts-relais TVA et les remboursements anticipés de dettes et des remboursements de la facilité de construction - Portefeuille Boralex Energy Investments et du prêt à terme CDPQ Revenu Fixe Inc.

⁽²⁾ Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, ajustement favorable de 6 M\$ composé principalement de frais d'acquisition, d'intégration et de transactions. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, ajustement favorable de 7 M\$ composé principalement de frais d'acquisition et de transactions.

⁽³⁾ Exclut le capital versé lié aux obligations pour les projets en développement et en construction.

⁽⁴⁾ Composé des distributions versées aux actionnaires sans contrôle ainsi que de la portion des flux de trésorerie discrétionnaires attribuables à l'actionnaire sans contrôle de Boralex Europe Sàrl.

⁽⁵⁾ Les investissements en construction comprennent désormais les nouvelles immobilisations corporelles des actifs réglementés. Au cours du quatrième trimestre, un montant de 4 M\$ a été reclassé en nouvelles immobilisations corporelles en construction.

Trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles et liquidités disponibles et financements autorisés

La Société définit la trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles ainsi que les liquidités disponibles et financements autorisés comme suit :

	Consolidé	
	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2023	2022
(en millions de dollars canadiens)		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	478	361
Trésorerie et équivalents de trésorerie dans les périmètres de financement de projets ⁽¹⁾	(388)	(279)
Découvert bancaire	(6)	(12)
Trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles	84	70
Facilités de crédit disponibles pour la croissance	463	424
Liquidités disponibles et financements autorisés	547	494

⁽¹⁾ Cette trésorerie peut être utilisée pour les opérations des projets respectifs, mais est soumise à des restrictions quant à l'utilisation à l'extérieur des projets en vertu des conventions de crédits.

Analyse des résultats d'exploitation - Combiné

Le Combiné (« Combiné ») présenté dans ce rapport de gestion résulte de la combinaison de l'information financière de Boralex inc. (« Boralex » ou la « Société ») établie selon les IFRS (« Consolidé ») et de celle portant sur la quote-part des Participations. Pour de plus amples renseignements, voir la section III - Mesures non conformes aux IFRS et autres mesures financières du présent rapport de gestion.

Participations dans des coentreprises et entreprises associées

L'analyse des résultats en Combiné tient compte des *coentreprises et entreprises associées* en exploitation de la Société. Les données sont présentées en proportion des pourcentages de la participation détenue par Boralex. Les principales *coentreprises et entreprises associées* de la Société aux 31 décembre 2023 et 2022 sont :

	Technologie	Pays	Statut	% de participation Boralex	Puissance installée	
					Totale (MW)	Nette (MW)
LongSpur Wind Holdings, LLC ⁽¹⁾	Éolien	États-Unis	Exploitation	50,00 %	394	197
Roosevelt Holdco, LLC ⁽¹⁾	Éolien	États-Unis	Exploitation	50,00 %	300	150
Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3 SENC (« SDB I »)	Éolien	Canada	Exploitation	50,00 %	272	136
Tx Hereford Wind Holdings, LLC ⁽¹⁾⁽²⁾	Éolien	États-Unis	Exploitation	50,00 %	200	100
Énergie Éolienne Roncevaux S.E.C. (« Roncevaux »)	Éolien	Canada	Exploitation	50,00 %	75	37
Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 4 SENC (« SDB II »)	Éolien	Canada	Exploitation	50,00 %	68	34
Énergie Éolienne Communautaire Le Plateau S.E.C. (« LP II »)	Éolien	Canada	Exploitation	59,96 %	21	13
Des Neiges Holding Sud, SENC ⁽³⁾	Éolien	Canada	Construction	50,00 %	400	133
Parc éolien Apuiat Inc.	Éolien	Canada	Construction	50,00 %	200	100

⁽¹⁾ Le 29 décembre 2022, la Société a acquis une participation de 50 % dans cinq parcs éoliens aux États-Unis et en détient un contrôle conjoint.

⁽²⁾ La quote-part économique de la Société dans les résultats de la coentreprise est de 11,3% jusqu'au 31 décembre 2024 en raison de la participation d'un actionnaire minoritaire dans le parc éolien.

⁽³⁾ Un actionnaire minoritaire détient une participation dans la société de projet, portant l'intérêt économique net de la Société à 33%.

Faits saillants - Combiné ⁽¹⁾

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Combiné ⁽¹⁾		Variation Combiné ⁽¹⁾ 2023 vs 2022	
	2023	2022	GWh ou \$	%
Périodes de trois mois closes les 31 décembre :				
Production éolienne (GWh)	2 351	1 814	537	30
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	345	344	1	—
Résultat d'exploitation	119	14	105	>100
BAIIA(A) ⁽²⁾	229	173	56	32
Résultat net	58	(7)	65	>100
Exercices clos les 31 décembre:				
Production éolienne (GWh)	8 020	6 300	1 720	27
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	1 104	893	211	24
Résultat d'exploitation	306	147	159	>100
BAIIA(A) ⁽²⁾	675	552	123	22
Résultat net	115	8	107	>100
Total de l'actif	7 304	7 188	116	2
Emprunts - Solde du capital	3 764	3 674	90	2

⁽¹⁾ Le Combiné est une mesure financière non conforme aux PCGR et n'a pas de définition normalisée selon les IFRS. Par conséquent, cette mesure peut ne pas être comparable à des mesures semblables utilisées par d'autres sociétés. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

⁽²⁾ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

Analyse des résultats d'exploitation combiné de la période de trois mois close le 31 décembre 2023

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Production (GWh)	Produits de vente d'énergie et CR	BAIIA(A) ⁽¹⁾
Combiné			
Période de trois mois close le 31 décembre 2022	1 814	344	173
Acquisition - Participations parcs éoliens aux États-Unis	371	11	20
Mises en service et arrêts temporaires ⁽²⁾	90	16	16
Prix (contrats d'achat d'électricité et CR)	—	(65)	(65)
Contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité	—	—	51
Volume	76	18	18
Effet de change	—	12	9
Autres	—	9	7
Période de trois mois close le 31 décembre 2023	2 351	345	229
Amérique du Nord			
Période de trois mois close le 31 décembre 2022	1 071	130	101
Acquisition - Participations parcs éoliens aux États-Unis	371	11	20
Volume	(85)	(13)	(13)
Prix	—	1	1
Autres	—	(1)	5
Période de trois mois close le 31 décembre 2023	1 357	128	114
Europe			
Période de trois mois close le 31 décembre 2022	743	214	81
Mises en service et arrêts temporaires ⁽²⁾	90	16	16
Prix (contrats d'achat d'électricité et CR)	—	(66)	(66)
Contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité	—	—	51
Volume	161	31	31
Effet de change	—	12	9
Autres	—	10	1
Période de trois mois close le 31 décembre 2023	994	217	123
Corporatifs et éliminations			
Période de trois mois close le 31 décembre 2022			(9)
Autres			1
Période de trois mois close le 31 décembre 2023			(8)

Effet des coentreprises et entreprises associées, net des éliminations

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Production (GWh)	Produits de vente d'énergie et CR	BAIIA(A) ⁽¹⁾
Période de trois mois close le 31 décembre 2022	195	22	15
Acquisition - Participations parcs éoliens aux États-Unis	371	11	14
Prix	—	1	1
Volume	(29)	(3)	(3)
Quote-part coentreprises et entreprises associées - actifs comparables	—	—	(2)
Autres	—	(1)	2
Période de trois mois close le 31 décembre 2023	537	30	27

⁽¹⁾ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

⁽²⁾ Se référer au tableau *Évolution du portefeuille en exploitation*.

Au quatrième trimestre 2023, la production d'électricité selon le Combiné s'élève à 2 351 GWh, une augmentation de 30 % ou de 537 GWh par rapport à la période correspondante de 2022. Les produits de vente d'énergie et CR sont stables pour s'établir à 345 M\$, tandis que dans le cas du BAIIA(A), la hausse est de 32 % pour un total de 229 M\$.

Par rapport au quatrième trimestre 2022, les installations des *coentreprises et entreprises associées* en opération affichent une contribution qui a plus que doublé au chapitre de la production. Les produits de vente d'énergie ont augmenté de 38 % et le BAIIA(A) a doublé à la suite de l'acquisition d'une participation dans des parcs éoliens aux États-Unis.

Analyse des résultats d'exploitation combinés de l'exercice clos le 31 décembre 2023

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Production (GWh)	Produits de vente d'énergie et CR	BAIIA(A) ⁽¹⁾
Combiné			
Exercice clos le 31 décembre 2022	6 300	893	552
Acquisition - Participations parcs éoliens aux États-Unis	1 470	45	84
Mises en service et arrêts temporaires ⁽²⁾	340	56	50
Prix (contrats d'achat d'électricité et CR)	—	82	82
Contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité	—	—	(92)
Volume	(50)	4	4
Cession ⁽²⁾	(40)	(6)	(2)
Effet de change	—	25	16
Masse salariale ⁽³⁾	—	—	(14)
Développement	—	—	(4)
Autres	—	5	(1)
Exercice clos le 31 décembre 2023	8 020	1 104	675
Amérique du Nord			
Exercice clos le 31 décembre 2022	4 080	477	366
Acquisition - Participations parcs éoliens aux États-Unis	1 470	45	84
Volume	(398)	(55)	(55)
Cession ⁽²⁾	(40)	(6)	(2)
Prix	—	2	2
Effet de change	—	3	2
Masse salariale ⁽³⁾	—	—	(5)
Développement	—	—	3
Autres	—	(1)	2
Exercice clos le 31 décembre 2023	5 112	465	397
Europe			
Exercice clos le 31 décembre 2022	2 220	416	215
Mises en service et arrêts temporaires ⁽²⁾	340	56	50
Prix (contrats d'achat d'électricité et CR)	—	80	80
Contribution sur la rente inframarginale de la production d'électricité	—	—	(92)
Volume	348	59	59
Effet de change	—	22	14
Masse salariale ⁽³⁾	—	—	(3)
Développement	—	—	(7)
Autres	—	6	(6)
Exercice clos le 31 décembre 2023	2 908	639	310
Corporatifs et éliminations			
Exercice clos le 31 décembre 2022			(29)
Masse salariale ⁽³⁾			(6)
Autres			3
Exercice clos le 31 décembre 2023			(32)

⁽¹⁾ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

⁽²⁾ Se référer au tableau *Évolution du portefeuille en exploitation*.

