

Rapport de gestion

Au 31 décembre 2019

Table des matières

PROFIL ET FAITS SAILLANTS	20
ABRÉVIATIONS ET DÉFINITIONS	21
COMMENTAIRES PRÉALABLES	22
DESCRIPTION DES ACTIVITÉS	24
I - STRATÉGIE DE CROISSANCE	
STRATÉGIE DE CROISSANCE ET PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT	25
II - ANALYSE DES RÉSULTATS, DE LA SITUATION DE TRÉSORERIE ET DE LA SITUATION FINANCIÈRE - IFRS	
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS DE LA PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2019	38
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2019	43
SITUATION DE TRÉSORERIE	48
SITUATION FINANCIÈRE	50
SAISONNALITÉ	53
INSTRUMENTS FINANCIERS	54
III - ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS - COMBINÉ	
PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET ENTREPRISES ASSOCIÉES	55
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS DE LA PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2019	56
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2019	58
IV - MESURES NON CONFORMES AUX IFRS	
RAPPROCHEMENT ENTRE IFRS ET COMBINÉ	60
BAIIA(A)	62
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	63
COEFFICIENT D'ENDETTEMENT NET	63
FLUX DE TRÉSORERIE DISCRÉTIONNAIRES ET RATIO DE DISTRIBUTION	64
V - AUTRES ÉLÉMENTS	
ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS	66
ÉVÉNEMENT SUBSÉQUENT	69
FACTEURS DE RISQUE	69
FACTEURS D'INCERTITUDE	77
NORMES COMPTABLES	79
CONTRÔLES INTERNES ET PROCÉDURES	82

Profil

Boralex développe, construit et exploite des sites de production d'énergie renouvelable au Canada, en France, au Royaume-Uni et aux États-Unis. Un des leaders du marché canadien et premier acteur indépendant de l'éolien terrestre en France, la Société se distingue par sa solide expérience d'optimisation de sa base d'actifs dans quatre types de production d'énergie : éolienne, hydroélectrique, thermique et solaire. Boralex s'assure d'une croissance soutenue grâce à son expertise et à sa diversification acquises depuis près de 30 ans.

Les actions de Boralex sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole BLX⁽¹⁾. Au 31 décembre 2019, la Caisse de dépôt et placement du Québec, l'un des investisseurs institutionnels les plus importants au Canada, détenait 18,4 % des actions de Boralex en circulation.

Faits saillants

Pour les périodes de trois mois closes le 31 décembre

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	IFRS		Combiné ⁽²⁾	
	2019	2018	2019	2018
Production d'électricité (GWh) ⁽³⁾	1 364	1 106	1 677	1 430
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	179	145	212	178
BAIIA(A) ⁽²⁾	143	98	165	121
Résultat net	(23)	9	(15)	9
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	(26)	9	(18)	9
Par action (de base et dilué)	(0,28)\$	0,09 \$	(0,19)\$	0,09 \$
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	58	23	52	52
Marge brute d'autofinancement ⁽²⁾	119	71	116	84

Pour les exercices clos le 31 décembre

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	IFRS		Combiné ⁽²⁾	
	2019	2018	2019	2018
Production d'électricité (GWh) ⁽³⁾	4 371	3 568	5 544	4 305
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	564	471	687	549
BAIIA(A) ⁽²⁾	402	298	492	354
Résultat net	(43)	(38)	(43)	(38)
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	(39)	(30)	(39)	(30)
Par action (de base et dilué)	(0,43)\$	(0,38)\$	(0,43)\$	(0,38)\$
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	294	202	303	235
Marge brute d'autofinancement ⁽²⁾	310	192	327	208

IFRS	Pour les périodes de trois mois closes le 31 décembre		Pour les exercices clos le 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Flux de trésorerie discrétionnaires ⁽²⁾	68	44	120	59

⁽¹⁾ Boralex a procédé au rachat de la totalité de ses débetures convertibles en circulation en date du 24 octobre 2019. Ces débetures étaient incluses aux états financiers de Boralex au 31 décembre 2018 et s'échangeaient à la Bourse de Toronto sous le symbole BLX.DB.A avant leur rachat.

⁽²⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

⁽³⁾ Le volume de production du site NRW pour lequel Boralex a reçu une compensation financière, à la suite des limitations de production d'électricité demandées par l'IESO, a été inclus dans la production d'électricité puisque la Direction considère cette production pour évaluer la performance de la Société. Ce changement facilite la corrélation entre la production d'électricité et les produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération.

Abréviations et définitions

Par ordre alphabétique

BAIIA	Bénéfice avant impôts, intérêts et amortissement
BAIIA(A)	Bénéfice avant impôts, intérêts et amortissement ajusté pour tenir compte des autres éléments
Caisse	Caisse de dépôt et placement du Québec
CR	Complément de rémunération
CIIF	Contrôle interne à l'égard de l'information financière
CPCI	Contrôles et procédures de communication de l'information financière
Cube	Cube Hydro-Power SARL (anciennement Cube Energy SCA)
DDM	Douze derniers mois
DM I et DM II	Énergie Éolienne Des Moulins S.E.C.
EDF	Electricité de France
GWh	Gigawatt-heure
HQ	Hydro-Québec
IASB	International Accounting Standards Board
IESO	Independent Electricity System Operator (Ontario)
IFER	Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux (France)
IFRS	Normes internationales d'information financière
Invenergy	Invenergy Renewables LLC
Kallista	Kallista Energy Investment SAS et KE Production SAS
LP I	Énergie Éolienne Le Plateau S.E.C.
LP II	Énergie Éolienne Communautaire Le Plateau S.E.C.
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt-heure
NRWF	Niagara Region Wind Farm
Participations	Participations dans des Coentreprises et entreprises associées
Roncevaux	Énergie Éolienne Roncevaux S.E.C.
SDB I	Parcs éoliens de la Seigneurie de Beupré 2 et 3
SDB II	Parcs éoliens de la Seigneurie de Beupré 4
Six Nations	Six Nations of the Grand River
SOP	Standing Offer Program
Production anticipée	Pour les sites les plus anciens en fonction des moyennes historiques ajustée des mises en service et des arrêts prévus et pour les autres sites, à partir des études de productible réalisées.

Commentaires préalables

Général

Ce rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation de la période de trois mois et de l'exercice clos le 31 décembre 2019 par rapport aux périodes correspondantes de 2018, sur les flux de trésorerie de l'exercice clos le 31 décembre 2019 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2018, de même que sur la situation financière de la Société au 31 décembre 2019 par rapport au 31 décembre 2018. 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 2019.

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.sedar.com).

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 27 février 2020, 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 à 2018.

Comme il est décrit à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*, l'information comprise dans ce rapport de gestion renferme certains autres renseignements qui ne sont pas des mesures conformes aux IFRS. La Société utilise les termes « BAIIA », « BAIIA(A) », « marge brute d'autofinancement », « coefficient d'endettement net », « flux de trésorerie discrétionnaires » et « ratio de distribution » pour évaluer la performance d'exploitation de ses installations. Tel que décrit à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*, la Société présente aussi l'information sous la forme d'un Combiné qui intègre sa part des états financiers des Participations.

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

Les données financières liées à nos activités en France, aux États-Unis et au Royaume-Uni sont convertis 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.

Les tableaux ci-dessous donnent 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	2019	2018
USD	1,2990	1,3637
Euro	1,4567	1,5636
GBP	1,7226	1,7403

Taux moyen ⁽¹⁾⁽²⁾				
Devise	Pour les périodes de trois mois terminées le 31 décembre		Pour les périodes de douze mois terminées le 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
USD	1,3200	1,3204	1,3269	1,2957
Euro	1,4615	1,5071	1,4856	1,5302
GBP	1,6994	1,6989	1,6945	1,7299

⁽¹⁾ Source: Banque du Canada

⁽²⁾ 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 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 caractérisent par l'emploi de verbes à la forme affirmative ou négative, tels que « 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 » ou de mots similaires, de leur forme négative ou d'autres termes comparables, ou encore par l'utilisation du futur ou du conditionnel. Elles sont fondées sur les attentes, estimations et hypothèses de la direction de Boralex en date du 27 février 2020.

Ces renseignements prospectifs comprennent des déclarations sur le plan stratégique, le modèle d'affaires, la stratégie de croissance et les objectifs financiers de la Société, les projets de production d'énergie renouvelable en portefeuille ou sur le *Chemin de croissance* de la Société et le rendement qu'on s'attend à en tirer, le BAIIA(A), les marges du BAIIA(A) et les flux de trésorerie discrétionnaires ciblés ou ceux qu'on prévoit obtenir dans le futur, les résultats financiers prévus de la Société, la situation financière future, les objectifs de puissance installée nette ou de croissance des mégawatts, incluant ceux formulés dans le cadre du portefeuille de projets et du *Chemin de croissance* de la Société, les perspectives de croissance, les stratégies, le plan stratégique et les objectifs de la Société, ou les objectifs relatifs à la Société, l'échéancier prévu des mises en service des projets, la production anticipée, les programmes de dépenses en immobilisations et d'investissement, l'accès aux facilités de crédit et au financement, l'impôt sur le capital, l'impôt sur le revenu, le profil de risque, les flux de trésorerie et les résultats ainsi que leurs composantes, le montant des distributions et des dividendes qui seront versés aux porteurs de titres, le ratio de distribution 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 la Société 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 du 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.

Boralex 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 financières prospectives ou attentes formulées dans les déclarations prospectives incluent notamment, l'effet général des conditions économiques, les fluctuations de diverses devises, les fluctuations des prix de vente d'énergie, la capacité de financement de la Société, la concurrence, les changements dans les conditions générales du marché, la réglementation régissant son industrie, 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 énumérés dans les documents déposés par la Société auprès des différentes commissions des valeurs mobilières.

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 Boralex 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. À ce titre, avec l'appui d'un effectif de 479 personnes, elle développe, construit et exploite des installations pour la production d'électricité au Canada, en France, aux États-Unis et au Royaume-Uni. Au 31 décembre 2019, elle comptait une base d'actifs d'une puissance installée nette de 2 040 MW⁽¹⁾. Les projets de sites en construction ou prêts à construire représentent 58 MW additionnels et entreront en service d'ici la fin de 2021, tandis que le portefeuille de projets sécurisés équivalait à 167 MW.

Répartition sectorielle et géographique

Boralex est présente dans des marchés clés tels que le Canada, la France et le nord-est des États-Unis. La Société y est active dans quatre secteurs de production d'énergie complémentaires : éolien, hydroélectrique, thermique et solaire. Le secteur éolien compte pour la majorité de la puissance installée nette de Boralex et en fait le premier acteur indépendant d'énergie éolienne terrestre en France. La composition du portefeuille énergétique en exploitation de la Société au 31 décembre 2019 est illustrée ci-dessous.

	Canada		France		États-Unis		Total		
	Puissance installée nette (MW)	Nombre de sites	Puissance installée nette (MW)	Nombre de sites	Puissance installée nette (MW)	Nombre de sites	Puissance installée nette		Sites
							MW	%	
Sites éoliens	844	24	951	61	—	—	1 795	88 %	85
Centrales hydroélectriques	100	9	—	—	82	7	182	9 %	16
Centrales thermiques	35	1	12	1	—	—	47	2 %	2
Sites solaires	1	1	15	2	—	—	16	1 %	3
	980	35	978	64	82	7	2 040	100 %	106
Répartition géographique	48 %		48 %		4 %		100 %		

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

La quasi-totalité (97 %) des GWh produits par Boralex sont assujettis à des contrats de vente d'énergie à long terme, à des prix déterminés et indexés. La Société estime que l'équivalent de 282 MW (14 % de la puissance installée nette ou 11 % de la production actuelle anticipée) verront leurs contrats arriver à échéance d'ici décembre 2024, si de nouveaux contrats ne sont pas négociés d'ici là, leur production sera alors vendue au prix du marché. La durée résiduelle moyenne pondérée de ces contrats est de 13 ans.

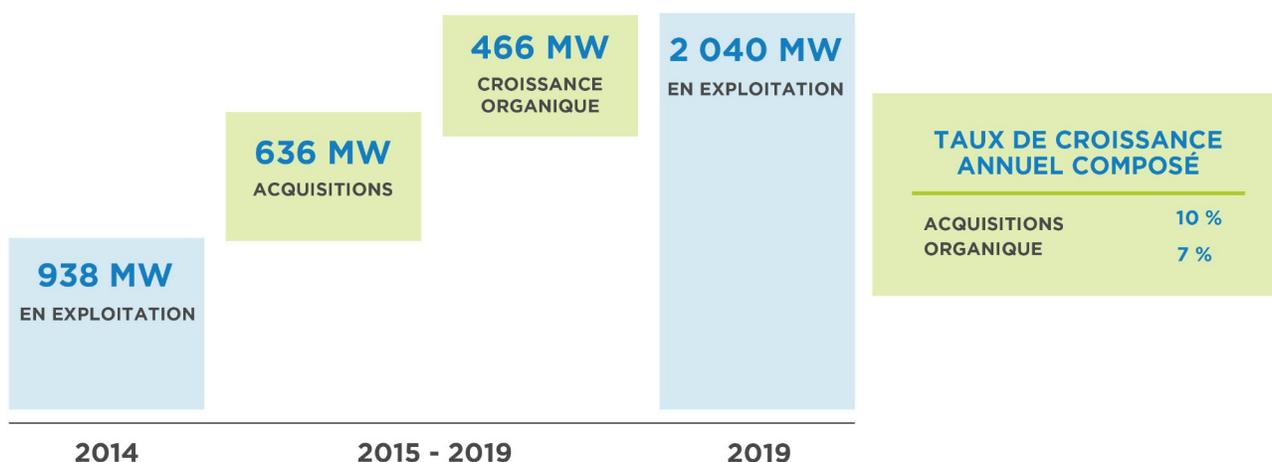
Puissance installée nette

La puissance installée nette de Boralex est passée de 938 MW au 31 décembre 2014 à 2 040 MW au 31 décembre 2019 ce qui représente une croissance annuelle composée de 17 % pour cette période de cinq ans. Cette croissance a été réalisée tant de façon organique que par l'entremise d'acquisitions.

Puissance installée nette

(en MW)

Taux de croissance annuel composé : 17 %



⁽¹⁾ Cette donnée, ainsi que toutes celles contenues dans ce rapport de gestion, tiennent compte de 100 % des filiales de Boralex dans la mesure où Boralex détient le contrôle. De plus, elles tiennent compte de la part de Boralex dans des sociétés dont elle ne détient pas le contrôle et qui sont comptabilisées 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 Beaupré, au Québec, soit 50 % d'une puissance installée totale de 340 MW, et à 201 MW dans le cas des participations acquises d'Invenergy dans cinq parcs éoliens au Québec par rapport à leur puissance installée totale de 391 MW.