⁽³⁾ Exclut la masse salariale liée aux activités de développement qui sont présentées distinctement.

Effet des coentreprises et entreprises associées, net des éliminations

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Production (GWh)	Produits de vente d'énergie et CR	BAIIA(A) ⁽¹⁾
Exercice clos le 31 décembre 2022	683	75	50
Acquisition - Participations parcs éoliens aux États-Unis	1 470	45	52
Prix	—	2	2
Volume	(106)	(12)	(12)
Développement	—	—	1
Quote-part coentreprises et entreprises associées - actifs comparables	—	—	5
Autres	—	—	(1)
Exercice clos le 31 décembre 2023	2 047	110	97

⁽¹⁾ Le BAIIA(A) est un total des mesures sectorielles. Pour plus de détails, se référer à la rubrique *Mesures financières non conformes aux IFRS et autres mesures financières* du présent rapport.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, la production d'électricité selon le Combiné s'élève à 8 020 GWh, soit une hausse de 27 % ou 1 720 GWh par rapport à la période correspondante de 2022. Les produits de la vente d'énergie et CR et le BAIIA(A) affichent une hausse de 24 % et de 22 % pour s'établir à 1 104 M\$ et à 675 M\$, respectivement. L'augmentation des produits est en majeure partie attribuable à la hausse des prix, à la contribution des mises en services et des parcs éoliens acquis aux États-Unis. L'augmentation du BAIIA(A) est attribuable principalement à l'apport des mises en services et des parcs acquis aux États-Unis.

Par rapport à l'exercice 2022, les installations des *coentreprises et entreprises associées* en opération affichent une contribution qui a pratiquement triplé en ce qui concerne le volume de production, une hausse de 47 % dans le cas des produits de vente d'énergie et CR, et un BAIIA(A) qui a presque doublé.

Engagements et éventualités

(en millions de dollars canadiens)	Note	Paiements			Total
		Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	
Contrats d'achat et de construction	a)	634	79	—	713
Contrats d'entretien	b)	30	118	216	364
Autres	c)	6	14	24	44
		670	211	240	1 121

a) Contrats d'achat et de construction

La Société est engagée dans des contrats d'achat d'immobilisations corporelles, de construction et de raccordement pour les sites en développement et en construction.

b) Contrats d'entretien

La Société a conclu des contrats d'entretien des sites éoliens et solaires d'une durée initiale entre 15 et 20 ans au Canada et aux États-Unis et entre 3 et 20 ans en France. La Société est engagée à payer des montants variables selon l'atteinte de niveau de production et de niveau de disponibilité. Ces montants ne sont pas compris dans le tableau des engagements ci-dessus.

c) Autres engagements

La Société est liée par des contrats de redevances avec les Premières Nations et par des accords communautaires, venant à échéance entre 2036 et 2059. Les accords communautaires incluent des ententes pour la conservation du milieu naturel, l'usage routier et le fonds communautaire.

La Société est engagée dans des contrats de royalties et de redevances conditionnelles variables liés à l'opération de ses parcs éoliens, parcs solaires et de ses centrales hydroélectriques. Le tableau des engagements ci-dessus ne comprend pas ces montants.

Contrats de vente d'énergie et compléments de rémunération

La majorité de la production d'électricité de la Société est sujette à des contrats de vente d'énergie à long terme ou des contrats de compléments de rémunération. La majorité de ces contrats bénéficient d'une indexation annuelle variable. Ces contrats sont établis selon les caractéristiques suivantes :

	Éolien	Solaire	Hydroélectrique
	Échéances		
Amérique du Nord	2029 - 2059	2029 - 2046	2027 - 2059
Europe	2024 - 2045	2031 - 2043	—

Éventualités

France - Innovent

Le 17 mai 2021, Boralex inc. a annoncé une décision favorable du Tribunal de Commerce de Lille qui a condamné Innovent SAS (« Innovent ») et son président Monsieur Grégoire Verhaeghe à lui payer 72,7 M\$ (50,6 M€) pour non-exécution d'engagements contractuels. Ce litige est né dans le contexte d'une transaction commerciale survenue entre les parties en 2012 au cours de laquelle Boralex a acquis d'Innovent les titres de parcs éoliens prêts à être construits. Dans cette même transaction, les parties avaient également signé un contrat-cadre de développement en vertu duquel Innovent et Monsieur Verhaeghe s'étaient engagés à offrir à Boralex le droit d'acquérir certains sites éoliens en développement. Le Tribunal a conclu que les défendeurs n'avaient pas respecté leur obligation relative aux projets alors en développement Eplissier-Thieulloy/Abbaye et Buire-Le-Sec, privant ainsi Boralex de la possibilité de les acquérir au prix et aux conditions convenues. Innovent et Monsieur Verhaeghe ont été condamnés à verser à Boralex à ce titre une compensation de 72,7 M\$ (50,6 M€). Innovent et Monsieur Verhaeghe avaient interjeté appel de la décision.

Le 6 juillet 2023, la Cour d'appel de Douai a rendu sa décision dans laquelle elle donne raison à Boralex sur le fond du litige, mais diminue à 3,6 M\$ (2,5 M€) le montant de la condamnation devant être payé par Innovent à Boralex en raison des inexécutions contractuelles imputables à Innovent et à M. Grégoire Verhaeghe et leur mauvaise foi dans l'exécution du contrat. Depuis, Boralex s'est pourvue en cassation et a présenté une requête dite « pleine » en janvier 2024.

Le 29 décembre 2021, Innovent a déposé une réclamation de 359 M\$ (250 M€) contre Boralex au Tribunal du Commerce de Paris (la « Poursuite de décembre 2021 »). La Poursuite de décembre 2021 a été portée par suite de la décision du 17 mai 2021 du Tribunal du Commerce de Lille, qui ordonnait Innovent à payer à Boralex 72,7 M\$ (50,6 M€) pour bris d'obligations contractuelles (la « Décision de mai 2021 »). Dans la Poursuite de décembre 2021, Innovent a allégué que la Décision de mai 2021 était fondée sur de fausses représentations de la part de Boralex et de ses témoins experts au procès et que la Décision de mai 2021 est la raison pour laquelle Innovent n'a pas pu conclure une transaction lui permettant devenir une société ouverte. Le 27 septembre 2022, le Tribunal du Commerce de Paris a rejeté la réclamation d'Innovent et la Poursuite de décembre 2021. Innovent a porté ce jugement en appel.

Canada - Éventualités

Contenu local

En vertu des contrats de vente d'énergie conclus avec Hydro-Québec Distribution pour ses projets éoliens, les entités de projets de la Société devaient respecter certaines exigences de contenu régional quant aux coûts associés aux éoliennes du parc éolien (les « Exigences de contenu régional ») et certaines exigences de contenu québécois quant aux coûts globaux du parc éolien (collectivement avec les exigences de contenu régional, les « Exigences de contenu local »). Ces exigences sont applicables à tous les projets éoliens québécois ayant été construits par des entités de projets de la Société ou d'autres producteurs dans le cadre des appels d'offres conclus de 2005 à 2009. Le non-respect de ces exigences peut entraîner l'obligation de payer des pénalités en vertu de ces contrats de vente d'énergie.

Le 18 avril 2019, dans le cadre de ce différend, Hydro-Québec a déposé devant la Cour supérieure du Québec une demande introductive d'instance contre Énergie Éolienne Le Plateau S.E.C. (une société en commandite exploitant le parc éolien LP I, dont la Société détenait indirectement 51 % des parts en circulation à l'époque et en détient 100 % depuis le 30 novembre 2020), Enercon Canada et Enercon GmbH visant la détermination de la méthodologie de calcul à utiliser pour déterminer si les exigences de contenu régional ont été atteintes ou non.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, les parties au litige visant le parc éolien LP I en sont venues à un règlement global concernant le parc éolien LP I et les neuf autres parcs éoliens dans lesquels Boralex détient une participation qui sont assujettis aux exigences de contenu local et régional (les « Parcs éoliens québécois de Boralex »). Les modalités du règlement confidentiel prévoient ainsi que les parties se donnent quittance respectives et renoncent à toute réclamation éventuelle liée aux Exigences de contenu local des Parcs éoliens québécois de Boralex. Ce règlement n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la Société.

DM 1

Le 31 mars 2016, une demande d'autorisation d'action collective contre **DM I** et Hydro-Québec a été accordée.

Les demandeurs soutiennent que le projet **DM I** : (i) cause des troubles de voisinage dépassant les inconvénients normaux pendant les périodes de construction et d'exploitation, notamment de la circulation, de la poussière, de la pollution, du bruit en continu, des vibrations et des effets stroboscopiques, la présence de lumières rouges clignotantes et visibles de leur habitation, des effets négatifs sur le paysage, des ombres mouvantes et des répercussions sur la santé, (ii) entraîne des effets négatifs sur la valeur de leur propriété et (iii) constitue une atteinte intentionnelle de leurs droits, y compris leur droit de propriété.

Les demandeurs, au nom des membres du groupe visé par l'action collective demandent (i) des dommages compensatoires pour des troubles de voisinage dépassant les inconvénients normaux allégués, subis au cours des périodes de construction et d'exploitation, (ii) des dommages punitifs pour atteinte intentionnelle à leurs droits, ainsi que (iii) la destruction de toutes les éoliennes déjà construites à moins de trois kilomètres d'une résidence. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la cour d'appel a rejeté le recours.