Information financière choisie : une entreprise de croissance

Au cours des dernières années, le BAIIA(A) et la capitalisation boursière de Boralex ont enregistré un taux de croissance annuel composé de 29 % (27 % selon le Combiné) et de 37 % respectivement. En 2014, Boralex a également entrepris de verser un dividende à ses actionnaires, soit un total de 20 M\$ pour ce premier exercice. Le montant versé au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2019 s'élève à 60 M\$.

Cours de l'action

(Prix de clôture en dollars canadiens)

Taux de croissance annuel composé : 14 %

(Bourse de Toronto sous le symbole BLX)

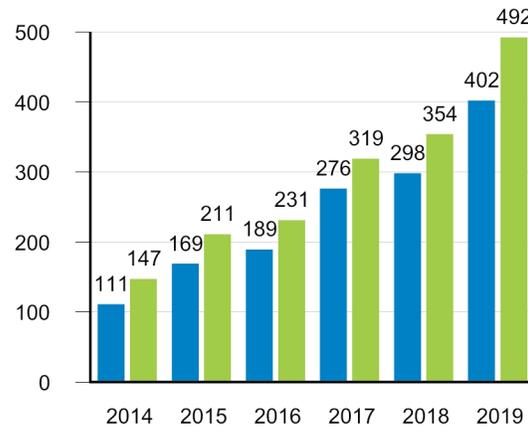


BAIIA(A)*

(en millions de dollars canadiens)

Taux de croissance annuel composé : 29 % (IFRS) et 27 % (Combiné)

● IFRS ● Combiné*

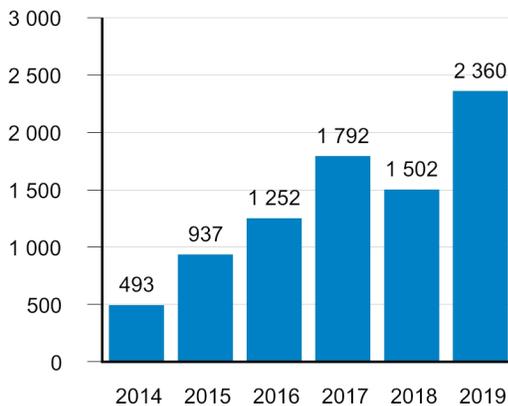


* Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

Capitalisation boursière

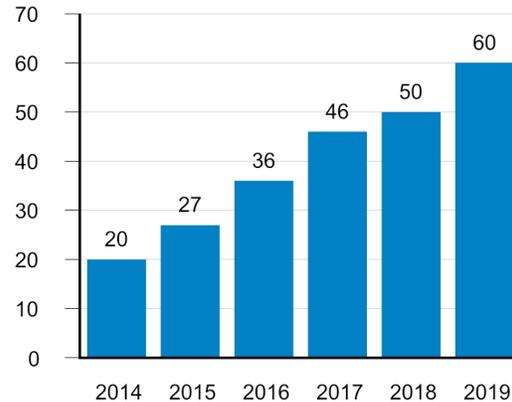
(en millions de dollars canadiens)

Taux de croissance annuel composé : 37 %



Dividendes versés

(en millions de dollars canadiens)



Sommaire des trois derniers exercices

Information annuelle choisie

Données relatives aux résultats d'exploitation

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Exercices clos les 31 décembre		
	2019	2018	2017
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (GWh)⁽¹⁾	4 371	3 568	3 218
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE ET COMPLÉMENTS DE RÉMUNÉRATION	564	471	414
BAIIA(A)⁽²⁾⁽³⁾	402	298	276
RÉSULTAT NET⁽²⁾	(43)	(38)	10
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX⁽²⁾	(39)	(30)	22
RÉSULTAT NET PAR ACTION (DE BASE ET DILUÉ) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX⁽²⁾	(0,43) \$	(0,38) \$	0,29 \$
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION⁽²⁾	294	202	145
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT⁽²⁾⁽³⁾	310	192	195
DIVIDENDES VERSÉS SUR LES ACTIONS ORDINAIRES	60	50	46
DIVIDENDES VERSÉS PAR ACTION ORDINAIRE	0,66 \$	0,63 \$	0,60 \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	90 604 799	80 102 038	75 436 036

Données relatives à l'état de la situation financière

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Au 31 décembre	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2019	2018	2017
Trésorerie totale, incluant l'encaisse affectée	168	253	150
Immobilisations corporelles	2 715	2 918	2 621
Total de l'actif ⁽²⁾	4 557	4 764	3 926
Emprunts, incluant la part à moins d'un an des emprunts	3 067	3 271	2 642
Composante passif des débetures convertibles	—	140	137
Total du passif ⁽²⁾	3 682	3 857	3 197
Total des capitaux propres	875	907	729
Coefficient d'endettement net, au marché ⁽³⁾ (%)	56 %	65 %	56 %

⁽¹⁾ Le volume de production du site NRWF pour lequel Boralex a reçu une compensation financière, à la suite des limitations de production d'électricité demandées par l'IESO, a été inclus dans la production d'électricité puisque la Direction considère cette production pour évaluer la performance de la Société. Ce changement facilite la corrélation entre la production d'électricité et les produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération.

⁽²⁾ Depuis le 1^{er} janvier 2019, la société a appliqué la nouvelle norme comptable *IFRS 16 - Contrats de location* publiée par l'IASB. Se référer à la rubrique *Autres éléments* pour des renseignements sur l'application de la norme *IFRS 16 - Contrats de location* et sur l'incidence de sa transition.

⁽³⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

Principaux développements des trois derniers exercices

Acquisitions et mises en service

Le tableau ci-dessous fait état de l'ensemble des acquisitions et des mises en service de parcs éoliens et de centrales hydroélectriques au cours des trois derniers exercices, pour une puissance installée additionnelle de 902 MW et une puissance installée nette totale de 2 040 MW au 31 décembre 2019.

Nom du projet	Puissance totale (MW)	Date ⁽¹⁾	Secteur /Pays	Durée du contrat / Client	Propriété (%)
NRWF	230	18 janvier	Éolien / Canada	20 ans / IESO	Note ⁽²⁾
Plateau de Savernat II	4	21 mars	Éolien / France	15 ans / EDF	100
Voie des Monts	10	10 juillet	Éolien / France	15 ans / EDF	100
Mont de Bagny	24	1 ^{er} août	Éolien / France	15 ans / EDF	100
Artois	23	21 novembre	Éolien / France	15 ans / EDF	100
Chemin de Grès	30	6 décembre	Éolien / France	15 ans / EDF	100
2017	+ 321 MW			Puissance installée nette : 1 456 MW	
Kallista	163	20 juin	Éolien / France	15 ans / EDF	Note ⁽³⁾
DM I et DM II, LP I, LP II et Roncevaux	201	14 septembre	Éolien / Canada	Note ⁽⁴⁾	Note ⁽⁵⁾
Inter Deux Bos	33	24 septembre	Éolien / France	15 ans / EDF	100
Noyers Bucamps	10	1 ^{er} novembre	Éolien / France	15 ans / EDF / CR	100
Hauts de Comble	20	5 novembre	Éolien / France	15 ans / EDF	100
Côteaux du Blaiseron	26	9 novembre	Éolien / France	15 ans / EDF	100
Le Pelon	10	1 ^{er} janvier 2019 ⁽⁶⁾	Éolien / France	15 ans / EDF / CR	100
Sources de l'Ancre	23	1 ^{er} janvier 2019 ⁽⁶⁾	Éolien / France	15 ans / EDF / CR	100
2018	+ 486 MW			Puissance installée nette : 1 942 MW	
Basse Thiérache Nord	20	1 ^{er} février et 1 ^{er} mars	Éolien / France	15 ans / EDF / CR	100
Moose Lake	15	4 avril ⁽⁷⁾	Éolien / Canada	40 ans / BC Hydro	70
Catésis	10	1 ^{er} juin	Éolien / France	20 ans / EDF / CR	100
Yellow Falls	16	6 mars ⁽⁸⁾	Hydro / Canada	40 ans / IESO	100
Buckingham ⁽⁹⁾	10	17 octobre	Hydro / Canada	25 ans / HQ	100
Seuil du Cambrésis	24	1 ^{er} décembre	Éolien / France	15 ans / EDF / CR	100
2019	+ 95 MW			Puissance installée nette : 2 040 MW ⁽¹⁰⁾	

⁽¹⁾ Dates d'acquisition ou de mise en service par Boralex.

⁽²⁾ Boralex détient 50 % de FWRN LP, qui est propriétaire des actifs incorporels du parc éolien et détient 100 % de NR capital GP, qui est propriétaire des actifs tangibles et de la dette.

⁽³⁾ Boralex détient 100 % des actions de 14 parcs éoliens et 65 % du parc éolien Val aux Moines SAS de 15 MW, tous en exploitation.

⁽⁴⁾ La durée résiduelle moyenne pondérée de ces contrats était de 16 ans à compter de la date d'acquisition.

⁽⁵⁾ Voir la note *Participations dans des Coentreprises et entreprises associées* du Rapport annuel 2019.

⁽⁶⁾ En raison de restrictions administratives, le contrat de vente d'énergie est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2019. Par contre, le site était déjà opérationnel et a été considéré comme mis en service en 2018.

⁽⁷⁾ En raison de restrictions administratives, le contrat de vente d'énergie est entré en vigueur le 4 avril 2019. Par contre, le site était déjà opérationnel et a été considéré comme mis en service au premier trimestre de 2019.

⁽⁸⁾ La mise en service commerciale a été confirmée avec l'IESO le 14 novembre 2019. Boralex a reçu une compensation rétroactive afin de combler l'écart entre le prix du contrat et le prix du marché pour l'électricité vendue par la centrale depuis sa mise en service le 6 mars 2019.

⁽⁹⁾ Cette augmentation de puissance de 10 MW se traduira par un ajout de 5 M\$ au BAIIA annuel pour un total pro forma pour le projet de 8 M\$ au BAIIA et de 20 MW en puissance installée.

⁽¹⁰⁾ Des augmentations de puissance totalisant 3 MW ont été effectuées sur des sites existants en France depuis le début de l'exercice financier.

2019

Mises en service

La Société a ajouté 95 MW à sa puissance installée nette avec la mise en service de trois parcs éoliens en France, d'un quatrième en Colombie-Britannique et d'une première centrale hydroélectrique en Ontario ainsi que la remise en service de la centrale de Buckingham au Québec.

Autorisation de projets

Le conseil d'administration a autorisé la construction de deux parcs éoliens en France pour un total de 27 MW. Leur mise en service est prévue en 2021.

Par ailleurs, le gouvernement écossais a accordé un permis irrévocable pour le projet de parc éolien **Limekiln**, détenu à parts égales par Boralex et Infinergy. Ce projet doit franchir certaines étapes administratives avant le début de la construction.

Participation à des appels d'offres

En France, cinq projets représentant quelque 100 MW ont été retenus dans le cadre des troisième et quatrième séries d'appels d'offres lancées par le ministère de la Transition écologique et solidaire. Ces projets accéderont au *Chemin de croissance* lorsqu'ils auront satisfait aux critères établis tel que présentés à la section *Perspectives de développement selon chaque orientation stratégique* du présent document.

Aux États-Unis, la Société a soumis des propositions à l'appel d'offres de la *New York State Energy Research and Development Authority* (NYSERDA) en septembre pour quatre projets de parcs solaires d'une puissance totale de 180 MW.

Développements divers

En 2017, le tribunal administratif de Rennes a prononcé l'annulation des permis de construction du projet des **Moulins du Lohan**, dans le nord-ouest de la France, sur la base de son appréciation subjective du risque d'atteinte paysagère à la forêt de Lanouée. Les travaux de construction ont alors été interrompus. La Société a porté cette décision en appel. Une décision du Conseil d'état est attendue vers la fin de l'année 2020, début 2021.

Modifications de méthodes comptables

En 2019, la Société applique la nouvelle norme comptable IFRS 16 - *Contrats de location* publiée par l'IASB. Cette nouvelle norme exige que le preneur de contrats de location comptabilise une obligation locative correspondant aux paiements locatifs futurs et un actif lié au droit d'utilisation relativement à la plupart des contrats de location, et les inscrive à l'état de la situation financière, sauf en ce qui concerne les contrats de location qui répondent à des critères d'exceptions limités. Nonobstant la croissance de la Société, l'adoption de cette nouvelle norme a engendré en 2019 une réduction du résultat net avant impôts de 7 M\$ et une hausse du BAIIA(A) de 12 M\$. La rubrique *Autres éléments* du présent rapport de gestion présente plus de renseignements sur l'application de la nouvelle norme et l'incidence de sa transition.

Changement d'estimation

À partir du 1^{er} octobre 2019, la Société a modifié la durée de vie de certaines composantes de ses éoliennes. La durée de vie estimative de certaines composantes qui était de 20 ans auparavant a été augmentée à 25 ans, ce qui correspond dorénavant à leur durée de vie utile. Ce changement d'estimation comptable découle de nouvelles informations obtenues ainsi que d'un surcroît d'expérience sur la durée prévue de ces composantes. Cette révision d'estimation a été enregistrée de façon prospective. Ce changement d'estimation comptable se traduit par une diminution de la dépense d'amortissement de 7 M\$ et par une hausse de la *Quote-part des profits des Coentreprises et entreprises associées* de 2 M\$, le tout donnant lieu à une hausse de 9 M\$ du résultat net avant impôts pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. En 2020, la réduction de la dépense d'amortissement sera d'environ 20 M\$ et la *Quote-part des profits des Coentreprises et entreprises associées* augmentera d'environ 6 M\$ pour un impact total de 26 M\$ sur le résultat net avant impôts de la Société.

Transactions financières

Boralex a convenu des modifications à sa facilité de crédit rotatif au cours de l'exercice. Le montant total autorisé est actuellement de 560 M\$, avec un terme prolongé jusqu'au 27 avril 2023.

En France, l'échéance du crédit-relais auprès de BNP Paribas a été reportée jusqu'au 18 mai 2019 dans le cas de la première tranche et jusqu'au 18 novembre 2019 pour la deuxième. La Société a par la suite procédé au remboursement anticipé de ces deux tranches au cours de l'exercice à la suite de la vente des actifs sous-jacents.

Toujours en France, Boralex a conclu le financement du parc éolien **Santerre**, en vertu d'un amendement à la convention de crédit du portefeuille Sainte-Christine. Ce financement a été refinancé le 25 novembre tel que décrit plus bas. La Société s'est également entendue pour le refinancement d'une dette de 60 M\$ (40 M€) en faveur de Cube Hydro-Power SARL, avec la filiale de la Caisse, actionnaire de la Société.

Par ailleurs, la Société a procédé à la conversion et au rachat de ses débetures subordonnées et convertibles à 4,5 %, émises et en circulation. Le capital des débetures ayant été converties s'élève à 136 M\$ tandis que celui des débetures rachetées par la Société se situe à 8 M\$. Les débetures ont été radiées de la Bourse de Toronto à la clôture des marchés le 24 octobre 2019.