Gouvernance des risques

La politique sur la gestion des risques de l'entreprise de la Société est assujettie à l'examen annuel et à l'approbation du conseil d'administration. Le cadre de la gestion des risques de la Société combine les pratiques exemplaires que l'on retrouve notamment dans l'Enterprise Risk Management du COSO et dans les lignes directrices de la norme ISO 31000. Il vise à identifier, évaluer, atténuer, surveiller et signaler les principaux risques auxquels la Société doit faire face dans la poursuite de ses objectifs stratégiques. Ces risques sont classés dans les catégories suivantes : stratégiques, financiers, juridiques et de non-conformité, et opérationnels. Dans le cadre du processus de gestion des risques, un registre des risques a été élaboré dans toute l'organisation afin de surveiller les changements dans son contexte de risque et d'orienter ses mesures d'atténuation des risques. Les principaux risques sont examinés par les unités d'affaires et les comités de direction mondiaux et sont présentés périodiquement au comité d'administration.

La Société est soumise à une vaste gamme de risques et d'incertitudes qui évoluent au fil du temps, dont certains sont décrits ci-dessous. Bien qu'il soit impossible d'identifier et d'atténuer tous les risques possibles, la Société a établi des pratiques de surveillance et de gouvernance des risques proportionnées afin de promouvoir une culture de risque solide à tous les paliers de direction. La section suivante présente une liste non exhaustive de risques auxquels Boralex pourrait être exposée. L'effet réel de tout événement de risque sur les activités de la Société pourrait être sensiblement différent de ce qui est prévu ou décrit ci-après.

Facteurs de risque

1. Risques stratégiques

Risque de positionnement stratégique

Définition : Perte potentielle causée par la mise en œuvre d'une décision stratégique ou tactique ne correspondant pas aux objectifs stratégiques de l'organisation. Cette décision pourrait être liée, entre autres, à des activités de fusion et d'acquisition, au développement de projets internes, à des choix de technologie et à l'établissement de certains types de partenariat.

Contexte : La Société dispose d'un plan stratégique qui la guide dans l'atteinte d'objectifs d'entreprise au cours des prochaines années, notamment par la continuation des actions entreprises dans les secteurs à fort potentiel de croissance, et par la mise en place d'initiatives complémentaires dans une perspective de diversification et d'optimisation des activités, des sources de revenus et de la clientèle. La Société compte atteindre ces objectifs grâce à une excellente performance environnementale, sociale et de gouvernance, telle que la définit sa stratégie de responsabilité sociétale d'entreprise (RSE).

La Société exerce ses activités dans le secteur de l'énergie renouvelable au Canada, en France, au Royaume-Uni et aux États-Unis. Ce secteur se caractérise par une concurrence provenant de grands services publics ou d'autres producteurs d'énergie indépendants. Boralex rivalise avec des sociétés qui parfois ont des ressources considérablement supérieures aux siennes, qu'elles soient financières ou autres, à des fins d'obtention de contrats de vente d'énergie, dans le cadre de l'évaluation de projets d'acquisitions ou de partenariats, ou dans le cadre du recrutement de personnel compétent. Cette situation peut avoir des conséquences sur le degré de réussite de sa vision à long terme et l'empêcher de saisir les occasions qui s'offrent à elle.

Risque de fusion et d'acquisitions

Définition : Perte potentielle ou réaction défavorable des marchés financiers à la suite d'une fusion ou d'une acquisition, découlant de l'incapacité à mettre en œuvre un processus de contrôle préalable complet et systématique et des mesures d'atténuation des répercussions liées à une acquisition (financières, juridiques, stratégiques, opérationnelles, technologiques, culturelles, environnementales, rétention des compétences et des effectifs clés, etc.). Perte ou sous-performance relative à une transaction découlant de l'incapacité à mettre en œuvre un plan d'intégration pour tirer parti des synergies potentielles, pour tirer avantage des compétences clés et des principaux actifs qu'apporte la transaction et, de façon plus générale, pour maximiser la valeur de l'entreprise acquise pour atteindre ses objectifs stratégiques et financiers.

Contexte : La Société est d'avis que les acquisitions réalisées récemment et devant être réalisées présenteront des avantages pour la Société. Il est toutefois possible que la totalité ou certains des avantages prévus, incluant les avantages financiers et ceux faisant l'objet d'information financière prospective, ne se concrétisent pas, notamment selon les délais prévus par la direction de la Société. L'obtention de ces avantages tient à de nombreux facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de la Société.

Il est par ailleurs possible que la Société n'ait pas détecté, lors de son contrôle préalable à la fusion ou à l'acquisition, des risques ou des éventualités pour lesquelles la Société pourrait ne pas être indemnisée. La découverte de quelque risque ou éventualité important à l'égard des actions, des actifs ou des entreprises acquis dans le cadre d'une transaction pourrait avoir un effet défavorable important sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Finalement, l'intégration d'actifs dans le cadre d'une fusion ou d'une acquisition de la Société pourrait représenter des défis considérables, et la direction de la Société pourrait être incapable de mener à bien l'intégration avec succès ou sans devoir y investir des sommes importantes. Rien ne garantit que la direction sera en mesure d'intégrer avec succès les nouveaux actifs ou de tirer pleinement parti de tous les avantages attendus des transactions.

Risque de transformation organisationnelle

Définition : Incapacité ou inefficacité de l'organisation de gérer sa croissance en maîtrisant les coûts. Ce risque est souvent associé à l'excellence et à l'efficacité opérationnelle.

Contexte : À la lumière de sa croissance continue et de l'exécution réussie de ses objectifs stratégiques, la Société a entrepris d'importantes transformations opérationnelles pour aligner sa structure et ses processus sur ses ambitions. Une forte croissance future pourrait accroître les pressions internes, y compris en ce qui concerne, sans s'y limiter, la gestion du changement, la pénurie de main-d'œuvre et les exigences technologiques, ce qui pourrait saper l'atteinte des objectifs de la Société.

Risques politiques, législatifs et réglementaires

Définition : Restriction de la capacité de la Société de poursuivre ses activités courantes ou d'atteindre ses objectifs financiers et stratégiques en raison d'événements politiques, législatifs et réglementaires à l'échelle nationale, ou d'une partie d'un territoire ou d'un État où la Société exerce ses activités, qui pourraient modifier, entre autres, les conditions générales du marché dans le secteur de l'énergie renouvelable.

Contexte : La Société exerce ses activités dans le secteur de l'énergie renouvelable au Canada, en France, au Royaume-Uni et aux États-Unis. De plus, la Société évalue continuellement les possibilités qu'offrent d'autres régions. Toute modification des politiques gouvernementales pourrait avoir une incidence considérable sur les activités que la Société exerce dans ces pays. Les risques inhérents aux activités comprennent la modification des lois touchant la propriété étrangère, la participation et le soutien gouvernemental dans le secteur de l'énergie renouvelable, les prix de l'énergie, les taxes, les impôts, les redevances, les droits, le rapatriement des bénéfices, l'approvisionnement auprès de pays sanctionnés, de même que le cours du taux de change, l'inflation et les désordres civils. Il est incertain que la conjoncture économique et politique dans les pays où la Société exerce ou a l'intention d'exercer ses activités permettra de dégager la rentabilité prévue.

Les activités de la Société sont également tributaires de la modification des exigences réglementaires des gouvernements, y compris la réglementation relative à l'environnement et à l'énergie, et d'autres questions indépendantes de la volonté de la Société. L'exploitation de centrales est assujettie à une vaste réglementation émanant de divers organismes gouvernementaux municipaux, provinciaux et fédéraux.

Les activités qui ne sont pas réglementées actuellement pourraient le devenir. Étant donné que les exigences des lois évoluent fréquemment et sont sujettes à interprétation, la Société est incapable de prédire le coût ultime de la conformité à ces exigences ou l'effet de celles-ci sur ses activités. Certaines des activités de la Société sont réglementées par des organismes gouvernementaux qui exercent un pouvoir discrétionnaire conféré par les lois. Étant donné que la portée de ces pouvoirs discrétionnaires est incertaine et que ceux-ci pourraient être exercés d'une manière qui irait à l'encontre des lois en question, la Société est incapable de prédire le coût ultime de la conformité à ces exigences ou l'effet de celles-ci sur ses activités. Si la Société ne peut obtenir et maintenir en vigueur tous les permis, licences et baux nécessaires, y compris le renouvellement de ceux-ci ou les modifications à ceux-ci, cela pourrait avoir une incidence défavorable sur sa capacité de générer des revenus.

L'impact de la situation géopolitique à l'échelle mondiale peut également influencer les chaînes d'approvisionnement de produits et services requises par la Société. L'effet de ces facteurs est imprévisible.

Risque de diversification

Définition : Perte potentielle ou atteinte insatisfaisante des objectifs stratégiques de la Société découlant d'une exposition excessive à un secteur technologique, à une région, à un contexte réglementaire, à un type de contrat ou à un client unique; ou d'une incapacité de saisir d'autres occasions de diversification.

Contexte : La Société poursuit une stratégie visant la diversification sur le plan géographique et celui des modes de production d'énergie renouvelable. Cette diversification est reflétée dans les produits d'exploitation de l'entreprise et le BAIIA(A). Compte tenu de la taille de certains de ses secteurs d'activité et de l'importance des régions où la Société exerce ses activités, elle pourrait quand même être exposée à des conséquences financières significatives advenant la sous-performance d'une région ou un ralentissement important d'un secteur énergétique en particulier, notamment de son secteur éolien.

2. Risques opérationnels

Projets peu rentables

Définition : Perte potentielle ou atteinte insatisfaisante des objectifs stratégiques de la Société découlant d'une incapacité de trouver, choisir ou développer les meilleures occasions d'investissement.

Les éléments de contexte décrits ci-après sont à considérer.

Risque de gestion et d'exécution de projets

Définition : Incapacité à planifier (y compris par des estimations de ressources imprécises) et exécuter des activités susceptibles d'avoir des effets défavorables ou imprévus sur les coûts, la portée et le calendrier du projet. En plus d'affecter la rentabilité du projet, le dépassement des échéances, particulièrement lors de la mise en service d'un actif de production d'énergie, peut entraîner la suspension de permis d'exploitation, des litiges commerciaux ou des pénalités financières spécifiques qui nuisent à l'atteinte des objectifs stratégiques, commerciaux et financiers.

Contexte : La Société participe à la construction et à l'aménagement de nouveaux sites de production d'électricité. Des retards ou des dépassements de coûts peuvent survenir au cours de la construction, notamment en raison de retards pour l'obtention de permis, du désistement d'un fournisseur clé, de la hausse des prix de construction due ou non à l'inflation, de la modification des concepts d'ingénierie, de conflits de travail, des intempéries, de la disponibilité de financement ou de la disponibilité de main-d'œuvre qualifiée. Même lorsqu'il est achevé, un site peut ne pas fonctionner de la manière prévue, lequel pourrait en théorie ne pas être visé par la garantie, en raison notamment d'une mauvaise performance des équipements. Par leur nature, les nouveaux projets en développement n'ont aucun historique d'exploitation et peuvent utiliser du matériel de conception récente et complexe sur le plan technologique.

De plus, les contrats de vente d'énergie conclus avec une contrepartie au début de l'étape de l'aménagement d'un projet pourraient permettre à celle-ci de résilier la convention ou de conserver la caution fournie à titre de dommages-intérêts fixés à l'avance si un projet n'entre pas en production commerciale ou n'atteint pas certains seuils de production aux dates stipulées, ou si la Société n'effectue pas certains paiements stipulés. Aussi, un nouveau site pourrait ne pas être en mesure de générer les revenus nécessaires pour rembourser le capital et verser les intérêts dans le cadre de ses obligations de financement. Un défaut aux termes d'une telle obligation financière pourrait entraîner un recours juridique, une pénalité financière ou la perte de la participation de la Société dans un de ces sites.

Les éléments de contexte décrits ci-après sont à considérer.

Capacité à obtenir des terrains propices

Trouver des sites propices à l'aménagement de nouvelles installations de production d'électricité fait l'objet d'une vive concurrence. Le repérage et l'obtention d'emplacements optimaux s'avèrent complexes, puisque les caractéristiques géographiques, les restrictions prévues par les lois et règlements et les droits de propriété restreignent naturellement les zones ouvertes à l'aménagement de sites. Il n'est pas garanti que la Société parviendra à obtenir l'un ou l'autre des emplacements convoités.

Assentiment collectif à l'égard des projets d'énergie renouvelable

La Société ne pourra trouver et développer de nouveaux emplacements propices à la réalisation de projets d'énergie renouvelable que si elle obtient l'assentiment des intervenants locaux, dont les instances gouvernementales et communautés locales, les Premières Nations et les autres peuples autochtones. Si un projet éventuel ne suscite pas suffisamment d'assentiment collectif, cela pourrait entraîner des retards de développement, voire la perte de tous les investissements initiaux et une radiation. Par ailleurs, en ce qui a trait aux emplacements opérationnels, des remises en question importantes et justifiées de l'assentiment collectif pourraient nuire au rendement ou aux revenus de l'exploitation.

Sécurité et dommages aux actifs physiques

La Société est susceptible de subir des pertes en raison d'actes malveillants (sabotage, vandalisme, kidnapping, etc.) perpétrés contre ses actifs physiques, ses employés ou des tiers. La Société prend des mesures concrètes pour prévenir, contrer ou atténuer ces risques, car ils peuvent avoir une incidence sur la sécurité des emplacements et des employés, ainsi que sur la capacité opérationnelle.

Gestion des risques liés aux tiers

Définition : Possibilité de perte financière ou d'atteinte à la réputation attribuable au choix de partenaires de Boralex (fournisseurs, coentreprises, clients) ou à leur incapacité de s'acquitter de leurs obligations contractuelles.

Les éléments de contexte décrits ci-après sont à considérer.

Risque d'approvisionnement

Définition : Perte ou incident découlant d'un choix inapproprié de tiers (fournisseur ou entrepreneur), d'une faible disponibilité sur le marché, de la concurrence, d'un contrat ne correspondant pas aux valeurs de la Société (y compris les facteurs de risque ESG), du recours à des services de tiers ou de la dépendance à ces tiers. Surveillance inadéquate de la productivité, absence d'un responsable de contrats ou surveillance insuffisante du tiers (y compris les facteurs de risque ESG) ayant des conséquences sur la qualité ou la durabilité des services fournis. Élaboration et mise en œuvre inadéquates d'une stratégie de sortie, d'une reprise ou d'une résiliation d'entente, entraînant une perte ou une panne de services.

L'aménagement et l'exploitation des centrales de la Société sont tributaires de l'approvisionnement en équipement et en services de tierces parties. Les prix de l'équipement peuvent augmenter rapidement en fonction, entre autres, de sa disponibilité, du prix des matières premières et du marché pour ces produits. Toute augmentation marquée des prix de l'approvisionnement en équipement et tout retard dans leur livraison pourraient nuire à la rentabilité future des centrales de la Société et à sa capacité de construire d'autres projets. Rien ne garantit que les fabricants rempliront toutes leurs obligations contractuelles. Tout manquement de la part d'un fournisseur d'équipement ou de services 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 aux termes des contrats d'achats d'électricité.

Relations avec les partenaires stratégiques

Définition : Perte ou incapacité d'obtenir les bénéfices prévus, entraînant la sélection ou la gestion sous-optimale d'un partenariat stratégique (partenaire ou communauté autochtone) tout au long de son cycle de vie, notamment la sélection et le contrôle préalable, la négociation de contrats, les relations d'affaires, le rendement des partenariats, les renouvellements, la stratégie de sortie et la fin des activités.

La Société peut collaborer avec des partenaires en vue du développement de ses projets ou de leur exploitation, dont des sociétés et des groupes autochtones. Cependant, certains de ces partenaires pourraient avoir ou développer des intérêts ou des objectifs qui diffèrent de ceux de la Société ou qui entrent en conflit avec ceux-ci, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la réussite des projets de la Société, ou entraîner des retards ou des pertes financières.

Contrats d'achats d'électricité

Définition : Perte financière attribuable à l'incapacité de la Société d'obtenir des contrats d'achats d'électricité ou de parvenir à les renouveler dans des conditions favorables. Des changements législatifs importants pourraient avoir des répercussions sur les contrats existants.

Contexte : La signature de nouveaux contrats d'achat d'électricité et de compléments de rémunération est un facteur critique pour la stabilité des profits et de la trésorerie de la Société. L'obtention de nouveaux contrats d'achat d'électricité et de compléments de rémunération comporte certains risques en raison du milieu concurrentiel auquel la Société est confrontée. En effet, dans plusieurs cas, la Société conclut de nouveaux contrats d'achat d'électricité en présentant une proposition en réponse à un appel d'offres émis par des clients. Rien ne garantit que la Société sera en mesure de rivaliser efficacement avec ses concurrents à long terme, ni qu'elle sera choisie à titre de fournisseur d'énergie à la suite de tels processus, ni que les contrats d'achats d'électricité actuels seront renouvelés selon des modalités favorables à leur expiration. Des gouvernements pourraient apporter des changements législatifs dans le secteur de l'énergie pouvant avoir des effets négatifs ou positifs sur des contrats d'achat d'électricité existants signés avec des sociétés d'État ou sous contrôle gouvernemental.

Risque de volume de production

Définition : Les ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires dans les installations de Boralex pourraient varier considérablement par rapport aux données historiques et aux prévisions.

Contexte : La quantité d'énergie produite par les parcs hydroélectriques, éoliens et solaires de la Société est tributaire du débit d'eau, du vent et de l'ensoleillement, qui varient naturellement. Rien ne garantit que la disponibilité historique des forces hydrauliques, éoliennes ou solaires à long terme demeure la même ni qu'un événement important n'ait d'incidence sur le débit d'eau, le vent ou l'ensoleillement d'un emplacement donné.

La quantité d'énergie produite par les centrales hydroélectriques de la Société est tributaire des forces hydrauliques disponibles. Par conséquent, les produits d'exploitation et les flux de trésorerie pourraient subir l'effet des débits faibles et élevés dans les bassins hydrologiques. La diminution du régime éolien ou solaire à l'un ou l'autre des emplacements de la Société pourrait avoir pour effet de réduire ses produits et sa rentabilité. Les écarts annuels par rapport à la moyenne à long terme pourraient être considérables.

Les ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires varieront. Même si la Société croit que les études sur les ressources et les données de production antérieures qui ont été recueillies démontrent que les sites sont économiquement viables, les données historiques et les prévisions techniques pourraient ne pas refléter avec exactitude la force et la constance des ressources à l'avenir.

Si les ressources sont insuffisantes, les hypothèses sous-jacentes aux projections financières concernant le volume d'électricité devant être produit par les parcs d'énergie renouvelable pourraient ne pas être confirmées, ce qui pourrait avoir des effets négatifs importants sur les flux de trésorerie et la rentabilité de la Société.

Les éléments de contexte décrits ci-après sont à considérer.

Saisonnalité

En raison de la nature des activités de la Société, son bénéfice est sensible aux variations climatiques et météorologiques d'une période à l'autre. Les variations du climat hivernal ont une incidence sur la demande relative aux besoins de chauffage électrique, tandis que les variations du climat estival ont une incidence sur la demande relative aux besoins de refroidissement électrique. Cette fluctuation de la demande se traduit par une volatilité du prix sur le marché au comptant, qui a une incidence, toutefois limitée, pour environ 7 % de la puissance totale installée de la Société.

Risque d'accessibilité et de fiabilité des réseaux

La Société ne peut vendre de l'électricité que si elle a accès aux divers réseaux de transport et de distribution présents dans chacun des territoires où elle exerce ses activités. En cas de panne des installations de transport ou de distribution existantes ou d'insuffisance de la capacité de transport, la Société pourrait ne pas être en mesure de livrer l'électricité à ses diverses contreparties, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur ses résultats d'exploitation, sa situation financière ou ses perspectives.