En France, dans le cadre de son orientation stratégique visant une utilisation optimale de ses ressources financières, Boralex a réalisé le plus important refinancement du secteur des énergies renouvelables réparti sur trois conventions de crédit venant à échéance en 2034, 2036 et 2040, respectivement et totalisant 1,7 milliard \$. Ce refinancement devrait se traduire par une diminution de 15 M\$ ou de 12 % de la charge d'intérêts annuelle consolidée.

Enfin, selon le même principe, elle a conclu une entente de 209 M\$ pour le refinancement d'un parc éolien, LP I, acquis d'Invenergy selon des conditions davantage favorables. Cette entente permettra de réduire les frais d'intérêt de près de 2 M\$ par année sur une base combinée.

Résultats

En 2019, la Société a produit 4 371 GWh d'électricité, en hausse de 23 % par rapport à l'exercice précédent, compte tenu de meilleures conditions climatiques et de l'expansion de la base opérationnelle. Cela s'est traduit par une hausse de 20 % des *produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération* qui ont atteint 564 M\$, et de 35 % du BAIIA(A), à 402 M\$.

2018

Acquisitions et mises en service

Boralex a procédé à la mise en service de six parcs éoliens en France, pour une puissance installée additionnelle de 122 MW.

Toujours en France, la Société s'est portée acquéreur des actifs de Kallista qui comprenaient 15 parcs éoliens d'une puissance installée de 163 MW, un site en construction de 10 MW ainsi qu'un portefeuille de projets représentant 158 MW.

La Société y a également conclu l'acquisition de la dernière tranche du portefeuille de projets d'Ecotera, soit huit projets de parcs éoliens à divers stades de développement, pour une puissance globale de plus de 100 MW.

Au Québec, Boralex a acquis les participations d'Invenergy dans cinq parcs éoliens, ajoutant ainsi 201 MW à sa puissance installée compte tenu d'une quote-part entre 50 % et 59,96 % selon le site.

Autorisation de projets

Le conseil d'administration a donné son aval à quatre projets, trois dans le secteur éolien en France et un dans le secteur hydroélectrique au Québec, pour un total de 52 MW.

Participation à des appels d'offres

En France, deux projets éoliens totalisant 49 MW ont été retenus dans le cadre d'une série d'appels d'offres portant sur la production d'énergie éolienne terrestre.

Transactions financières

La Société a obtenu une prolongation d'un an, jusqu'au 27 avril 2022, de sa facilité de crédit rotatif de 460 M\$, à laquelle s'est ajoutée une clause « accordéon » pouvant donner accès à une somme additionnelle de 100 M\$, aux mêmes termes et conditions.

La Société a confirmé un investissement conjoint de la Caisse et du Fonds de solidarité FTQ, pour un total de 200 M\$ sous forme de dette subordonnée non garantie. Ce financement comprenait une option de levée d'une deuxième tranche de 100 M\$, laquelle a été tirée pour financer en partie l'acquisition de Kallista.

Soulignons que la Société a également utilisé sa facilité de crédit rotatif existante pour l'acquisition de Kallista. La Société a aussi remboursé un dû de 78 M\$ (51 M€) consenti par Ardian Infrastructure Holding S.à.r.l. à Kallista Energy Investment SAS ainsi qu'un prêt de 8 M\$ (6 M€).

Par ailleurs, la Société a procédé à des placements public et privé de reçus de souscription, ce qui a donné un produit net de 250 M\$, lequel a été en majeure partie utilisé pour l'acquisition des participations d'Invenergy. À la clôture de l'acquisition, tous les reçus de souscription émis ont été échangés pour un nombre équivalent d'actions ordinaires de Boralex.

Majoration du dividende

En mai, le dividende est passé de 0,60 \$ à 0,63 \$ par action ordinaire (de 0,1500 \$ à 0,1575 \$ par action sur une base trimestrielle) puis à 0,66 \$ par action ordinaire (0,1650 \$ par action sur une base trimestrielle) à la suite de l'acquisition des participations d'Invenergy, ce qui a donné lieu à une majoration de 10 % depuis le début de l'exercice.

Résultats

En 2018, la Société a produit 3 568 GWh d'électricité, en hausse de 11 % par rapport à l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à la contribution des acquisitions et des mises en service qui a compensé l'effet de conditions de vent défavorables, ce qui s'est traduit par une hausse de 14 % des *produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération* qui ont atteint 471 M \$, et de 8 % du BAIIA(A), à 298 M\$.

2017

Acquisition et mises en service

Au cours de l'exercice 2017, Boralex a ajouté cinq nouveaux parcs éoliens à son portefeuille d'actifs en France, pour une puissance installée additionnelle de 91 MW.

Cela dit, l'événement marquant de 2017 a sans contredit été l'acquisition du parc éolien NRWF, en Ontario, d'une puissance installée de 230 MW.

Autorisation de projets

Le conseil d'administration de la Société a donné le feu vert à six projets prêts à construire en France. Tous ces sites sont entrés en service au cours des exercices 2018 et 2019, ce qui a permis d'ajouter 146 MW à la puissance installée.

Entente de partenariat

Boralex a conclu un accord de partenariat avec la société britannique Infinergy en vue de la création d'un portefeuille de projets éoliens terrestres situés en majeure partie en Écosse et à divers stades de développement, pour une puissance estimée à 325 MW.

Résultats

En 2017, la Société a produit 3 218 GWh d'électricité, en hausse de 28 % par rapport à l'exercice précédent, attribuable en majeure partie à l'expansion de la base opérationnelle et, dans une moindre mesure, à l'amélioration des conditions de vent au cours de la deuxième moitié de l'exercice. Cela s'est traduit par une hausse de 38 % des *produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération* qui ont atteint 414 M\$, et de 46 % du BAIIA(A), à 276 M\$.

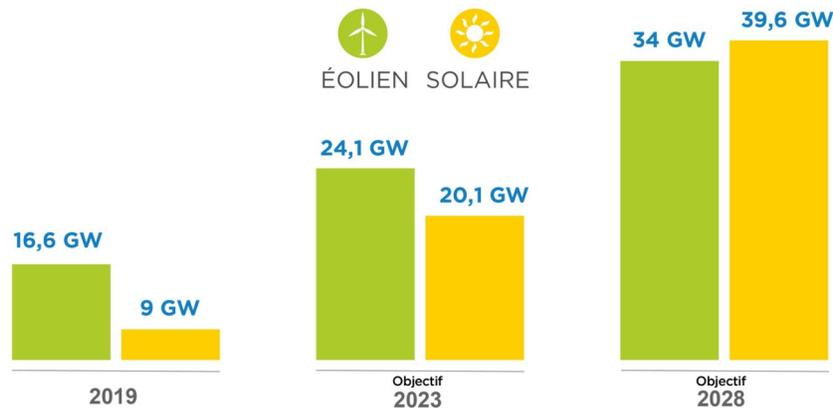
Stratégie de croissance et perspectives de développement

Plan stratégique et objectifs financiers 2023

Le 18 juin 2019, la direction de Boralex a dévoilé le plan stratégique qui guidera ses actions en vue d'atteindre les objectifs financiers fixés pour 2023. Ce plan s'inscrit en continuité des actions entreprises jusqu'à maintenant dans des secteurs à fort potentiel de croissance et pour lesquels la Société a développé une solide expertise. Il comprend également des initiatives complémentaires dans une perspective de diversification et d'optimisation des activités et des sources de revenus.

Ce plan découle d'une analyse rigoureuse du marché et des tendances dans le secteur des énergies renouvelables. Il s'inscrit également dans l'optique où une profonde et rapide transformation de l'industrie est en cours, en raison notamment des nombreuses innovations technologiques. Par exemple, en France, comme l'indique le schéma ci-dessous, les programmes gouvernementaux prévoient une augmentation substantielle et soutenue de la part de l'éolien et du solaire comme sources d'énergie au cours de la prochaine décennie. Cette forte augmentation de volume prévue sera accompagnée d'un environnement plus concurrentiel. Des changements sont également à prévoir avec l'évolution des programmes vers des mécanismes d'appels d'offres et le développement d'ententes directement avec des entreprises consommatrices d'électricité. Du côté des États-Unis, à moyen terme, l'État de New York entend mettre l'accent sur le développement de sites d'énergie solaire en même temps que sur le déploiement d'installations pour le stockage d'énergie.

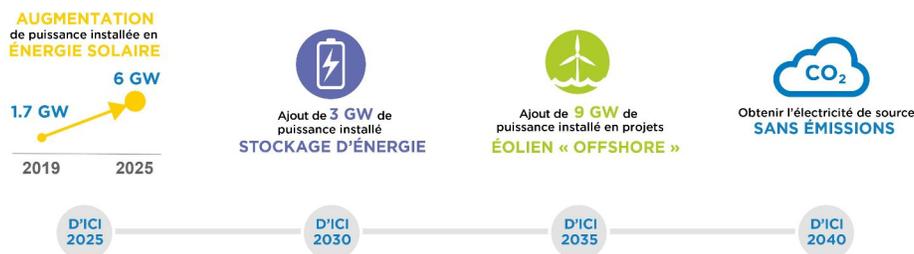
OBJECTIFS DU PROGRAMME D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN FRANCE



- ⬆️ Approx. 1,85 GW/année de puissance additionnelle, soit un TCAC de 8 %.
- ☀️ Approx. 3 GW/année de puissance de production additionnelle (2/3 solaire au sol et 1/3 bâtiments solaires), soit un TCAC de 17 %.
- ☀️ Objectif de dépasser la puissance de production de l'éolien en 2028.

Source : Programmation pluriannuelle de l'énergie
TCAC : Taux de croissance annuel composé

OBJECTIFS DU PROGRAMME « GREEN NEW DEAL » DANS L'ÉTAT DE NEW YORK AUX ÉTATS-UNIS



Source : « Green New Deal » de l'État de New York.

Sur la base de cette analyse, la direction de Boralex a articulé son plan stratégique autour de quatre orientations principales et de trois objectifs financiers. Pour en réussir la mise en œuvre, la Société s'appuie sur sa solide expertise en matière de développement de projets de petite et moyenne taille, ce qui constitue un avantage clé pour tirer parti des occasions qui se présentent dans des marchés de plus en plus concurrentiels, notamment celui de l'énergie solaire.

ORIENTATIONS STRATÉGIQUES

CROISSANCE

dans des marchés avec des programmes énergétiques à fort potentiel

DIVERSIFICATION

dans le solaire et stockage d'énergie

CLIENTÈLE

par le biais d'ententes directement auprès d'entreprises et d'autres sources de revenus

OPTIMISATION

opérationnelle et financière

OBJECTIFS FINANCIERS 2023

FLUX MONÉTAIRES DISCRÉTIONNAIRES

140 M\$ - 150 M\$

59 M\$

2018

Objectif
2023

40%-60%

RATIO DE DISTRIBUTION
DE DIVIDENDES

2 800 MW

DE PUISSANCE INSTALLÉE

1 942 MW

2018

2 800 MW

Objectif
2023

La Société entend également maintenir une discipline financière exemplaire en ciblant des projets et des acquisitions qui satisfont à des critères précis sur les plans tant de la croissance que des synergies, de manière à créer de la valeur et générer un rendement conforme aux attentes des actionnaires. Ce faisant, elle compte réaliser davantage de projets en partenariat tout en conservant le contrôle et la gestion des activités, ce qui se traduira par des revenus additionnels.

Par ailleurs, Boralex conserve la même approche qui a contribué à son succès jusqu'à maintenant et qui consiste à s'appuyer sur des flux de trésorerie prévisibles, grâce à des contrats de vente d'énergie à long terme et à des prix déterminés et indexés. Pour l'horizon 2023, elle prévoit que 96 % de ses revenus découleront de tels contrats, avec une durée résiduelle moyenne pondérée prévue de l'ordre de 11 ans.

Perspectives de développement selon chaque orientation stratégique

Borex poursuit son développement selon ses quatre orientations stratégiques, en s'appuyant sur le potentiel offert par les marchés d'Europe et d'Amérique du Nord où elle exerce déjà ses activités.

Orientation Croissance

Comme l'indique le schéma ci-dessous, la Société dispose d'un portefeuille de projets à divers stades de développement, selon des critères clairement identifiés. Ces critères ont d'ailleurs été révisés en fin d'exercice et un nouveau stade de développement a ainsi été créé afin d'inclure des projets considérés comme sécurisés au *Chemin de croissance* de la Société. Compte tenu de ces changements, le portefeuille de projets de la Société s'établit à 2 703 MW et le *Chemin de croissance* à 225 MW. Il est important de noter que le portefeuille de projets de la Société inclut des projets ayant été sélectionnés dans le cadre des appels d'offres récemment en France, ou obtenu des autorisations de procéder, comme c'est le cas en Écosse. Ces projets vont franchir les étapes de développement prévues et accéderont au *Chemin de croissance* de la Société lorsque les critères établis seront satisfaits.

RÉPARTITION DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT DE BORALEX

PORTEFEUILLE DE PROJETS

TOTAL 2 703 MW		AMÉRIQUE DU NORD	EUROPE	TOTAL BORALEX	
	PRÉLIMINAIRE				
	• Droits fonciers sécurisés		315 MW	344 MW	659 MW
	• Interconnexion possible		155 MW	99 MW	254 MW
	• Vérification de l'acceptabilité par les collectivités locales et des risques réglementaires				
	TOTAL		470 MW	443 MW	913 MW
	MI-PARCOURS				
	• Amérique du Nord : Évaluation et design préliminaire pour faire une soumission		760 MW	496 MW	1 256 MW
	• Europe : Design préliminaire et demandes d'autorisations administratives effectuées		-	50 MW	50 MW
	TOTAL		760 MW	546 MW	1 306 MW
	AVANCÉE				
• Amérique du Nord : Projet soumis dans un appel d'offres		-	236 MW	236 MW	
• Europe : Projet autorisé par les autorités réglementaires et soumis dans un appel d'offres (France)		205 MW	43 MW	248 MW	
TOTAL		205 MW	279 MW	484 MW	

CHEMIN DE CROISSANCE

TOTAL 225 MW		AMÉRIQUE DU NORD	EUROPE	TOTAL BORALEX	
	SÉCURISÉE				
	• Amérique du Nord : Contrat obtenu (REC ou PPA) et interconnexion sécurisée		-	167 MW	167 MW
	• Europe : Contrat obtenu (PPA) et interconnexion sécurisée (France); projet autorisé par les autorités réglementaires et interconnexion sécurisée (Écosse)		-	-	-
	TOTAL		-	167 MW	167 MW
	EN CONSTRUCTION OU PRÊT À CONSTRUIRE				
	• Permis obtenus		-	58 MW	58 MW
	• Financement en cours		-	-	-
	• Date de mise en service établie				
	• Purgé de tous recours (France)				
	• Autorisé par le Conseil d'administration de Borex				
TOTAL		-	58 MW	58 MW	

ACTUELLEMENT EN EXPLOITATION 2 040 MW

Le secteur éolien demeure le principal secteur de croissance de la Société avec des projets qui comptent pour 2 151 MW. Le portefeuille de projets dans le secteur du solaire bien que moins garni que dans le cas de l'éolien compte des projets pour un total de 552 MW. Ce secteur offre un fort potentiel de croissance et Boralex a renforcé ses équipes afin d'accélérer son développement, particulièrement dans l'État de New York aux États-Unis où une nouvelle équipe a été mise en place en 2019.