Sécurité des barrages

Les centrales hydroélectriques situées au Québec, qui représentent 2 % de la puissance installée totale au 31 décembre 2023, sont assujetties à l'application de la *Loi sur la sécurité des barrages* et son règlement. Selon la région où les centrales sont situées, les barrages doivent se conformer à certains critères définis dans cette loi. De manière générale, lorsque les recommandations proposées par la Société sont acceptées par le ministère de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, un calendrier est établi en tenant compte de l'urgence relative des travaux. La Société est également assujettie à des obligations ou des règlements de divulgation et de suivi d'intégrité des ouvrages pour les centrales qu'elle exploite en Colombie-Britannique et aux États-Unis.

Un bris de barrage à l'une ou l'autre des centrales hydroélectriques de la Société pourrait entraîner la perte de la capacité de production et la réparation de ces ruptures pourrait exiger que la Société engage des dépenses en immobilisations et d'autres ressources importantes. Ces ruptures pourraient exposer la Société à une responsabilité considérable au chapitre des dommages. D'autres règlements en matière de sécurité des barrages pourraient être modifiés, ce qui pourrait avoir une incidence sur les frais et l'exploitation de la Société. L'amélioration de tous les barrages afin que ceux-ci puissent résister à tous les événements pourrait forcer la Société à engager des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables, notamment en cas d'événement exceptionnel ou pouvant être qualifié de force majeure. En conclusion, une rupture de barrage pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, les résultats d'exploitation, la situation financière et les perspectives de la Société. La conformité aux lois sur la sécurité des barrages (y compris toute modification future de celles-ci) et aux exigences des licences, permis et autres approbations demeure importante pour la Société.

Risque de catastrophe naturelle et de force majeure

Définition : Perte humaine, matérielle ou financière liée à des facteurs environnementaux hors de contrôle et ponctuels, parfois amplifiés par les changements climatiques, comme une catastrophe naturelle et des conditions météorologiques extrêmes.

Contexte : Les sites de production et les activités de la Société s'exposent à des dommages et à des destructions résultant de catastrophes naturelles (par exemple, les inondations, les sécheresses, les vents forts, le verglas, les incendies et les tremblements de terre) qui peuvent entraîner des conséquences pour la sécurité humaine et d'autres événements similaires. Les changements climatiques pourraient causer une augmentation de la fréquence ou encore de l'amplitude des catastrophes naturelles. En outre, ces catastrophes pourraient empêcher l'accès aux installations.

La survenance d'un événement marquant qui perturbe la capacité de produire de l'actif de la Société ou qui empêche celle-ci de vendre son énergie pendant une période prolongée, tel qu'un événement qui empêcherait les clients actuels d'acheter de l'énergie, pourrait avoir un effet défavorable important sur la Société. L'actif de production de la Société ou un site appartenant à un tiers auquel l'actif de transport est raccordé pourraient souffrir des effets des mauvaises conditions climatiques, des catastrophes naturelles et des événements inattendus. Certains cas pourraient ne pas dispenser la Société des obligations qui lui incombent aux termes des conventions conclues avec des tiers. En outre, l'éloignement géographique de certains biens de production de la Société rend leur accès difficile pour des réparations. L'une ou l'autre de ces situations pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société.

Risque de main-d'œuvre et de culture

La Société pourrait être exposée à des risques associés à ses employés actuels et futurs.

Les éléments de contexte décrits ci-après sont à considérer.

Attraction, rétention et relève des talents

Définition : Incapacité de la Société d'incarner sa raison d'être, d'atteindre ses objectifs stratégiques ou de s'acquitter de ses obligations à titre d'employeur en raison de la perte d'acteurs clés, ou incapacité de définir ou de mettre en œuvre des stratégies pour attirer, retenir, former, perfectionner et renouveler ses effectifs.

Contexte : Les membres de la Société jouent un rôle important dans le succès de celle-ci. Le rendement ainsi que la croissance future de la Société dépendent en grande partie des aptitudes, de l'expérience et de leurs efforts. Le succès de la Société ne pourra se poursuivre que si celle-ci réussit à recruter, à maintenir et à perfectionner une main-d'œuvre qualifiée, adéquate et chevronnée. Une incapacité à identifier, former ou attirer une relève dans l'éventualité où des employés clés ou des membres clés de la direction venaient à la quitter pourrait avoir des conséquences importantes sur son organisation, ses résultats, ses activités d'exploitation et ses perspectives. Les conditions externes du marché de l'emploi sont susceptibles d'affecter ce risque.

Risque de santé et sécurité physique et mentale

Définition : Santé et sécurité physique menacée par un milieu de travail inadéquat, malsain ou irrégulier menant à des incidents mineurs, des quasi-accidents, des accidents, des maladies professionnelles ou la mort, ce qui peut entraîner le désengagement des employés, de l'absentéisme, des recours, des plaintes, des griefs, des atteintes à la réputation ou une incapacité de recruter et de maintenir en poste le personnel. Santé et bien-être psychologique menacés par un milieu de travail inadéquat ou des comportements ne correspondant pas aux valeurs de la Société et ne contribuant pas à une culture de productivité durable, ce qui peut entraîner le désengagement des employés, de l'absentéisme, des recours, des plaintes, des griefs, des atteintes à la réputation de la marque ou une incapacité de recruter et de maintenir de la main-d'œuvre.

Contexte : La construction, la propriété et l'exploitation des actifs de production de la Société comportent un risque de responsabilité lié à la santé et à la sécurité physique et mentale en milieu de travail, y compris le risque que les gouvernements rendent des ordonnances afin de rectifier des situations non sécuritaires, que des sanctions soient imposées en cas de contravention aux lois, aux licences, aux permis et autres approbations en matière de santé et de sécurité, et que la responsabilité civile de la Société soit engagée. La conformité aux lois sur la santé et la sécurité (y compris toute modification future de celles-ci) et aux exigences des licences, permis et autres approbations demeurera importante pour la Société. En outre, il est possible que la Société devienne assujettie à des ordonnances gouvernementales, des enquêtes, des demandes de renseignements ou des poursuites civiles concernant des questions touchant la santé et la sécurité. Les sanctions ou les autres ordonnances de correction dont la Société pourrait être l'objet pourraient avoir un effet défavorable important sur son entreprise et ses résultats d'exploitation.

Risque lié aux technologies de l'information

La Société pourrait être exposée à des risques liés à ses technologies de l'information numériques et matérielles.

Les éléments de contexte décrits ci-après sont à considérer, en plus des facteurs de risque liés à l'élaboration, à la mise en œuvre, au déploiement et/ou à la gestion de la technologie de l'information. La Société reconnaît que des risques peuvent découler de la transformation numérique et de l'adoption de technologies émergentes comme l'intelligence artificielle, ce qui peut entraîner des conséquences imprévues décrites ci-après.

Risque de défaillance des systèmes informatiques et de cybersécurité

Définition : Protection insuffisante des données et de l'information (y compris les renseignements à caractère personnel des clients et des tiers, et de l'information stratégique), que ce soit par des actes volontaires ou involontaires (erreur, négligence, omission); menaces et cyberattaques contre les infrastructures, les réseaux, les systèmes d'applications ou les bases de données, entraînant une fuite de données, une interruption de l'exploitation ou une violation de la confidentialité des données internes pouvant mener à des poursuites, à des sanctions (judiciaires ou financières) ou à toute autre contravention aux obligations contractuelles juridiques et réglementaires.

Contexte : La Société dépend de plusieurs technologies de l'information pour mener ses activités commerciales. Une défaillance des systèmes ou des infrastructures de technologie de l'information aurait une incidence importante sur son exploitation.

Une cyberintrusion, ou tout autre type d'abus des systèmes technologiques, pourrait gravement perturber les activités commerciales de production et de distribution d'énergie, compromettre la confidentialité, l'intégrité et la disponibilité des informations incluant les données personnelles, ou diminuer les avantages concurrentiels de la Société. En outre, ces attaques pourraient entraîner des violations aux réglementations pour les infrastructures critiques et sur la protection des données. Ces attaques visant les systèmes informatiques ou opérationnels de la Société pourraient causer des dépenses imprévues relatives à leur enquête, aux réparations des violations de sécurité ou aux dommages au système, entraîner des litiges, des amendes, des mesures correctives ou un examen réglementaire accru, ou nuire à la réputation de la Société. Les incidents affectant les systèmes technologiques pourraient donc avoir une incidence défavorable importante sur les activités de la Société, sa situation financière ou ses résultats d'exploitation.

Risque lié à la disponibilité et à l'intégrité des données

Définition : Déficiences dans la fiabilité et la disponibilité des données en raison d'une gouvernance et d'une gestion des données inadéquates.

Contexte : La Société se fonde sur la vigueur de l'intégrité et de la disponibilité de ses données pour appuyer sa prise de décisions dans le cadre de ses activités courantes, ainsi que de sa planification et de son information stratégique et financière. Les déficiences dans l'intégrité et la disponibilité des données causées par une gouvernance et une gestion inadéquates des données pourraient considérablement nuire à la capacité de la Société de mener ses activités et à l'exactitude des états financiers.

3. Risques financiers

Risque de prix et de protection contractuelle

Définition : Risque de volatilité des revenus en raison de la diminution de la valeur d'un contrat, des quantités d'énergie contractées, de la sécurité ou des montants investis, à la suite de piètres décisions d'affaires, y compris la mauvaise compréhension des conséquences des risques en jeu, le type de produits, les ressources contractées, l'expiration d'une position sur le marché ou des protections contractuelles insuffisantes.

Contexte : La Société vend la majeure partie de son énergie à un nombre restreint de clients qui ont d'excellents antécédents en matière de solvabilité ou des cotes de crédit de qualité. Cependant, l'incapacité d'un ou plusieurs de ces clients de respecter leurs engagements aux termes de leurs contrats respectifs pourrait entraîner des pertes de revenus.

De plus, aux États-Unis et en France, une partie de l'électricité produite par la Société est vendue au prix du marché ou dans le cadre de contrats à court terme et, par conséquent, est assujettie aux fluctuations des prix de l'énergie. En France, les compléments de rémunération protègent la Société des diminutions du prix du marché, tout en lui permettant de profiter des augmentations dans certaines circonstances.

Le prix du marché de l'électricité dans des territoires individuels peut être volatil. Le prix de l'énergie varie selon l'offre, la demande et d'autres facteurs externes, dont les conditions météorologiques, les situations géopolitiques, les capacités de transport et de distribution des réseaux électriques et le prix des autres ressources énergétiques.

Par conséquent, le prix pourrait chuter drastiquement et être trop bas pour que les centrales génèrent un bénéfice d'exploitation. Dans de telles situations, les perspectives économiques des projets dans les sites en exploitation de la Société qui dépendent, en tout ou en partie, des prix, ou des projets en développement dans lesquels la Société détient une participation, pourraient être considérablement réduites ou non rentables. Si cet écart de prix se produit ou se maintient sur une longue période, il pourrait avoir une incidence négative sur les résultats financiers et les flux de trésorerie de la Société. Une réduction importante de ces prix pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la situation financière de la Société.

Risque lié aux contreparties

Définition : Risque que la contrepartie d'une transaction manque à ses engagements avant le règlement final des flux de trésorerie de la transaction.

Si un client n'a pas de cote de crédit publiée, la Société atténue le risque de solvabilité en ayant recours à des contrats de négociation standards et en exigeant des garanties qui lui permettent de diversifier les contreparties. Elle surveille également régulièrement le risque de crédit et l'évolution de la situation financière de ce client.

Risque de financement et d'accès au capital

Définition : Piètre décision ou incapacité d'obtenir du capital financier, ou d'y avoir accès, pour soutenir le développement interne, les activités de fusion et d'acquisition ou d'autres besoins associés à l'atteinte des objectifs du plan stratégique de l'organisation. Incapacité d'accéder à des sources de capital de remplacement ou à de meilleures modalités d'emprunt par suite de l'impossibilité de se qualifier pour des outils de financement ESG.

Les éléments de contexte décrits ci-après sont à considérer.

Risque de crédit et financement et dette supplémentaires

Définition : Exposition à une variation des conditions de crédit entraînant une diminution des flux de trésorerie, ou de la compétitivité et de la rentabilité des projets; ou possibilité que la Société manque au remboursement d'un prêt ou à ses obligations contractuelles.

Contexte : Les projets de la Société exigent des capitaux considérables. La Société s'attend à financer le développement et la construction de nouvelles installations, les acquisitions ainsi que les autres dépenses en immobilisations à partir de sources de financement pouvant combiner des flux de trésorerie provenant de ses activités d'exploitation, des emprunts ou l'émission d'actions supplémentaires par la Société.

Dans la mesure où les sources de capitaux externes, y compris l'émission de titres supplémentaires de la Société, deviendraient limitées, inaccessibles, ou selon des modalités déraisonnables, le pouvoir de la Société d'effectuer les dépenses en immobilisations nécessaires à la construction de nouvelles installations ou au maintien de ses exploitations existantes et de demeurer en activité serait compromis.

Le niveau d'endettement de la Société pourrait avoir des conséquences importantes pour les actionnaires, notamment celles-ci : (i) limitation de la capacité de la Société d'obtenir du financement supplémentaire destiné au fonds de roulement, aux dépenses en immobilisations, aux acquisitions ou à d'autres projets d'aménagement dans l'avenir; (ii) une partie importante des flux de trésorerie de la Société tirés des activités pourrait être affectée au paiement du capital et des intérêts sur la dette, réduisant ainsi les fonds disponibles pour les opérations futures; et (iii) la Société pourrait être soumise à des charges d'intérêt plus élevées sur les emprunts à taux variables.

De plus, la capacité de refinancer, de renouveler ou de prolonger des instruments d'emprunt dépend, jusqu'au moment de leur échéance, de l'évolution des conditions des marchés financiers, ce qui peut influencer sur la disponibilité, le prix ou les modalités du refinancement de remplacement.

De plus, la participation des porteurs de titres de la Société pourrait être diluée, si le mode de financement retenu est l'émission d'actions de catégorie A supplémentaires.

Risque lié aux taux d'intérêt et au refinancement

Définition : Possibilité que les décisions des banques centrales entraînent la modification des politiques monétaires des pays, ce qui provoquerait une fluctuation des taux d'intérêt et, ce faisant, réduirait la valeur d'un actif, d'une obligation ou d'un autre placement à taux fixe, ou augmenterait le coût du capital ou la valeur des actions de la Société.

Contexte : Compte tenu de la stratégie de financement à haut levier utilisée par la Société, la fluctuation du taux d'intérêt est un facteur qui peut influencer de façon importante sa rentabilité. Lorsque le prêt est à la base à taux variable, afin de limiter l'effet attribuable à la variation des taux d'intérêt, la Société se procure simultanément des swaps de taux d'intérêt couvrant une part importante de l'emprunt correspondant. La proportion de couverture se situe généralement entre 75 % et 90 % des flux d'intérêts variables anticipés et la durée de l'instrument est généralement alignée avec la période d'amortissement des prêts, ce qui limite le risque lié à la variation des taux de référence au moment d'un refinancement. Au 31 décembre 2023, en excluant le crédit rotatif et le prêt à terme et compte tenu de l'effet des swaps de taux d'intérêt en vigueur, seulement environ 6 % de la dette totale est exposée à la fluctuation des taux d'intérêt selon le Consolidé et le Combiné.

À l'avenir, une hausse marquée des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence sur les liquidités pouvant servir aux projets de la Société. En outre, le pouvoir de la Société de refinancer sa dette lorsque celle-ci est exigible est tributaire de la situation sur les marchés des capitaux, qui varie au fil du temps. Dans le cas des projets gagnés par voie d'appels d'offres ou dans des programmes de complément de rémunération, une hausse importante des taux pourrait réduire la rentabilité anticipée d'un projet sous les rendements projetés par la Société. Pour les projets de plus grande envergure, la Société pourrait décider de se procurer des instruments financiers afin de protéger ces rendements durant la période de développement préalable à la clôture du financement du projet.

Risque lié aux clauses restrictives

La Société a recours à une stratégie de financement par projet ou par groupe de projets pour optimiser son endettement. Les flux de trésorerie tirés de plusieurs installations sont subordonnés à des dettes de premier rang lorsque celles-ci sont financées en financement de projet. Ces mécanismes de financement sont habituellement garantis par les actifs des projets et des contrats, de même que par les participations de la Société dans les entités d'exploitation des projets.

La Société est assujettie à des restrictions financières et opérationnelles en raison de clauses restrictives prévues par les instruments régissant sa dette. Ces clauses restrictives empêchent ou limitent la flexibilité opérationnelle de la Société et pourraient limiter sa capacité à obtenir du financement additionnel, à résister au ralentissement de ses activités et à tirer parti d'occasions d'affaires. De plus, la Société pourrait être tenue d'obtenir un financement par emprunt ou un financement par titres de capitaux propres supplémentaires selon des modalités comportant des clauses plus restrictives, exigeant un remboursement anticipé ou imposant d'autres obligations qui limitent sa capacité de faire croître son entreprise, d'acquiescer des projets ou d'autres actifs, ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables.

La Société pourrait être en défaut de remboursement d'un prêt si elle ne s'acquitte pas de ses engagements et de ses obligations ou si elle ne respecte pas les clauses financières et les autres clauses restrictives prévues par les instruments régissant ce prêt. Cette situation de défaut pourrait empêcher des distributions en espèces par les projets ou les entités d'exploitation des projets et faire en sorte que le prêteur pourrait réaliser sa garantie et, indirectement, faire perdre à la Société son droit de propriété ou de détention sur ces projets. Ces situations risqueraient d'avoir un effet défavorable important sur ses activités, ses résultats d'exploitation et sa situation financière.

Risque lié à la déclaration de dividendes

La déclaration de dividendes est assujettie à des restrictions réglementaires et 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 elle a des motifs raisonnables de croire i) que la Société ne peut, ou ne pourrait, 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 de son capital déclaré en actions en circulation; ou iii) qu'il lui serait possible de procurer un rendement supérieur à ses actionnaires en investissant le montant équivalent dans ses affaires courantes.

Par conséquent, aucune garantie ne peut être donnée quant à savoir si Boralex continuera de déclarer et de verser des dividendes à l'avenir, ni quant à la fréquence ou au montant de ces dividendes.

Liquidités et variations des primes de polices d'assurance et des taux de change

Définition : La Société est exposée au risque de liquidités sur le passif et à des variations des primes de polices d'assurance et des taux de change.

Les éléments de contexte décrits ci-après sont à considérer.

Risques de liquidité liés aux instruments financiers dérivés

Définition : Perte attribuable à des problèmes de liquidité ou incapacité de s'acquitter de ses engagements financiers en temps opportun et à des coûts raisonnables, ce qui pourrait nuire à la capacité de l'organisation de tirer parti d'occasions d'affaires.

Des instruments financiers dérivés sont conclus par la Société avec d'importantes institutions financières et d'autres contreparties, et leur efficacité dépend du rendement de ces entités. 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 de gré à gré à leur date d'échéance et l'option de résiliation anticipée comprise dans certains swaps de taux d'intérêt et contrats de change. La Société utilise des 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. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

Risque de variation des taux de change

Définition : Possibilité que la variation des taux de change influe sur la valeur d'un actif, d'une obligation ou d'un placement, sur la rentabilité d'un projet ou d'une transaction de fusion et acquisition et, par conséquent, affecter la performance financière de la Société.

Contexte : La Société génère des liquidités en devises étrangères dans le cadre de l'exploitation de ses installations situées en France et aux États-Unis. De ce fait, elle peut être exposée aux fluctuations du dollar canadien par rapport à ces devises. La Société mitige dans un premier temps le risque, car les revenus, les dépenses et les financements sont effectués dans la devise locale. Le risque se situe donc davantage sur le plan des liquidités résiduelles qui peuvent être distribuées à la société mère.