Europe

L'Europe continue d'offrir les meilleures possibilités à court terme pour le développement du portefeuille d'actifs éoliens terrestres de la Société.

Selon les données présentées à la section *Plan stratégique et objectifs financiers* du présent document, le potentiel du secteur éolien en France est de l'ordre de 7,5 GW d'ici 2023.

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. Elle y compte un portefeuille de projets à divers degrés d'avancement, lesquels équivalent à une puissance de l'ordre de 1 268 MW. Forte de ses acquis, Boralex participe activement au processus d'appels d'offres qui prévoit la construction de parcs éoliens sur le territoire français pour une puissance globale de 3 400 MW. Ce processus vise l'octroi, par tranche, de l'ensemble des contrats d'achat d'énergie d'ici la fin de 2020,

chaque contrat ayant une durée de 20 ans à compter de la mise en service. Compte tenu des gains réalisés dans le cadre des premiers appels d'offres, la Société se retrouve dans le trio de tête des entreprises ayant remporté le plus grand nombre de MW jusqu'à maintenant, ce qui renforce sa position de premier acteur indépendant du secteur éolien terrestre en France.

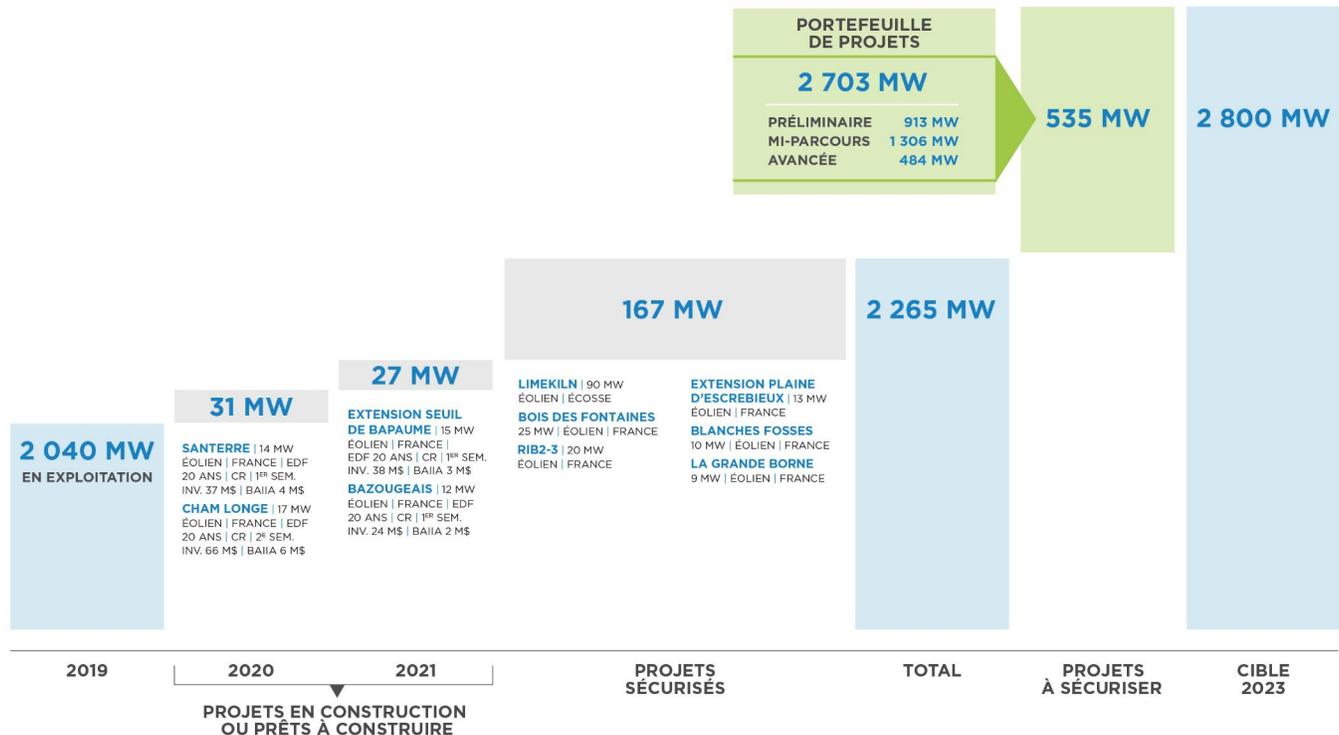
Par ailleurs, Boralex est en bonne position pour pénétrer le marché du **Royaume-Uni** depuis l'acquisition d'un portefeuille de projets en septembre 2016, jumelée au partenariat conclu en octobre 2017 avec la société Infinergy (voir la rubrique *Principaux développements des trois derniers exercices*).

Amérique du Nord

Le marché potentiel ciblé pour la Société est équivalent à son portefeuille de projets dans le secteur de l'éolien, soit 1 075 MW, puisque les programmes de développement d'énergie renouvelable dans les marchés visés par Boralex sont en suspens compte tenu des changements politiques survenus récemment. Ces projets sont toutefois à un stade avancé de développement et pourraient rapidement accéder au *Chemin de croissance* dans un contexte plus favorable.

La Société compte également sur un portefeuille de projets de 360 MW dans le secteur du solaire. Les détails du programme de développement du secteur solaire sont fournis sous la section *Orientation Diversification* du présent rapport.

Chemin de croissance



Comme l'indique le schéma ci-dessus, six projets de parcs éoliens représentant une puissance additionnelle de 167 MW sont à un stade suffisamment avancé pour être considérés comme sécurisés et inscrits au *Chemin de croissance* de la Société.

Par ailleurs, quatre parcs éoliens français sont en construction ou ont franchi toutes les étapes préliminaires et obtenu les autorisations préalables à la phase de construction. Ils sont tous assujettis à des contrats de vente d'électricité ou compléments de rémunération à long terme. Ces sites contribueront aux résultats de la Société au fur et à mesure de leur mise en service en 2020 ou en 2021. Dans l'ensemble, leur contribution additionnelle au BAIIA est estimée à 15 M\$ par année.

La mise en oeuvre de ces projets nécessitera des investissements totaux prévus de l'ordre de 167 M\$, financés par des emprunts à hauteur de 133 M\$. Au 31 décembre 2019, les sommes déjà investies dans ces projets s'élevaient à plus de 25 M\$.

La mise en service des sites sécurisés et en construction devrait porter à 2 265 MW la puissance installée nette de Boralex. Afin d'atteindre la cible de 2 800 MW de la Société, des projets totalisant 535 MW devront s'ajouter au *Chemin de croissance* de la Société d'ici 2023. Boralex compte d'ailleurs déjà sur des projets à un stade avancé pour un total de 484 MW.

L'encadré ci-dessous présente les faits saillants de l'exercice pour l'orientation Croissance, illustrant ainsi les principaux résultats des équipes de développement en Amérique du Nord et en Europe.

Croissance

- Mise en service de quatre parcs éoliens totalisant 69 MW et de deux centrales hydroélectriques totalisant 26 MW.
- Ajout au *Chemin de croissance* de projets en construction ou prêts à construire totalisant 27 MW et de projets sécurisés équivalant à 167 MW.
- 180 MW de projets solaires soumissionnés dans un appel d'offres dans l'État de New York aux États-Unis.

Orientation Diversification

Dans un premier temps, la Société concentre ses efforts de diversification de ses activités dans le secteur de l'énergie solaire. Son portefeuille de projets à ce chapitre représente une puissance additionnelle potentielle de 552 MW.

Europe

L'Europe demeure un marché potentiel totalisant 11 000 MW d'ici 2023 dans le développement d'énergie solaire selon l'information présentée à la section *Plan stratégique et objectifs financiers* du présent rapport. Boralex entend accélérer le développement de ses activités dans ce secteur en France. Elle s'appuie sur ses installations existantes pour consolider son expertise.

Amérique du Nord

En Amérique du Nord, Boralex s'intéresse initialement au marché de l'État de New York, lequel représente un potentiel de quelque 4 300 MW d'ici 2025. Elle a déployé des ressources pour y développer le créneau des sites de petite et moyenne taille, un secteur qui exige une expertise particulière et où la concurrence est moins ciblée. Elle a ainsi procédé à l'ouverture d'un bureau à New York et à l'embauche de dizaines d'employés locaux hautement qualifiés. Ces derniers bénéficient de l'appui de l'équipe en place au Canada depuis de nombreuses années, laquelle s'est vu confier des responsabilités et des priorités liées au développement du marché de l'État de New York.

Depuis l'annonce du plan stratégique, le portefeuille de projets de la Société est passé de 200 MW en juin dernier à 360 MW en fin d'exercice. Comme mentionné précédemment, la Société a soumis des propositions à l'appel d'offres de la *New York State Energy Research and Development Authority* pour quatre projets de parcs solaires.

Stockage d'énergie

Par ailleurs, Boralex 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. Elle considère ce service comme complémentaire pour favoriser l'usage généralisé des énergies renouvelables et accélérer la transition énergétique.

Un tel service permettra, entre autres, d'assurer la stabilité du réseau électrique, en plus de soutenir l'intégration de l'énergie solaire en déplaçant les pointes de production vers les pointes de la demande en énergie. Il permet également de combler les besoins excédentaires en période de pointe ou lorsqu'il y a défaillance du système d'approvisionnement.

L'encadré ci-dessous présente les faits saillants de l'exercice pour l'orientation Diversification, témoignant ainsi du rapide progrès réalisé aux États-Unis.

Diversification

- Mise en place d'une équipe de développement pour les projets d'énergie solaire dans l'État de New York aux États-Unis.
- Participation à son premier appel d'offres pour des projets solaires aux États-Unis, dans l'État de New York.
- Développement de projets solaires en France.

Orientation Clientèle

La Société a entrepris de déployer des équipes commerciales en France et aux États-Unis en vue de servir une clientèle plus vaste. Il s'agit notamment d'opérationnaliser le modèle d'affaires fondé sur la signature de contrats de vente d'énergie directement auprès d'entreprises consommatrices d'électricité ainsi que sur l'ajout graduel de services complémentaires offerts aux réseaux de transport d'énergie ainsi qu'aux importants consommateurs d'électricité.

Par ailleurs, l'obtention du permis pour le projet du parc éolien **Limekiln** (voir la rubrique *Principaux développements des trois derniers exercices*) constitue également une occasion de mettre en œuvre le modèle d'affaires basé sur la vente d'énergie directement à des entreprises consommatrices d'électricité puisqu'il n'y a pas de programme d'achat d'énergie prédéfini en Écosse. Boralex et son partenaire évaluent les possibilités de conclure des conventions d'achat d'électricité avec de telles entreprises, une étape préalable au lancement des travaux de construction.

L'encadré ci-dessous présente les faits saillants de l'exercice pour l'orientation Clientèle. Au cours de l'exercice, la Société a mis en place l'infrastructure qui lui permettra d'accélérer le développement de sa clientèle au cours des prochaines années.

Clientèle

- Progrès intéressants en Europe et en Amérique du Nord pour la signature d'ententes directement avec des entreprises.
- Plusieurs projets en négociation avec une équipe en place pour développer de nouvelles sources de revenus dans le contexte de la transition énergétique.

Orientation Optimisation

Cette orientation comprend deux volets principaux :

1. Accroître les synergies au sein de l'entreprise et assurer une utilisation optimale des ressources et des actifs en place ;
2. Envisager la vente de participations minoritaires dans des actifs énergétiques à venir en vue d'une allocation optimale du capital.

Les premières initiatives de Boralex portent sur le volet 1. Il s'agit d'actions concrètes afin d'augmenter la performance et de réduire les coûts tant d'exploitation que de financement.

C'est notamment ce qui a mené au projet de remplacement d'équipements (*repowering*) à la centrale hydroélectrique de **Buckingham** réalisé en 2019, au Québec, et au parc éolien **Cham Longe I** prévu en 2020, en France. Dans les deux cas, le recours à des équipements plus performants permet une augmentation substantielle de la puissance installée et devrait se traduire par une contribution additionnelle au BAIIA annuel.

Sur le plan de l'utilisation optimale de ses ressources financières, la Société a fait d'importants progrès au cours de la deuxième moitié de l'exercice 2019, notamment en concluant des ententes pour le refinancement d'emprunts tant au Québec qu'en France afin de profiter de conditions de marché plus favorables. L'encadré ci-dessous présente les faits saillants de l'exercice pour l'orientation Optimisation, plus particulièrement le détail concernant les refinancements.

Optimisation

- Refinancement de 1,7 G\$ en France :
 - 180 M\$ libérés pour réduire la facilité de crédit corporative ;
 - 200 M\$ pour la construction de projets à court terme ;
 - Mise en place en janvier 2020 d'une facilité de crédit rotative de 182 M\$;
 - Réduction des frais d'intérêts annuels de 15 M\$.
- Refinancement de 209 M\$ au Québec, Canada.
- Conversion des débetures convertibles émises et en circulation de 144 M\$.
- Optimisation de la centrale hydroélectrique de Buckingham au Québec.
- Optimisation des travaux d'entretien par l'arrêt de contrats de maintenance externe et le rapatriement des travaux à l'interne pour des actifs totalisant 211 MW.

Objectifs financiers - état de la situation

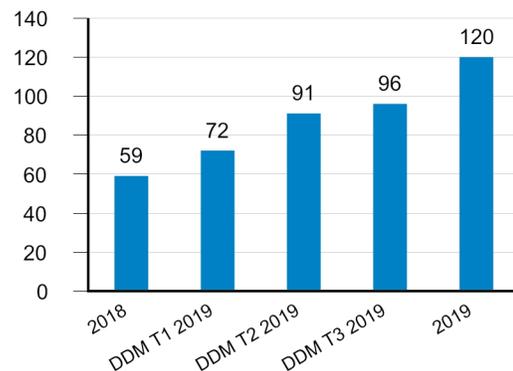
Afin que la mise en œuvre du plan stratégique se traduise par une croissance disciplinée, tout en créant de la valeur pour les actionnaires, la Direction de Boralex suit l'évolution des trois critères retenus comme objectifs financiers.

1) Flux de trésorerie discrétionnaires

Pour l'ensemble de l'exercice 2019, les flux de trésorerie discrétionnaires s'élèvent à 120 M\$. Il s'agit d'une augmentation de 78 % par rapport aux 59 M\$ enregistrés au cours de l'exercice 2018. Cette amélioration est attribuable à de meilleurs résultats opérationnels, compte tenu notamment de la contribution des sites acquis et mis en service au cours de la dernière année ainsi qu'à des conditions climatiques favorables en France.