En France, dans ce contexte, compte tenu de l'importance du secteur et que Boralex paye maintenant un dividende en dollars canadiens, la Société peut conclure des ventes à terme afin de protéger le taux de change sur une portion des distributions qu'elle anticipe rapatrier de l'Europe en fonction des liquidités générées. La Société détient également des swaps croisés sur taux d'intérêt et devises (mieux connus selon leur appellation anglophone « cross-currency swaps »). Ces dérivés procurent une couverture de l'investissement net de la Société en France puisqu'ils permettent de synthétiquement convertir en euros le financement émis au Canada pour investir dans ce pays. En plus de réduire le risque lié à la fluctuation des devises, ces instruments permettent aussi de bénéficier en partie de taux d'intérêt plus faibles.

Au Royaume-Uni, en ce qui concerne les flux de trésorerie générés, la direction considère qu'ils ne représentent pas actuellement de risque significatif. Une stratégie de couverture pourrait être établie au moment opportun, harmonisée aux stratégies de couverture employées dans d'autres régions d'exploitation majeures.

De plus, dans le cadre du développement de projets au Canada ou au Royaume-Uni, certains déboursés futurs pourront être en devises étrangères. Par exemple, les achats d'équipements au Canada sont en partie libellés en euros ou en dollars américains. L'objectif de la Société dans un tel cas est de protéger le rendement anticipé sur sa mise de fonds en se procurant des instruments de couverture afin d'éliminer la volatilité des déboursés prévus et ainsi stabiliser les coûts importants comme celui des turbines, par exemple.

Couverture d'assurance

La Société estime que ses polices d'assurance la protègent contre les risques assurables importants, qu'elles lui assurent une protection adéquate et similaire à celle dont se munirait un exploitant ou un propriétaire prudent d'installations comparables et qu'elles sont assujetties à des franchises, à des limites et à des exclusions qui sont usuelles ou raisonnables. Toutefois, il n'est pas certain que ces polices d'assurance continueront d'être offertes selon des modalités abordables, ni qu'elles couvriront tous les sinistres susceptibles de donner lieu à une perte ou à une demande de règlement à l'égard de l'actif ou des activités de la Société qui sont assurés. Nous entretenons et renouvelons un portefeuille complet de polices d'assurance assorti de plafonds et de seuils de rétention adéquats, fondés sur des facteurs de risque sectoriels et externes, afin de recouvrer les dommages que nos actifs pourraient subir en raison d'événements météorologiques extrêmes et de catastrophes naturelles.

Informations financières et de gestion

Définition : L'incapacité de maintenir en place des contrôles internes efficaces pourrait nuire à la confiance des investisseurs et avoir des conséquences sur la capacité de la Société d'obtenir du financement ou entraîner la divulgation d'information financière peu fiable n'offrant pas une image fidèle et conforme aux exigences (p. ex., normes comptables) ou d'information financière erronée, fautive, trompeuse ou susceptible d'omettre des faits importants.

Contexte : La Société est assujettie aux exigences en matière de communication de l'information prévue dans le règlement 52-109 et les règles des autorités des marchés financiers. L'incapacité de mettre en place et de maintenir des contrôles internes adéquats à l'égard de l'information financière pourrait entraîner des faiblesses ou des déficiences importantes dans le contrôle interne à l'égard de l'information financière, ce qui pourrait entraîner des erreurs ou de fausses déclarations de nature significative dans les états financiers. Les investisseurs pourraient perdre confiance envers l'information financière divulguée, ce qui pourrait rendre l'accès au financement plus difficile. En outre, les informations financières incomplètes ou inexactes pourraient causer des décisions d'affaires non optimales.

4. Risques juridiques et risque de non-conformité

Litiges et non-respect des clauses contractuelles

Définition : Irrégularités ou différends concernant la conformité aux lois, à la réglementation et aux ententes contractuelles, ou tout autre enjeu pouvant mener à un litige.

Contexte : Dans le cours normal de ses activités, la Société pourrait être partie à diverses poursuites judiciaires, habituellement intentées pour faire valoir une réclamation en cas de blessures corporelles, de pertes financières, d'inconvénients, d'excédents de coûts de construction, de dommages liés à l'acceptabilité sociale des projets, au bruit, à la conformité environnementale, ainsi que des dommages matériels et des 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 qui sont fondées. L'issue définitive des poursuites en cours 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.

Non-conformité réglementaire

Définition : Le non-respect de la réglementation, incluant celle de nature environnementale, sociétale et de gouvernance pourrait entraîner des répercussions sur les communautés, la biodiversité et l'environnement, ainsi que des sanctions allant jusqu'à la perte de permis et de licences, l'interdiction d'utiliser un certain type d'équipement, de faire des affaires avec certains fournisseurs de biens ou de services ou encore de participer à des appels d'offres privés ou publics. Des modifications à cette réglementation pourraient entraîner des coûts supplémentaires.

Contexte : La Société détient des permis et des licences délivrés par divers organismes réglementaires en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de ses installations. Ces licences et permis sont cruciaux pour l'exploitation de la Société. La majeure partie de ces permis et licences a une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des actifs. Ces permis et licences ne peuvent demeurer en règle que si la Société se conforme à leurs modalités. Si la Société se trouve dans l'impossibilité de renouveler ses permis existants ou d'obtenir de nouveaux permis, des dépenses en immobilisations seront alors requises afin de permettre l'exploitation à long terme, peut-être selon des bénéfices d'exploitation différents. En outre, des retards pourraient survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires aux projets d'énergie futurs.

Les activités de la Société comportent un risque de responsabilité lié à l'environnement, y compris le risque que les gouvernements rendent des ordonnances afin de rectifier des situations de non-conformité environnementale, et que des sanctions soient imposées en cas de contravention aux lois, aux licences, aux permis et aux autres approbations en matière d'environnement, et que la responsabilité civile de la Société soit engagée. En outre, il est possible que la Société devienne assujettie à des enquêtes, des demandes de renseignements ou des poursuites civiles concernant des questions touchant l'environnement.

La conformité aux lois sur l'environnement, les enjeux sociaux et la gouvernance (y compris toute modification future de celles-ci) ainsi qu'aux exigences des licences, permis et autres approbations demeurera importante pour la Société. Les sanctions ou les autres ordonnances de correction dont la Société pourrait être l'objet pourraient avoir un effet défavorable important sur son entreprise et ses résultats d'exploitation.

Risques liés à l'éthique, aux fraudes et à la corruption

Définition : Actes volontaires ou involontaires s'écartant des règles éthiques internes, dont le code d'éthique de la Société, ou violant les lois et la réglementation externes. Actes volontaires illicites qu'ont commis des parties internes ou externes dans l'intention d'endommager, de tirer profit personnel ou de détourner les actifs de l'organisation.

Contexte : La Société pourrait subir des pertes importantes résultant d'une fraude, de pots-de-vin, de corruption, d'autres actes illégaux, ou encore de processus internes inadéquats ou défectueux. Elle s'est dotée de plusieurs politiques et procédures internes pour prévenir et détecter de tels incidents, dont un code d'éthique mis à jour en 2023.

Risque de réputation

Définition : La réputation de la Société auprès de ses parties prenantes internes et externes pourrait être entachée à la suite de décisions d'affaires prises par ses dirigeants, ou par association avec des partenaires d'affaires. Tous les risques cités dans la présente section (**Facteurs de risque**) peuvent également avoir une incidence sur la réputation de la Société.

Contexte : La réputation de la Société auprès de ses parties intéressées, des dirigeants politiques, des médias ou autres parties prenantes pourrait être entachée à la suite de décisions d'affaires prises par ses dirigeants, d'événements ou de changements, malgré l'ensemble des mesures internes mises en place pour la protéger.

Des atteintes à la réputation de la Société pourraient nuire aux relations avec ses parties prenantes, lui faire perdre des occasions d'affaires, réduire sa capacité à recruter et à mobiliser le personnel, compromettre l'acceptabilité sociale de ses projets ou encore résulter en des impacts financiers matériels.

Facteurs d'incertitude

La préparation d'états financiers selon les IFRS exige que la direction utilise des estimations et des jugements qui peuvent avoir une incidence importante sur les revenus, les charges, le résultat global, les actifs et les passifs comptabilisés et les informations figurant dans les états financiers consolidés.

Les éléments qui suivent nécessitent les estimations et jugements les plus critiques de la direction :

Principales sources d'incertitude relatives aux estimations critiques de la direction

La direction établit ses estimations en fonction d'un certain nombre de facteurs, notamment son expérience, les événements en cours et les mesures que la Société pourrait prendre ultérieurement, ainsi que d'autres hypothèses qu'elle juge raisonnables dans les circonstances. De par leur nature, ces estimations font l'objet d'une incertitude relative à la mesure et les résultats réels pourraient être différents. Les estimations et leurs hypothèses sous-jacentes sont périodiquement passées en revue et l'incidence de toute modification est immédiatement comptabilisée.

Valeur recouvrable - Dépréciation des actifs

Annuellement, la direction procède à un test de dépréciation de ses UGT et groupes d'UGT relatifs aux actifs incorporels à durée d'utilité indéfinie et au *Goodwill*. De plus, à chaque date de présentation de l'information financière, lorsqu'un indice de dépréciation survient, la Société doit procéder à un test de dépréciation des actifs à durée d'utilité déterminée et indéfinie et du *Goodwill*. Le but de ces tests est de déterminer si la valeur comptable des actifs est recouvrable. La valeur recouvrable est établie à partir des flux de trésorerie projetés sur la durée des projets et actualisés à des taux qui tiennent compte du contexte économique actuel et des estimations de la direction basées sur l'expérience passée de la Société. Les flux de trésorerie futurs prévus sont, de par leur nature, incertains, et pourraient changer de manière importante au fil du temps. Ils sont considérablement touchés par diverses hypothèses critiques comme la production anticipée, les prix de vente, les charges ainsi que les taux d'actualisation.

Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation utilisé et estimé par la direction représente le coût moyen pondéré du capital établi pour une UGT ou un groupe d'UGT.

Production anticipée

Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation. Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : pour l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines; pour l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et leur dégradation prévue. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la production moyenne à long terme estimée.

Prix de vente

La Société utilise les prix de vente contractuels lorsque des contrats à prix déterminé existent; les flux de trésorerie subséquents à l'échéance des contrats sont estimés à l'aide de courbes de prix projetées.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles à durée d'utilité déterminée

La direction évalue la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles à durée d'utilité déterminée en tenant compte de l'estimation de la période pendant laquelle la Société s'attend à pouvoir utiliser un actif. Cette estimation de la durée d'utilité fait l'objet d'une révision annuelle dans le cadre de laquelle les effets de tout changement sont comptabilisés de manière prospective. La même durée d'utilité est ensuite utilisée dans les estimations de renouvellement des obligations locatives et le démantèlement prévu des installations.

Obligations locatives

Les obligations locatives sont calculées par l'actualisation des paiements de loyer futurs sur la durée du bail. Pour ce faire, la direction doit notamment estimer les taux d'actualisation et la durée des baux en tenant compte des options de renouvellement et de terminaison applicables.

Passif relatif au démantèlement

Les coûts de restauration futurs, exigés soit par entente contractuelle, soit par la loi, sont comptabilisés selon la meilleure estimation de la direction. Cette estimation est calculée à la fin de chaque période et tient compte des déboursés actualisés prévus pour chaque actif concerné. Les estimations dépendent notamment des coûts de la main-d'œuvre, de l'efficacité des mesures de remise en état et de restauration et des taux d'actualisation. La direction estime aussi le moment des dépenses, lequel peut changer selon les activités d'exploitation poursuivies. Les coûts futurs prévus sont, de par leur nature, incertains, et pourraient changer de manière importante au fil du temps. Donc, compte tenu des connaissances actuelles, il est raisonnablement possible qu'au cours des exercices suivants, des écarts entre la réalité et l'hypothèse requièrent un ajustement significatif de la valeur comptable du passif concerné.

Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur d'un instrument financier correspond au montant de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence. La juste valeur est établie selon des modèles de flux de trésorerie actualisés et nécessite l'utilisation d'hypothèses à l'égard du montant et du calendrier des flux de trésorerie futurs estimatifs, ainsi que pour de nombreuses autres variables. Pour déterminer ces hypothèses, des données externes du marché facilement observables sont utilisées lorsque disponibles. Autrement, la direction établit ses meilleures estimations quant à celles qui seraient utilisées par les intervenants du marché pour ces instruments. Puisqu'elles sont fondées sur des estimations, les justes valeurs peuvent ne pas être réalisées dans le cadre d'une vente réelle ou d'un règlement immédiat de ces instruments. La note 23 des présents états financiers explique plus en détail ces bases de calcul et les estimations utilisées.

Hierarchie des actifs et passifs financiers évalués à la juste valeur

Le classement des instruments financiers pour lesquels la juste valeur est présentée dans les états financiers est en fonction des niveaux hiérarchiques suivants :

- Niveau 1 : consiste en une évaluation fondée sur des prix (non ajustés) cotés sur des marchés pour des actifs et passifs identiques ;
- Niveau 2 : consiste en des techniques d'évaluation fondées principalement sur des données, autres que des prix cotés, observables directement ou indirectement sur le marché ;
- Niveau 3 : consiste en des techniques d'évaluation qui ne sont pas fondées principalement sur des données observables sur le marché.

Le classement de la juste valeur d'un instrument financier dans son intégralité dans un de ces niveaux doit être déterminé en fonction du niveau le plus bas qui a une importance par rapport à l'évaluation de la juste valeur de cet instrument financier dans son intégralité.

Regroupements d'entreprises

La Société procède à un certain nombre d'estimations critiques lorsqu'elle attribue la juste valeur aux actifs acquis et aux passifs repris dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. La juste valeur estimative des immobilisations corporelles et incorporelles est calculée au moyen de techniques d'évaluation, telle que la méthode des flux de trésorerie actualisés, tenant compte d'hypothèses critiques comme la production anticipée, les prix de vente, les charges et le taux d'actualisation. Lorsqu'il y a une contrepartie éventuelle, la direction doit également utiliser son jugement pour déterminer le montant de contrepartie éventuelle à comptabiliser dans le cadre d'un regroupement d'entreprises. La direction évalue selon les clauses des contrats la juste valeur des montants futurs à verser au vendeur en fonction de la probabilité de réalisation des conditions à rencontrer pour le paiement de celles-ci.

Principales sources d'incertitude relatives aux jugements critiques de la direction

Indices de dépréciation des actifs

À chaque date de présentation de l'information financière, la direction doit utiliser son jugement pour évaluer s'il existe un quelconque indice que des immobilisations corporelles et incorporelles ainsi que le goodwill aient pu se déprécier. Le cas échéant, la Société procède à un test de dépréciation de ces UGT et groupes d'UGT afin de déterminer si la valeur comptable des actifs est recouvrable. Les tests de dépréciation utilisent diverses estimations de la direction tel que décrit à la section précédente.

La question à savoir s'il est survenu un événement ou un changement de circonstances indiquant que la valeur comptable des actifs pourrait ne pas être recouvrable exige l'exercice du jugement de la direction. La direction se base sur différents indices pour établir son jugement notamment, sans s'y limiter, les changements négatifs dans le secteur ou la conjoncture économique, les changements dans le degré ou le mode d'utilisation de l'actif, une performance économique de l'actif inférieur à celle attendue ou une variation importante des taux de rendement ou d'intérêt du marché.

Projets en développement

La Société capitalise les dépenses de développement de ses projets à partir du moment où le projet satisfait aux 6 critères de capitalisation tels que décrits à la note 3. La détermination de ce moment nécessite qu'un jugement significatif soit posé par la direction. La question à savoir s'il est survenu un événement ou un changement de circonstances indiquant qu'un projet a atteint la phase de développement dépend de différents facteurs, notamment la faisabilité technique de l'achèvement du projet, l'intention de la direction d'achever le projet et sa capacité à mettre en service le projet, la façon dont le projet générera des avantages économiques futurs probables, la disponibilité de ressources techniques et financières appropriées pour achever le développement du projet ainsi que la capacité de la direction à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables au projet au cours de son développement.

Regroupement d'entreprises ou acquisitions d'actifs

Lors de l'acquisition d'un projet en développement, la direction doit utiliser son jugement pour déterminer si la transaction constitue un regroupement d'entreprises selon IFRS 3 ou une acquisition d'actifs. La direction évalue qu'une transaction visant l'acquisition d'un projet est définie comme un regroupement d'entreprises lorsqu'un projet en développement acquis a franchi les étapes déterminantes visant l'obtention de ses permis de construction, de son financement et d'un contrat de vente d'énergie ou de complément de rémunération. Lorsque l'acquisition inclut un portefeuille de projets, la direction évalue si elle acquiert un processus qui lui permet de développer les projets acquis.

Consolidation

Une part de jugement importante est requise pour évaluer si la structure de certaines participations représente un contrôle, un contrôle conjoint ou une influence notable sur les activités de l'entreprise. L'évaluation par la direction du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur une entreprise a une incidence significative sur le traitement comptable requis pour notre participation dans celle-ci. La direction doit porter un jugement important concernant les activités pertinentes d'une entité ainsi que sur le pouvoir qu'elle détient sur celles-ci. Les activités pertinentes d'une entité peuvent évoluer au fil du temps et font l'objet d'une révision périodique.

Compléments de rémunération

La détermination à savoir si un contrat de complément de rémunération doit être comptabilisé en tant que subvention gouvernementale requiert l'exercice de jugement important de la direction. Ce jugement s'applique également aux contrats similaires, tels que le contrat de différence conclu pour un projet en construction au Royaume-Uni. Lorsque le prix de marché perçu par la Société pour la vente d'énergie excède le tarif de référence convenu dans un contrat CR, la Société a l'obligation de verser à l'État français la totalité à cet excédent. La Société détermine le traitement comptable de ce type de contrat au commencement du contrat. La Société estime la position cumulative nette à la date de commencement sur la base des flux de trésorerie futurs attendus sur le contrat CR, qui dépendent d'estimations quant à la production d'énergie future et des prix de marché futurs. Lorsqu'à la date de commencement d'un contrat CR, la position cumulative nette estimée est positive, la Société traite le contrat CR comme une subvention selon IAS 20. Lorsqu'à la date de commencement d'un contrat CR, la position cumulative nette estimée est négative, la direction utilise son jugement pour déterminer si le contrat CR s'apparente à un contrat d'instrument financier dérivé selon IFRS 9 plutôt qu'à une subvention gouvernementale selon IAS 20. Lors de l'exercice de son jugement, la direction prend en compte tous les faits et circonstances, et procède à un examen des termes et conditions du contrat CR, incluant les clauses de résiliation anticipées, pour déterminer si ceux-ci sont économiquement similaires à ceux de contrats financiers conclus avec des entités non-gouvernementales.

Contrôles internes et procédures

Conformément au *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information* présentée dans les documents intermédiaires et annuels des émetteurs, des CPCI ont été conçus pour fournir une assurance raisonnable que l'information qui doit être présentée dans les documents intermédiaires et annuels de Boralex est rassemblée et communiquée en temps opportun à la Direction, y compris le chef de la direction et le chef de la direction financière, afin de permettre une prise de décisions appropriées concernant la communication de cette information. De même, un processus de CIIF a également été conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière présentée est fiable et que les états financiers ont été établis conformément aux IFRS.

Le chef de la direction et le chef de la direction financière ont évalué l'efficacité des CPCI de Boralex en date du 31 décembre 2023, ainsi que l'efficacité du processus de CIIF de Boralex à cette même date et en ont conclu qu'ils étaient efficaces.

Au cours de la période de trois mois close le 31 décembre 2023, il n'y a eu aucune modification du CIIF ayant eu une incidence importante ou susceptible d'avoir une incidence sur le CIIF.