Flux de trésorerie discrétionnaires*

(en millions de dollars canadiens)



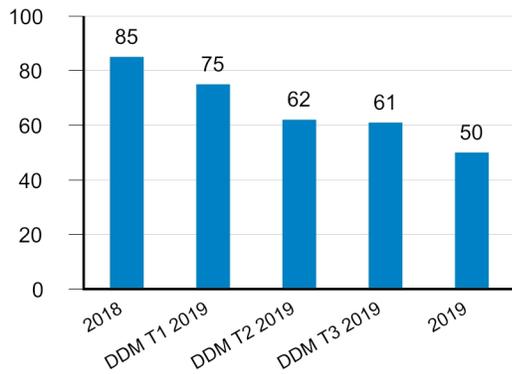
* Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

2) Dividende

Le dividende versé aux actionnaires au cours de l'exercice 2019 équivalait à un ratio de distribution de 50 %. L'augmentation substantielle des flux de trésorerie discrétionnaires au cours du dernier exercice a permis d'obtenir un ratio de distribution à l'intérieur de la fourchette cible de 40 % à 60 %.

Ratio de distribution de dividendes*

(en %)



* Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

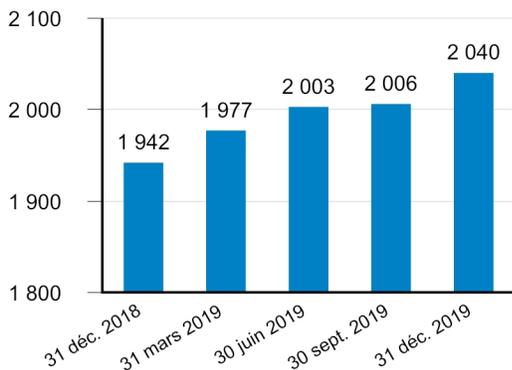
3) Puissance installée nette

Au 31 décembre 2019, la puissance installée nette de Boralex s'élevait à 2 040 MW, en hausse de 98 MW depuis le début de l'exercice, compte tenu de la mise en service de quatre parcs éoliens et deux centrales hydroélectriques (Voir le tableau *Acquisitions et mises en service* à la rubrique précédente) ainsi que des augmentations de puissance de 3 MW à des sites existants en France.

Par ailleurs, la Société avait amorcé l'exercice 2019 avec une puissance installée nette additionnelle de 285 MW en France et de 201 MW au Canada par rapport à un an plus tôt, compte tenu des mises en service et des acquisitions réalisées en 2018 dans le secteur éolien. Ces sites ont contribué aux résultats de la Société pour l'ensemble de l'exercice.

Puissance installée nette

(en MW)



Faits saillants financiers

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Pour les périodes de trois mois closes les 31 décembre				Exercices clos les 31 décembre			
	2019	2018	Variation		2019	2018	Variation	
			\$	%			\$	%
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (GWh)								
Sites éoliens	1 038	852	186	22	3 259	2 581	678	26
Compensation NRWF	64	41	23	57	175	153	22	15
	1 102	893	209	23	3 434	2 734	700	26
Centrales hydroélectriques	211	170	41	24	756	648	108	17
Centrales thermiques	48	40	8	21	158	166	(8)	(4)
Sites solaires	3	3	—	3	23	20	3	9
	1 364	1 106	258	23	4 371	3 568	803	23
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE ET COMPLÉMENTS DE RÉMUNÉRATION								
Sites éoliens	149	123	26	21	471	385	86	23
Centrales hydroélectriques	22	11	11	82	60	49	11	21
Centrales thermiques	7	9	(2)	(18)	28	31	(3)	(12)
Sites solaires	1	2	(1)	—	5	6	(1)	4
	179	145	34	24	564	471	93	20
BAIIA(A)⁽¹⁾								
Sites éoliens	145	105	40	40	412	310	102	33
Centrales hydroélectriques	17	8	9	>100	44	33	11	32
Centrales thermiques	1	2	(1)	(56)	7	7	—	(16)
Sites solaires	1	1	—	(8)	4	5	(1)	(2)
	164	116	48	43	467	355	112	31
Corporatif et éliminations	(21)	(18)	(3)	(25)	(65)	(57)	(8)	(13)
	143	98	45	47	402	298	104	35
RÉSULTAT NET	(23)	9	(32)	>(100)	(43)	(38)	(5)	(11)
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX	(26)	9	(35)	>(100)	(39)	(30)	(9)	(29)
RÉSULTAT NET PAR ACTION (DE BASE ET DILUÉ) ATTRIBUABLE	(0,28 \$)	0,09 \$	(0,37 \$)	>(100)	(0,43 \$)	(0,38 \$)	(0,05 \$)	(14)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	58	23	35	>100	294	202	92	45
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT⁽¹⁾	119	71	48	66	310	192	118	61
DIVIDENDES VERSÉS SUR LES ACTIONS ORDINAIRES	16	15	1	8	60	50	10	20
DIVIDENDES VERSÉS PAR ACTION ORDINAIRE	0,1650 \$	0,1650 \$			0,6600 \$	0,6300 \$		
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	94 684 834	89 155 304			90 604 799	80 102 038		

⁽¹⁾ Se référer à la section *Mesures non conformes aux IFRS*.

Analyse des résultats d'exploitation consolidés de la période de trois mois close le 31 décembre 2019

Hausse de 24 % des produits de la vente d'électricité et des compléments de rémunération attribuable à la fois aux mises en service de la dernière année et à de meilleures conditions climatiques pour le secteur éolien.

En raison de l'importance de leur poids par rapport aux résultats consolidés, la performance des secteurs éolien et hydroélectrique est décrite ci-après.

Production d'électricité totale

(GWh)	T4 2019				T4 2018				Variation	
	Canada	France	États-Unis	Total	Canada	France	États-Unis	Total	en GWh	%
Éolien										
Actifs comparables ⁽¹⁾	367	609	—	976	346	523	—	869	107	12
Mises en service ⁽²⁾	17	109	—	126	—	24	—	24	102	>100
Total éolien	384	718	—	1 102	346	547	—	893	209	23
Hydroélectrique										
Actifs comparables	49	—	125	174	48	—	122	170	4	2
Mise en service - Yellow Falls	11	—	—	11	—	—	—	—	11	—
Arrêt temporaire - Buckingham	26	—	—	26	—	—	—	—	26	—
Total hydroélectrique	86	—	125	211	48	—	122	170	41	24
Thermique	36	12	—	48	27	13	—	40	8	21
Solaire	—	3	—	3	—	3	—	3	—	3
Total⁽¹⁾	506	733	125	1 364	421	563	122	1 106	258	23

⁽¹⁾ Inclut la compensation pour l'équivalent de 64 GWh compte tenu de la limitation de puissance imposée au site NRWF pour le quatrième trimestre 2019 (41 GWh pour le quatrième trimestre 2018).

⁽²⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* de la section I - Stratégie de croissance.

Au quatrième trimestre 2019, Boralex a produit 1 300 GWh d'électricité et a reçu une compensation pour l'équivalent de 64 GWh, portant le total à 1 364 GWh, ce qui représente une hausse de 23 % comparativement aux 1 106 GWh du trimestre correspondant de 2018, soit une production de 1 065 GWh et une compensation pour l'équivalent de 41 GWh. Excluant la contribution des sites mis en service au cours de la dernière année, la production des actifs comparables a augmenté de 11 %, compte tenu de meilleurs résultats principalement dans le secteur éolien, comme expliqué ci-dessous.

Éolien

La production de l'ensemble des parcs éoliens s'est élevée à 1 102 GWh au quatrième trimestre 2019, 23 % de plus que les 893 GWh du trimestre correspondant de 2018. Cette augmentation est à la fois attribuable à de meilleures conditions de vent et à la contribution pour la totalité du plus récent trimestre des sites mis en service depuis la fin du troisième trimestre 2018 (pour plus de détails, voir le tableau *Acquisitions et mises en service* à la section Stratégie de croissance et perspectives de développement). Les actifs comparables affichent un volume de production en hausse de 12 % au quatrième trimestre 2019 par rapport à la même période de 2018, avec une augmentation davantage marquée du côté de la France.

- En **France**, des conditions climatiques davantage favorables ont prévalu au cours du quatrième trimestre 2019. Ainsi, le volume de production des parcs éoliens comparables est de 17 % supérieur à la valeur atteinte au trimestre correspondant de 2018. En tenant compte de la contribution des installations mises en service depuis le quatrième trimestre 2018, le secteur éolien français affiche un volume de production en hausse de 31 %, comparativement au quatrième trimestre 2018, pour atteindre 718 GWh.
- Au **Canada**, les conditions climatiques ont été un peu plus favorables que l'an dernier, ce qui a donné lieu à un volume de production des actifs comparables en hausse de 6 % par rapport au quatrième trimestre 2018. Le parc éolien **Moose Lake** a également contribué à l'amélioration des résultats, si bien que le secteur éolien canadien termine le quatrième trimestre 2019 avec un volume de production de 384 GWh, en hausse de 11 % par rapport à la même période de l'an dernier.

Hydroélectrique

Au quatrième trimestre 2019, les centrales hydroélectriques de la Société ont produit 211 GWh contre 170 GWh au trimestre correspondant de 2018, une hausse de 24 %, en majeure partie en raison de la contribution des nouvelles installations canadiennes.

- Au **Canada**, les centrales comparables ont produit 49 GWh au quatrième trimestre 2019, un résultat similaire aux 48 GWh du quatrième trimestre 2018. L'augmentation du volume de production est donc attribuable à la contribution de la nouvelle centrale **Yellow Falls** et de celle de **Buckingham**, une fois remise en service à la suite des travaux d'augmentation de puissance. Ainsi, le secteur hydroélectrique canadien affiche un volume de production en hausse de 77 % pour s'établir à 86 GWh.
- Aux **États-Unis**, les conditions hydrauliques ont été similaires à celles du quatrième trimestre 2018, le volume de production est donc demeuré relativement stable à 125 GWh comparativement à 122 GWh.

Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération

Principaux écarts des produits de la vente d'énergie et des compléments de rémunération

(en millions de dollars canadiens)	Éolien	Hydro	Autres secteurs	Consolidé
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2018	123	11	11	145
Répartition sectorielle	85 %	8 %	7 %	100 %
Acquisitions/Mises en service ⁽¹⁾	11	5	—	16
Volume - Excl. Buckingham	15	1	—	16
Arrêt temporaire Buckingham	—	4	—	4
Effet des taux de change	(2)	—	(1)	(3)
Prix	1	—	(1)	—
Prime de puissance	—	—	(1)	(1)
Autres	1	1	—	2
Variation	26	11	(3)	34
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2019	149	22	8	179
Répartition sectorielle	83 %	12 %	5 %	100 %

⁽¹⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* de la section I - *Stratégie de croissance*.

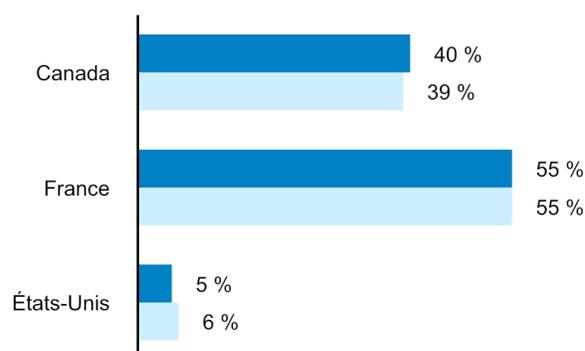
Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019, les produits générés par la vente d'énergie s'élèvent à 179 M\$, en hausse de 34 M\$ ou de 24 % comparativement aux résultats du trimestre correspondant de 2018. Cette augmentation est à la fois attribuable à l'expansion de la base opérationnelle de la Société depuis le troisième trimestre 2018 (voir le tableau *Acquisitions et mises en service* de la section I) et à la production accrue des parcs éoliens français et canadiens compte tenu de conditions climatiques favorables.

La mise en service de nouvelles installations depuis le troisième trimestre 2018 s'est traduite par une augmentation des produits de la vente d'énergie et des compléments de rémunération de 16 M\$, tandis que la bonne performance des sites comparables et la reprise de la production à la centrale **Buckingham** après les travaux d'augmentation de puissance ont donné lieu à des écarts favorables de 16 M\$ et de 4 M\$, respectivement.

Sur une base géographique, au quatrième trimestre 2019, 40 % des produits ont été réalisés au Canada et 55 % en France, contre 39 % et 55 % respectivement au quatrième trimestre 2018. Les mises en services de nouvelles installations à la fois au Canada et en France expliquent en majeure partie le fait qu'il n'y a pas eu de variation notable sur le plan de la répartition géographique.

Répartition géographique des produits de la vente d'énergie et des compléments de rémunération

(Périodes de trois mois closes le 31 décembre)



● 2019 ● 2018

- Pour le quatrième trimestre 2019, le secteur **éolien** affiche des produits en hausse de 21 % compte tenu de la contribution des sites mis en service au cours de la dernière année et de meilleures conditions climatiques du côté des parcs éoliens comparables français et canadiens. En fait, l'expansion de la base opérationnelle s'est traduite par un écart favorable de 11 M\$ tandis que l'effet de volume compte tenu de la production accrue des sites comparables est de 15 M\$.

Dans l'ensemble, le secteur **éolien** français affiche des produits en hausse de 29 %. Au Canada, l'augmentation est de 11 %.

- Au quatrième trimestre 2019, le secteur **hydroélectrique** a généré des produits de 22 M\$, en hausse de 82 % par rapport aux 11 M\$ du trimestre correspondant de 2018. La mise en service de la centrale **Yellow Falls** a donné lieu à un écart favorable de 5 M\$; un écart de 4 M\$ découle de la reprise de la production à la centrale **Buckingham**.

Rappelons que la centrale de **Yellow Falls** a reçu un paiement de 4 M\$ en vertu de son contrat avec l'IESO au cours du quatrième trimestre, et ce, à la suite de la confirmation de la mise en service commerciale.

Quant aux centrales américaines, elles affichent des produits du même ordre de grandeur que ceux enregistrés un an plus tôt.

BAIIA(A)⁽¹⁾

Principaux écarts du BAIIA(A)

(en millions de dollars canadiens)	Éolien	Hydro	Autres secteurs	Corporatif et éliminations	Consolidé
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2018	105	8	3	(18)	98
Répartition sectorielle⁽²⁾	91 %	7 %	2 %		100 %
Acquisitions/Mises en service ⁽³⁾	10	5	—	—	15
Gain sur disposition d'un terrain	6	—	—	—	6
Volume - Excl. Buckingham	16	—	—	—	16
IFRS 16 - Contrats de location	2	—	—	1	3
Arrêt temporaire Buckingham	—	4	—	—	4
Développement	4	—	—	(1)	3
Quote-part des Participations - Autres	2	—	—	—	2
Autres ⁽⁴⁾	—	—	(1)	(3)	(4)
Variation	40	9	(1)	(3)	45
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2019	145	17	2	(21)	143
Répartition sectorielle⁽²⁾	88 %	11 %	1 %		100 %

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

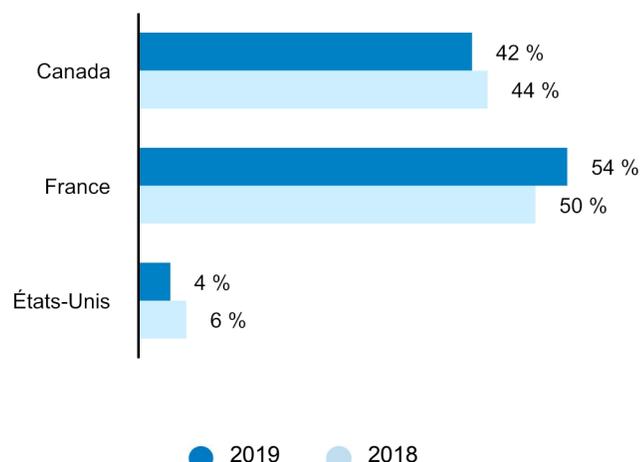
⁽²⁾ Excluant le secteur corporatif et les éliminations.

⁽³⁾ Se référer au tableau *Acquisitions, mises en service et projets en développement* de la section I - *Stratégie de croissance*.

⁽⁴⁾ Comprend les écarts liés aux salaires, au prix et à l'effet de la variation des taux de change.

Répartition géographique du BAIIA(A)⁽¹⁾

(Périodes de trois mois closes le 31 décembre)



⁽¹⁾ Excluant le secteur corporatif et les éliminations.

Pour le quatrième trimestre 2019, la Société enregistre un BAIIA(A) consolidé de 143 M\$, en hausse de 45 M\$ ou 47 % par rapport au trimestre correspondant de 2018. Comme discuté précédemment, cette augmentation découle des écarts favorables résultant de la contribution des sites mis en service au cours de la dernière année, y compris la reprise de la production à la centrale **Buckingham**, ainsi que de l'augmentation du volume de production des actifs comparables par rapport à l'an dernier pour un total de 35 M\$. S'y ajoute un écart favorable de 3 M\$ attribuable à l'entrée en vigueur de la norme IFRS 16 - *Contrats de location* (Voir la rubrique *Normes comptables* pour plus de détails). Par ailleurs, la cession d'un terrain en Écosse s'est traduite par un ajout de 6 M\$ au BAIIA(A) du dernier trimestre, tandis que la diminution des dépenses de développement donnait lieu à un écart favorable de 3 M\$. Rappelons qu'au quatrième trimestre de 2018, la Société avait déboursé 4 M\$ pour l'acquisition de la tranche C d'Ecotera.

Finalement, le changement de la durée de vie de certaines composantes éoliennes des Coentreprises et entreprises associées a donné lieu à un écart favorable de 2 M\$ sur la quote-part des Coentreprises et entreprises associées.

Sur une base géographique, au quatrième trimestre 2019, 42 % du BAIIA(A) a été réalisé au Canada et 54 % en France, contre 44 % et 50 % respectivement au quatrième trimestre 2018. Ce changement est principalement attribuable aux conditions de vent favorables en France comparativement à la même période en 2018.

- Pour le quatrième trimestre 2019, le secteur **éolien** affiche un BAIIA(A) de 145 M\$, en hausse de 40 M\$ ou 40 % par rapport au résultat du trimestre correspondant de 2018. Les sites mis en service au cours de la dernière année ont généré un BAIIA(A) additionnel de 10 M\$. S'y ajoute la bonne performance des sites comparables, principalement dans le cas des parcs éoliens français, qui a donné lieu à un écart favorable de 16 M\$, tandis que l'application de la norme IFRS 16 - *Contrats de location* s'est traduite par un ajout de 2 M\$. La cession d'un terrain en Écosse, la diminution des dépenses de développement ainsi que l'augmentation de la quote-part des Coentreprises et entreprises associées se sont soldés par des contributions de 6 M\$, 4 M\$ et 2 M\$, respectivement.

Le BAIIA(A) des parcs éoliens français a augmenté de 56 %, une hausse principalement attribuable aux meilleures conditions de vent. Quant aux sites canadiens, l'augmentation est de 21 %, compte tenu de meilleures conditions climatiques et de l'entrée en service du site **Moose Lake**.

- Au quatrième trimestre 2019, le secteur **hydroélectrique** affiche un BAIIA(A) de 17 M\$, plus que le double des 8 M\$ enregistrés au trimestre correspondant de 2018. Cette augmentation résulte en totalité de la contribution des centrales de **Yellow Falls** et de **Buckingham**.

Excluant les mises en service, les produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération ont augmenté de 9 % au quatrième trimestre 2019 par rapport à l'an dernier, tandis que les charges d'exploitation diminuaient de 26 %. La diminution des coûts d'exploitation résulte principalement de l'adoption de la norme IFRS 16 - *Contrats de location* et du gain associé à la cession d'un terrain en Écosse.

Principaux écarts du résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex

(en millions de dollars canadiens)

PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2018	
	9
BAIIA(A) ⁽¹⁾	45
Excédent des distributions reçues sur la part du résultat net de la Coentreprise SDB I	(8)
Amortissement	1
Dépréciation	(50)
Frais d'acquisition	(4)
Charges financières	(7)
Part des actionnaires sans contrôle	(3)
Autres	(9)
Variation	(35)
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2019	
	(26)

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

Excédent des distributions reçues sur la part du résultat net de la Coentreprise SDB I

Au cours du quatrième trimestre 2019, la Société a renversé un excédent des distributions reçues sur la part du résultat net de la Coentreprise SDB I qui avait été comptabilisé au trimestre précédent, ce qui s'est traduit par un écart défavorable de 8 M\$. Selon les normes IFRS, lorsqu'une participation dans des Coentreprises devient négative à la suite des distributions versées, la valeur comptable de ladite participation est ramenée à zéro et cet ajustement est comptabilisé à titre d'*Excédent des distributions reçues sur la part du résultat net de la Coentreprise SDB I*. Lorsque la valeur comptable de la participation redevient positive, l'ajustement est renversé jusqu'à concurrence du montant cumulé préalablement enregistré à titre d'excédent.

Amortissement

Les frais d'amortissement ont diminué de 1 M\$ pour atteindre 56 M\$ au quatrième trimestre 2019, en raison principalement de la réduction de la charge d'amortissement de 7 M\$ à la suite de la modification des durées de vie de certaines composantes de parcs éoliens. Cet élément a été compensé par l'effet des mises en service et des acquisitions au cours de 2018 et de 2019 pour une somme supplémentaire de 3 M\$ ainsi que de l'adoption d'IFRS 16 - *Contrats de location*, qui a eu pour effet d'accroître la charge d'amortissement de 4 M\$.

Dépréciation

Au cours du quatrième trimestre 2019, la Société a inscrit une dépréciation de 53 M\$, contre une dépréciation de 3 M\$ au trimestre correspondant de 2018, ce qui se traduit par un écart défavorable de 50 M\$.

En décembre 2019, la Société a pris acte de l'avis par lequel le Ministère de la Transition Écologique et Solidaire l'informait que le seuil de 1 500 MW serait prochainement atteint concernant le dispositif de soutien pour l'année 2016, dit complément de rémunération (« CR ») 2016. L'aide serait alors susceptible d'être qualifiée d'aide nouvelle une fois dépassé le volume notifié augmenté de 20 %, soit 1 800 MW. Le projet Moulins du Lohan, 51 MW, détenait un tel CR. Compte tenu de cet avis et du litige en cours (Note 27. *Engagements et Éventualités*), lequel a occasionné l'interruption des travaux de construction du parc éolien (litige en cours devant le Conseil d'Etat), une dépréciation des Immobilisations corporelles de 18 M\$ (12 M€) et des Immobilisations incorporelles de 33 M\$ (22 M€) a été comptabilisée afin de rapprocher la valeur comptable des actifs à la valeur recouvrable. La Société a maintenu une partie de la valeur des actifs en construction et du terrain de 17 M\$ (12 M€) car elle compte soumettre ce projet aux prochains appels d'offres disponibles en France. Cette situation s'applique uniquement au projet Moulins du Lohan.

En janvier 2020, la Société a cédé sa participation dans la coentreprise Jammerland Bay à son partenaire pour le prix de 1 M\$. Une dépréciation du placement de 2 M\$ a été comptabilisée afin de rapprocher la valeur comptable du placement à la valeur recouvrable.

Au quatrième trimestre 2018, la Société avait comptabilisé un ajustement de 3 M\$ au chapitre de la dépréciation des immobilisations corporelles du site éolien **Cham Longe I** pour considérer un coût supplémentaire de démantèlement et une pénalité pour non-production partielle en 2020, tel que stipulé par le contrat d'achat d'électricité.

Frais d'acquisition

Au quatrième trimestre 2018, la Société avait renversé des frais d'acquisition de 4 M\$ liés à l'acquisition des participations dans cinq sites éoliens du Québec afin de les refléter dans le coût d'acquisition de la participation.

Charges financières

Les charges financières ont augmenté de 7 M\$ pour atteindre 40 M\$ au quatrième trimestre 2019, en raison principalement des coûts non récurrents liés au refinancement des dettes en France s'établissant à 13 M\$ au cours du quatrième trimestre 2019.

Impôts sur le résultat

La Société n'a pas enregistré de recouvrement d'impôts sur le résultat avant impôts du quatrième trimestre de 2019, compte tenu qu'aucun écart temporaire n'avait été reconnu lors de l'achat initial de certains actifs.

Autres

La variation de 9 M\$ s'explique principalement par une augmentation de la perte nette sur instruments financiers de 5 M\$ et à une augmentation de la perte de change de 4 M\$ comparativement à la période correspondante de 2018. L'augmentation de la perte nette sur instruments financiers résulte de la variation de la juste valeur des options d'achat de participations d'un partenaire attribuable à une baisse des courbes de prix futurs des prix d'électricité.

Résultat net

Au global pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019, Boralex a enregistré une perte nette de 23 M\$, contre un résultat net de 9 M\$ pour la période correspondante de 2018. Un résultat net de 3 M\$ est attribuable aux actionnaires sans contrôle de Boralex pour le quatrième trimestre 2019.

Comme détaillé dans le tableau précédent, il en résulte une perte nette attribuable aux actionnaires de Boralex de 26 M\$ ou 0,28 \$ par action (de base et dilué), comparativement à un résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex de 9 M\$ ou 0,09 \$ par action (de base et dilué) pour la période correspondante de 2018.

N'eut été d'éléments inhabituels pour un total de 58 M\$ (51 M\$ après impôts) provenant de trois éléments distincts et non récurrents, le résultat net de la société aurait été de 28 M\$ pour le quatrième trimestre de 2019 soit 19 M\$ supérieur au résultat net du quatrième trimestre de 2018. Le premier élément est attribuable à une dépréciation de 51 M\$ (47 M\$ après impôts) relative au projet en développement **Moulins du Lohan** tel qu'expliqué précédemment. Le deuxième élément consiste en une charge non-récurrente de 13 M\$ (9 M\$ après impôts) reliée au refinancement de 1,7 milliards de dollars en France. Enfin, le dernier élément consiste en un gain de 6 M\$ (5 M\$ après impôts) sur la vente d'un terrain en Écosse tel que mentionné précédemment. Le résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex excluant les éléments inhabituels aurait été de 25 M\$ ou 0,26 \$ par action (de base et dilué), soit 16 M\$ supérieur comparativement à un résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex de 9 M\$ ou 0,09 \$ par action (de base et dilué) pour la période correspondance de 2018.

Analyse des résultats d'exploitation consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019

Hausse de 20 % des produits de la vente d'énergie et des compléments de rémunération pour l'exercice 2019, comparativement à 2018.

En raison de l'importance de leur poids par rapport aux résultats consolidés, la performance des secteurs éolien et hydroélectrique est décrite ci-après.

Production d'électricité totale

(GWh)	Cumulatif 2019				Cumulatif 2018				Variation	
	Canada	France	États-Unis	Total	Canada	France	États-Unis	Total	en GWh	%
Éolien										
Actifs comparables ⁽¹⁾	1 288	1 411	—	2 699	1 259	1 280	—	2 539	160	6
Acquisitions ⁽²⁾	—	333	—	333	—	145	—	145	188	>100
Mises en service ⁽²⁾	40	362	—	402	—	50	—	50	352	>100
Total éolien	1 328	2 106	—	3 434	1 259	1 475	—	2 734	700	26
Hydroélectrique										
Actifs comparables	209	—	467	676	205	—	388	593	83	14
Mise en service - Yellow Falls	47	—	—	47	—	—	—	—	47	—
Arrêt temporaire - Buckingham	33	—	—	33	55	—	—	55	(22)	(40)
Total hydroélectrique	289	—	467	756	260	—	388	648	108	17
Thermique	127	31	—	158	131	35	—	166	(8)	(4)
Solaire	1	22	—	23	—	20	—	20	3	9
Total⁽¹⁾	1 745	2 159	467	4 371	1 650	1 530	388	3 568	803	23

⁽¹⁾ Inclut la compensation pour l'équivalent de 175 GWh compte tenu de la limitation de puissance imposée au site NRWF pour l'exercice 2019 (153 GWh pour l'exercice 2018).

⁽²⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* de la section I - *Stratégie de croissance*.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, Boralex a produit 4 195 GWh d'électricité et reçu une compensation pour l'équivalent de 175 GWh, portant le total à 4 371 GWh, soit une hausse de 23 % comparativement à 3 568 GWh en 2018, ce qui correspondait à une production de 3 415 GWh et à une compensation pour l'équivalent de 153 GWh. Excluant la contribution des sites acquis ou mis en service, la production des actifs comparables a augmenté de 7 %, compte tenu de meilleurs résultats à la fois pour les secteurs éolien et hydroélectrique.

Éolien

La production de l'ensemble des parcs éoliens s'est élevée à 3 434 GWh pour l'exercice 2019, 26 % de plus que les 2 734 GWh de l'exercice précédent. Cette augmentation est majoritairement attribuable à la contribution des sites acquis et mis en service depuis le début de l'exercice 2018 (pour plus de détails, voir le tableau *Acquisitions et mises en service* à la section *Stratégie de croissance*). Par ailleurs, les actifs comparables enregistrent de meilleurs résultats tant en France qu'au Canada, soit un volume de production en hausse de 6 % pour l'exercice 2019 par rapport à l'an dernier.

- En **France**, les conditions climatiques ont en moyenne été davantage favorables tout au long de l'exercice 2019 comparativement à 2018. Le volume de production des parcs éoliens comparables a augmenté de 10 %. En tenant compte également de la contribution des parcs éoliens acquis et mis en service depuis le début de l'exercice 2018, le secteur éolien français a enregistré un volume de production en hausse de 43 % pour l'exercice 2019, comparativement à l'année précédente, pour atteindre 2 106 GWh.
- Au **Canada**, les conditions climatiques ont été similaires à l'an dernier ce qui a mené à un résultat du même ordre de grandeur en ce qui concerne le volume de production des actifs comparables, soit 1 288 GWh pour l'exercice 2019 contre 1 259 GWh un an plus tôt. La mise en service du parc éolien **Moose Lake** en avril 2019 a fait en sorte que le secteur éolien canadien affiche un volume de production en hausse de 6 % pour l'exercice 2019 par rapport à 2018, pour atteindre 1 328 GWh.

Hydroélectrique

Pour l'exercice 2019, la production du secteur hydroélectrique a atteint 756 GWh contre 648 GWh en 2018, une hausse de 17 %, en majeure partie en raison d'une meilleure performance des centrales américaines.

- Au **Canada**, le secteur hydroélectrique affiche un volume de production en hausse, soit 289 GWh en 2019, contre 260 GWh en 2018. Les centrales comparables affichent une production relativement stable à 209 GWh alors que la mise en service de la centrale de **Yellow Falls** a permis de compenser la baisse de volume résultant de l'arrêt de production à la centrale de **Buckingham** pour la durée des travaux d'augmentation de la puissance installée.
- Aux **États-Unis**, des conditions hydrauliques davantage favorables ont mené à une augmentation de 21 % du volume de production, pour atteindre 467 GWh en 2019 contre 388 GWh en 2018.

Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération

Principaux écarts des produits de la vente d'énergie et des compléments de rémunération

(en millions de dollars canadiens)	Éolien	Hydro	Autres secteurs	Consolidé
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2018	385	49	37	471
Répartition sectorielle	81 %	11 %	8 %	100 %
Acquisitions/Mises en service ⁽¹⁾	61	6	—	67
Prix	3	(1)	(3)	(1)
Volume - Excl. Buckingham	30	6	—	36
Effet des taux de change	(6)	1	(1)	(6)
Arrêt temporaire Buckingham	—	(1)	—	(1)
Autres	(2)	—	—	(2)
Variation	86	11	(4)	93
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2019	471	60	33	564
Répartition sectorielle	83 %	11 %	6 %	100 %

⁽¹⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* de la section I - *Stratégie de croissance*.

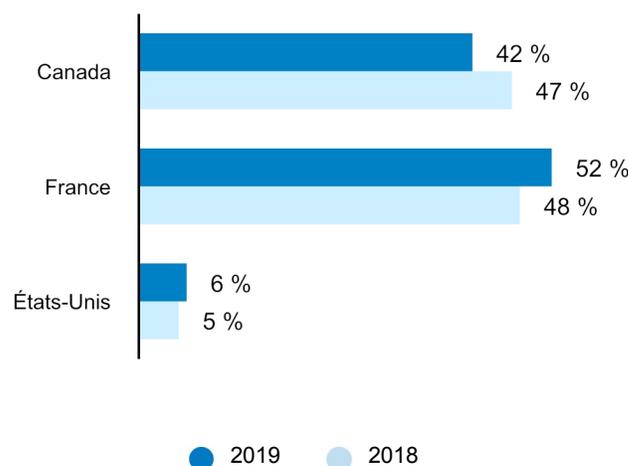
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les produits générés par la vente d'énergie s'élèvent à 564 M\$, en hausse de 93 M\$ ou de 20 % par rapport à l'exercice précédent. Cette augmentation est à la fois attribuable à l'expansion de la base opérationnelle de la Société depuis le début de 2018 (voir le tableau *Acquisitions et mises en service* de la section I) et aux conditions davantage favorables pour les installations éoliennes et hydroélectriques comparables.

Les sites acquis et mis en service depuis le début de l'exercice 2018 ont ajouté 67 M\$ au résultat consolidé. La hausse du volume de production des actifs comparables a donné lieu à un écart favorable de 36 M\$, attribuable dans une large mesure au secteur éolien. La conjugaison de ces éléments a largement pallié l'effet de change défavorable de 6 M\$, résultant principalement de la variation de la valeur de l'euro par rapport au dollar canadien, et un écart défavorable net de 1 M\$ lié à l'arrêt de production à la centrale de **Buckingham**.

Sur une base géographique, pour l'ensemble de l'exercice 2019, 42 % des produits ont été réalisés au Canada et 52 % en France, contre 47 % et 48 % respectivement pour la période correspondante de 2018. Ce changement est principalement attribuable au secteur éolien et à son expansion plus importante en France par rapport au Canada ainsi qu'à de meilleures conditions climatiques dont ont bénéficié les parcs éoliens français comparativement à l'an dernier.

Répartition géographique des produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération

(Exercices clos le 31 décembre)



- Pour l'exercice 2019, le secteur **éolien** affiche des produits de 471 M\$, en hausse de 23 % par rapport à l'année précédente. L'expansion de la base opérationnelle s'est traduite par un écart favorable de 61 M\$ tandis que l'effet de volume résultant principalement de la production accrue des sites français est de 30 M\$, auquel s'ajoute un écart favorable de 3 M\$ du point de vue des prix. Ces éléments ont largement compensé l'écart défavorable de 6 M\$ lié à la variation de la valeur de l'euro par rapport à la devise canadienne.

Dans l'ensemble, le secteur éolien français a enregistré des produits en hausse de 38 %, associée principalement à la contribution des sites acquis et mis en service. Au Canada, la hausse est de 6 %, attribuable à de meilleures conditions de vent et à la mise en service du site **Moose Lake**.

- Pour l'exercice 2019, le secteur **hydroélectrique** a généré des produits de 60 M\$, en hausse de 21 % par rapport aux 49 M\$ de 2018. Cet écart favorable est principalement attribuable aux meilleures conditions hydrauliques qui ont prévalu pour les centrales comparables, principalement du côté des États-Unis et à la contribution de la mise en service de la centrale **Yellow Falls**, chacun de ces facteurs ayant généré une hausse de 6 M\$.

Les centrales américaines ont ainsi enregistré des produits en hausse de 19 % comparativement à 22 % pour les centrales canadiennes, la mise en service de la centrale **Yellow Falls** ayant largement compensé le manque à gagner durant les travaux à la centrale de **Buckingham**.

BAIIA(A)⁽¹⁾

Principaux écarts du BAIIA(A)

(en millions de dollars canadiens)	Éolien	Hydro	Autres secteurs	Corporatif et éliminations	Consolidé
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2018	310	33	12	(57)	298
Répartition sectorielle⁽²⁾	88 %	9 %	3 %		100 %
Acquisitions/Mises en service ⁽³⁾	48	5	—	—	53
Volume - Excl. Buckingham	30	6	—	—	36
Arrêt temporaire Buckingham	—	(1)	—	—	(1)
IFRS 16 - Contrats de location	9	1	—	2	12
Développement	5	—	—	(4)	1
Quote-part des Participations - Autres	7	—	—	—	7
Gain sur disposition d'un terrain	6	—	—	—	6
Effet des taux de change	(4)	—	—	1	(3)
Prix	3	(1)	(3)	—	(1)
Quote-part des participations - cinq sites éoliens au Québec	(2)	—	—	—	(2)
Autres ⁽⁴⁾	—	1	2	(7)	(4)
Variation	102	11	(1)	(8)	104
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2019	412	44	11	(65)	402
Répartition sectorielle⁽²⁾	88 %	9 %	3 %		100 %

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

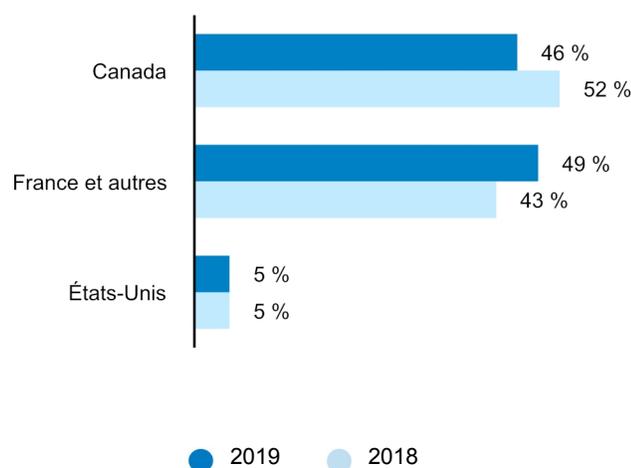
⁽²⁾ Excluant le secteur corporatif et les éliminations.

⁽³⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* de la section I - *Stratégie de croissance*.

⁽⁴⁾ Comprend les écarts de taxes foncières, de salaires, d'honoraires professionnels et de coût des matières premières.

Répartition géographique du BAIIA(A)⁽¹⁾

(Exercices clos le 31 décembre)



⁽¹⁾ Excluant le secteur corporatif et les éliminations.

Pour l'exercice 2019, le BAIIA(A) consolidé est de 402 M\$, en hausse de 104 M\$ ou 35 % par rapport à 2018. Cette hausse est notamment attribuable au BAIIA(A) additionnel de 53 M\$ découlant de l'expansion de la base opérationnelle depuis le début de 2018. S'y ajoute un effet de volume de 36 M\$ compte tenu de la performance améliorée des actifs comparables.

Au nombre des autres éléments qui ont généré un écart favorable, mentionnons l'augmentation de la quote-part des Participations pour 7 M\$, la cession d'un terrain en Écosse pour 6 M\$ ainsi que l'entrée en vigueur de la norme IFRS 16 - *Contrats de location* (voir la rubrique *Normes comptables* pour plus de détails) pour 12 M\$.

Ensemble, ces éléments ont largement compensé les écarts défavorables de 3 M\$ liés à l'effet de change, de 2 M\$ découlant de l'acquisition des participations d'Invenergy et de 1 M\$ résultant de l'arrêt de production à la centrale de **Buckingham**.

Sur une base géographique, depuis le début de l'exercice 2019, 46 % du BAIIA(A) a été réalisé au Canada et 49 % en France, contre 52 % et 43 % respectivement en 2018. Ce changement est principalement attribuable à l'expansion de la base opérationnelle plus importante en France par rapport au Canada et l'amélioration des conditions éoliennes en France cette année.

- Pour l'exercice 2019, le secteur **éolien** affiche un BAIIA(A) de 412 M\$, en hausse de 102 M\$ ou 33 % par rapport au résultat de 2018. Cette augmentation est notamment le fruit de la stratégie d'expansion de Boralex puisque les sites acquis et mis en service au cours de la dernière année ont généré un BAIIA(A) additionnel de 48 M\$. En même temps, la bonne performance des actifs comparables, principalement du côté de la France, a donné lieu à un écart favorable de 30 M\$. S'y ajoutent des écarts favorables de 7 M\$ attribuables à la quote-part des autres participations et de 9 M\$ liés à l'application de la norme IFRS 16 - *Contrats de location*.

Le BAIIA(A) de l'ensemble du secteur éolien français a augmenté de 55 %, grâce à la fois aux sites acquis et mis en service et à de meilleures conditions climatiques et à la cession d'un terrain en Écosse. Au Canada, l'augmentation de 13 % du BAIIA(A) est en majeure partie attribuable aux meilleures conditions de vent.

- Pour l'exercice 2019, le secteur **hydroélectrique** a enregistré un BAIIA(A) de 44 M\$ en hausse de 32 % par rapport aux 33 M\$ de 2018. Cette augmentation résulte du volume de production accru des installations comparables aux États-Unis et de la contribution de la centrale **Yellow Falls** mise en service en 2019 au Canada.

Ainsi, le BAIIA(A) des centrales américaines a augmenté de 33 % comparativement à 30 % pour les centrales canadiennes.

Excluant les mises en service, les produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération ont augmenté de 5 % au cours de l'exercice 2019 par rapport à l'an dernier, alors que les charges d'exploitation diminuaient de 17 %. La diminution des coûts d'exploitation résulte principalement d'une baisse des frais d'entretien compte tenu de la résiliation d'un contrat de maintenance d'un parc éolien français ainsi que de l'adoption de la norme IFRS 16 - *Contrats de location* et du gain associé à la cession d'un terrain en Écosse.

Principaux écarts du résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex

(en millions de dollars canadiens)

EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2018	(30)
BAIIA(A) ⁽¹⁾	104
Amortissement	(36)
Dépréciation	(40)
Frais d'acquisition	5
Charges financières	(20)
Impôts sur le résultat	(9)
Part des actionnaires sans contrôle	(4)
Autres	(9)
Variation	(9)
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2019	(39)

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

Amortissement

Pour l'exercice 2019, les frais d'amortissement sont en hausse de 36 M\$ par rapport à 2018 pour atteindre 244 M\$, en raison notamment des mises en service et des acquisitions au Canada et en France pour un montant additionnel de 30 M\$, de même que de l'adoption de la norme IFRS 16 - *Contrats de location*, ce qui s'est traduit par une hausse de la charge d'amortissement de 15 M\$. Ces éléments ont été partiellement compensés par la réduction de la charge d'amortissement de 7 M\$ à la suite de la modification des durées de vie de certaines composantes des parcs éoliens.

Dépréciation

La Société a inscrit une dépréciation de 55 M\$ au cours de l'exercice 2019, contre une dépréciation de 15 M\$ en 2018, ce qui s'est traduit par un écart défavorable de 40 M\$.

En décembre 2019, la Société a pris acte de l'avis par lequel le Ministère de la Transition Écologique et Solidaire l'informait que le seuil de 1 500 MW serait prochainement atteint concernant le dispositif de soutien pour l'année 2016, dit complément de rémunération (« CR ») 2016. L'aide serait alors susceptible d'être qualifiée d'aide nouvelle une fois dépassé le volume notifié augmenté de 20 %, soit 1 800 MW. Le projet Moulins du Lohan, 51 MW, détenait un tel CR. Compte tenu de cet avis et du litige en cours (Note 27. *Engagements et Éventualités*), lequel a occasionné l'interruption des travaux de construction du parc éolien (litige en cours devant le Conseil d'Etat), une dépréciation des Immobilisations corporelles de 18 M\$ (12 M€) et des Immobilisations incorporelles de 33 M\$ (22 M€) a été comptabilisée afin de rapprocher la valeur comptable des actifs à la valeur recouvrable. La Société a maintenu une partie de la valeur des actifs en construction et du terrain de 17 M\$ (12 M€) car elle compte soumettre ce projet aux prochains appels d'offres disponibles en France. Cette situation s'applique uniquement au projet Moulins du Lohan.

En janvier 2020, la Société a cédé sa participation dans la coentreprise Jammerland Bay à son partenaire pour le prix de 1 M\$. Une dépréciation du placement de 2 M\$ a été comptabilisée afin de rapprocher la valeur comptable du placement à la valeur recouvrable.

Au premier trimestre 2019, après avoir été informée de la suspension par BC Hydro pour une période indéterminée du programme SOP pour un projet éolien en Colombie-Britannique, la Société a comptabilisé une dépréciation des immobilisations incorporelles pour une valeur de 2 M\$.

En 2018, les dépréciations d'immobilisations ont été réparties comme suit :

- 9 M\$ (6 M€) concernant les actifs ayant fait l'objet d'un démantèlement prématuré en vue du rééquipement du parc éolien **Cham Longe I** ;
- 4 M\$ à la suite de la résiliation unilatérale du contrat d'achat d'énergie du projet **Otter Creek** par l'IESO ;
- 2 M\$ (1 M€) liés à la vente des actifs de la Forêt de Lanouée.

Frais d'acquisition

Au cours de l'exercice 2018, la Société avait inscrit des frais d'acquisition de 5 M\$ (4 M€) en France, principalement associés aux actifs de Kallista.

Charges financières

Au cours de l'exercice 2019, les charges financières ont augmenté de 20 M\$ par rapport à 2018 pour atteindre 143 M\$. Cette augmentation est due à une hausse de 12 M\$ des charges financières principalement attribuable aux coûts non récurrents liés au refinancement des dettes en France de 13 M\$ ainsi qu'à l'adoption de la norme IFRS 16 - *Contrats de location* selon laquelle les obligations locatives sont comptabilisées au bilan pour tous les contrats de location, donnant lieu à une charge d'intérêts de 7 M\$.

Autres

La variation de 9 M\$ s'explique principalement par une augmentation de la perte nette sur instruments financiers de 7 M\$ et à une augmentation de la perte de change de 2 M\$ comparativement à la période correspondante de 2018. L'augmentation de la perte nette sur instruments financiers résulte de la variation de la juste valeur des options d'achat de participations d'un partenaire occasionnée par une baisse des courbes de prix futurs des prix d'électricité.

Impôts sur le résultat

La Société a enregistré un recouvrement d'impôts de 5 M\$ en 2019 sur la perte nette avant impôts de 48 M\$ comparativement à un recouvrement d'impôts de 14 M\$ sur la perte nette avant impôts de 52 M\$ de 2018. Malgré l'amélioration des résultats avant impôts de l'exercice 2019, aucun écart temporaire n'avait été reconnu sur certains actifs lors de l'achat initial, ce qui explique principalement la diminution du recouvrement entre les deux années.

Résultat net

Pour l'exercice 2019, Boralex a réalisé une perte nette de 43 M\$ contre une perte nette de 38 M\$ en 2018. La perte nette attribuable aux actionnaires de Boralex s'élève ainsi à 39 M\$ ou 0,43 \$ par action (de base et dilué), comparativement à une perte nette attribuable aux actionnaires de Boralex de 30 M\$ ou 0,38 \$ par action (de base et dilué) en 2018. L'écart défavorable de 9 M\$ ou 0,05 \$ par action (de base et dilué) par rapport à l'exercice 2018 s'explique par la somme des éléments énumérés précédemment.

N'eut été des éléments inhabituels pour un total de 58 M\$ (51 M\$ après impôts) provenant de trois éléments distincts et non récurrents, le résultat net de la société aurait été de 8 M\$ pour l'exercice 2019 soit 46 M\$ supérieur au résultat net de l'exercice 2018. Le premier élément est attribuable à une dépréciation de 51 M\$ (47 M\$ après impôts) relative au projet en développement Moulins du Lohan tel qu'expliqué précédemment. Le deuxième élément consiste en une charge non-récurrente de 13 M\$ (9 M\$ après impôts) liée au refinancement de 1,7 milliards de dollars en France. Enfin, le dernier élément consiste en un gain de 6 M\$ (5 M\$ après impôts) sur la vente d'un terrain en Écosse tel que mentionné précédemment. Le résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex excluant les éléments inhabituels aurait été de 12 M\$ ou 0,13 \$ par action (de base et dilué), soit 42 M\$ supérieur comparativement à une perte nette attribuable aux actionnaires de Boralex de 30 M\$ ou 0,38 \$ par action (de base et dilué) pour la période correspondance de 2018.

Situation de trésorerie

L'évolution de la situation de trésorerie témoigne entre autres de l'expansion de la base d'exploitation de Boralex au cours de la dernière année, ce qui a notamment contribué à la hausse de la marge brute d'autofinancement pour l'ensemble de l'exercice 2019 par rapport à la même période un an plus tôt.

(en millions de dollars canadiens)	2019	2018
Marge brute d'autofinancement ⁽¹⁾	310	192
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	(16)	10
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	294	202
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(100)	(641)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(189)	475
Écart de conversion sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(9)	6
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	(4)	42
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE DE L'EXERCICE	157	115
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE	153	157

⁽¹⁾ Se référer à la section *Mesures non conformes aux IFRS*.

Activités d'exploitation

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, la marge brute d'autofinancement de Boralex a atteint 310 M\$, comparativement à 192 M\$ pour l'exercice précédent. Abstraction faite des éléments hors caisse du résultat net de chacune des deux périodes, cette augmentation de 118 M\$ résulte principalement de la hausse du BAIIA(A) de 104 M\$, telle que commentée précédemment. Également, la hausse des *Distributions reçues des Coentreprises et entreprises associées* de 31 M\$ s'explique par le refinancement du parc LPI et par les distributions des cinq sites éoliens acquis d'Invenery pour l'équivalent de douze mois d'activité comparativement à trois mois et demi en 2018, le tout en partie annulé par la hausse des *intérêts payés* de 8 M\$ en partie liée à l'adoption d'IFRS 16.

Distributions reçues des Coentreprises et entreprises associées

(en millions de dollars canadiens)	Périodes de douze mois closes les 31 décembre		
	2019	2018	Variation \$
SDB I et II	19	20	(1)
DM I, II, LPI, LP II et Roncevaux	35	3	32
	54	23	31

L'utilisation de fonds pour un total de 16 M\$ au cours de l'exercice 2019 est notamment attribuable à une augmentation des *Clients et autres débiteurs* de 12 M\$ liée principalement à la saisonnalité et à des conditions de vents plus favorables en fin d'exercice comparativement à pareille date l'an dernier.

Activités d'investissement

Les activités d'investissement au cours de l'exercice 2019 ont nécessité des fonds de 100 M\$, comparativement à 641 M\$ en 2018. La Société a notamment investi 159 M\$ en immobilisations corporelles selon la répartition ci-dessous.

Répartition sectorielle et géographique des nouvelles immobilisations corporelles

(en millions de dollars canadiens)	Canada	Europe	États-Unis	Total
Éolien				
Construction ⁽¹⁾	22	86	—	108
Exploitation	—	3	—	3
Total éolien	22	89	—	111
Hydroélectrique				
Construction ⁽¹⁾	32	—	—	32
Exploitation	2	—	1	3
Total hydroélectrique	34	—	1	35
Thermique	1	1	—	2
Solaire	—	—	4	4
Corporatif	2	5	—	7
Total	59	95	5	159

⁽¹⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* de la section *I - Stratégie de croissance*

Au cours de l'exercice, la Société a procédé à la cession de terrains en Écosse pour un montant de 13 M\$.

La Société a également déboursé la somme de 18 M\$ principalement en contrepartie conditionnelles pour l'acquisition de contrats de vente d'énergie dans le cadre de projets d'Ecotera. La somme versée touchait principalement le projet **Seuil du Cambrésis** et **Santerre** dans une moindre mesure.

Quant aux fonds de réserve pour l'ensemble de l'exercice, ils ont augmenté de 10 M\$ pour l'ancien portefeuille de Sainte-Christine en début d'année le tout compensé par la libération de fonds de réserve d'une valeur de 5 M\$ associés au billet américain et 33 M\$ à la suite du refinancement en France.

À la suite du paiement de fournisseurs pour des travaux complétés dans divers sites en construction ou récemment mis en service, l'encaisse affectée a diminué de 45 M\$. Enfin la société a investi 5 M\$ dans une participation dans une Coentreprise aux États-Unis du secteur solaire.

Rappelons qu'en 2018, les activités d'investissement comprenaient notamment le versement de 100 M\$ pour l'acquisition des actions de Kallista et de 220 M\$ pour l'acquisition des participations d'Invenergy dans des parcs éoliens au Québec. S'y ajoutaient des investissements en immobilisations corporelles de 282 M\$ principalement pour la construction de sites éoliens et hydroélectriques et des contreparties conditionnelles de 8 M\$ pour les sites **Hauts de Comble** et **Sources de l'Ancre**. Par ailleurs, Boralex avait déboursé 24 M\$ pour l'acquisition de contrats de vente d'énergie dans le cadre de projets d'Ecotera. La Société a aussi procédé à la cession de la forêt de Lanouée pour un montant net de 44 M\$ et à la disposition de terrains en Écosse et d'autres immobilisations pour la somme de 11 M\$.

Activités de financement

Pour l'exercice 2019, les activités de financement ont nécessité des liquidités totales nettes de 189 M\$.

Nouveaux financements et remboursements de dettes existantes

Au cours de l'exercice 2019, les nouveaux emprunts non courants tirés par Boralex ont totalisé 1 411 M\$ soit :

- un montant de 92 M\$ tiré de la facilité de crédit rotatif ;
- un montant de 21 M\$ tiré sur le financement en place pour le site de **Moose Lake**;
- un montant de 725 M\$ sur le portefeuille de Sainte-Christine, 334 M\$ sur le portefeuille Énergie France et 239 M\$ sur le portefeuille Production SAS à la suite du refinancement en France.

À l'inverse, la Société a versé un total de 176 M\$ pour le remboursement de sa dette liée aux divers sites en exploitation, 128 M\$ en remboursements de la facilité de crédit rotatif, de même qu'elle a remboursé 43 M\$ au titre de financements relais pour la taxe sur la valeur ajoutée. S'y ajoutent des remboursements spéciaux totalisant 1 122 M\$, dont 1 048 M\$ pour les remboursements anticipés effectués dans le cadre du refinancement d'emprunts pour des sites éoliens en France et 69 M\$ pour le remboursement des crédits-relais couvrant l'acquisition de la Forêt de Lanouée et des forêts écossaises dont une partie du paiement a été effectuée à même les fonds de 43 M\$ (29 M€) reçus au moment de la cession de la Forêt de Lanouée en 2018.

La société a déboursé 71 M\$ en frais de financement, la quasi-totalité en lien avec la transaction de refinancement en France ainsi que 22 M\$ pour le rachat d'instruments financiers rattachés aux anciennes dettes en France.

Compte tenu de la mise en application de la norme IFRS 16 - *Contrats de location*, la Société présente maintenant dans les activités de financement, les remboursements au titre de ses obligations locatives. Ce montant est de 10 M\$ pour l'exercice 2019.

En 2019, la société a aussi procédé au rachat des débetures convertibles, non converties par les porteurs, pour un montant de 8 M\$, la vaste majorité des débetures (136 M\$) ayant été convertie en actions ordinaires de Boralex par les détenteurs. Rappelons qu'en 2018, la Société avait procédé à des émissions d'actions dans le cadre de la transaction visant l'acquisition des participations d'Invenergy et des options d'achat de participations d'un partenaire. Le produit brut de ces émissions s'est établi à 259 M\$ alors que les frais d'émissions étaient de 12 M\$.

Dividendes et autres

Au cours de l'exercice 2019, la Société a versé à ses actionnaires des dividendes totalisant 60 M\$ (l'équivalent de 0,1650 \$ par action par trimestre), comparativement à 50 M\$ en 2018 (l'équivalent de 0,15 \$ par action au premier trimestre, 0,1575 \$ par action aux deuxième et troisième trimestres et de 0,1650 \$ par action au quatrième trimestre).

La Société a également versé la somme de 7 M\$ aux actionnaires sans contrôle pour chacun des exercices 2019 et 2018.

Rappelons qu'en 2018, la Société avait consacré 44 M\$ au rachat avant l'échéance d'instruments financiers.

Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie

L'ensemble des mouvements de trésorerie au cours de l'exercice 2019 se traduit par une diminution de 4 M\$, ce qui porte le solde de la *Trésorerie et des équivalents de trésorerie* au 31 décembre 2019 à 153 M\$, comparativement à 157 M\$ au 31 décembre 2018.

Flux de trésorerie discrétionnaires et ratio de distribution⁽¹⁾

Les flux de trésorerie discrétionnaires s'élèvent à 120 M\$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019 comparativement à 59 M\$ pour l'exercice 2018. Cette hausse des flux de trésorerie discrétionnaires de 61 M\$ s'explique surtout par la hausse de la marge brute d'autofinancement, compte tenu de meilleurs résultats, au cours de l'exercice 2019, des secteurs éoliens et hydroélectriques ainsi que de la contribution des sites acquis et mis en service. Cette augmentation a été partiellement compensée par la hausse des versements sur les emprunts non courants liés aux projets de 26 M\$ en lien avec l'expansion de la base opérationnelle.

Les flux de trésorerie discrétionnaires par action pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019 s'élèvent à 1,33 \$ comparativement à 0,74 \$ au 31 décembre 2018 et le ratio de distribution est de 50 %, en ligne avec l'objectif financier du plan stratégique.

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique Mesures non conformes aux IFRS.

Situation financière

Aperçu des états consolidés condensés de la situation financière

(en millions de dollars canadiens)	Au 31 décembre 2019	Au 31 décembre 2018	Variation (\$)
ACTIF			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	153	157	(4)
Encaisse affectée	15	96	(81)
Divers actifs courants	195	169	26
ACTIFS COURANTS	363	422	(59)
Immobilisations corporelles	2 715	2 918	(203)
Actifs au titre du droit d'utilisation	260	—	260
Immobilisations incorporelles	700	798	(98)
Goodwill	188	195	(7)
Participations dans des Coentreprises et entreprises associées	236	279	(43)
Divers actifs non courants	95	152	(57)
ACTIFS NON COURANTS	4 194	4 342	(148)
TOTAL DE L'ACTIF	4 557	4 764	(207)
PASSIF			
PASSIFS COURANTS	304	564	(260)
Emprunts	2 895	2 857	38
Obligations locatives	197	—	197
Débiteures convertibles	—	140	(140)
Divers passifs non courants	286	296	(10)
PASSIFS NON COURANTS	3 378	3 293	85
TOTAL DU PASSIF	3 682	3 857	(175)
CAPITAUX PROPRES			
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	875	907	(32)
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	4 557	4 764	(207)

Sommaire des principales variations

Outre l'effet de la fluctuation des taux de change, les changements survenus du point de vue de l'*État de la situation financière* de Boralex entre le 31 décembre 2018 et le 31 décembre 2019 reflètent les investissements et les financements liés à la poursuite du développement des projets éoliens, hydroélectriques et solaires de la Société.

Actif

L'actif total de Boralex s'élève à 4 557 M\$ au 31 décembre 2019, une diminution de 207 M\$ par rapport à la valeur de 4 764 M\$ inscrite au 31 décembre 2018. Cette diminution résulte des baisses de 59 M\$ des *Actifs courants* et de 148 M\$ des *Actifs non courants*.

La diminution des *Actifs courants* est principalement attribuable à la variation de l'*Encaisse affectée*, qui affiche un recul de 81 M\$. Il est à noter que l'*Encaisse affectée* au 31 décembre 2018 incluait le produit de la vente des terres de la Forêt de Lanouée, un montant de 44 M\$ qui a servi à rembourser le crédit-relais correspondant au début de janvier 2019 et des fonds tirés sur les emprunts pour le paiement de fournisseurs sur des parcs en construction. Par ailleurs, les *Divers actifs courants* ont compensé la diminution de l'*Encaisse affectée* car les débiteurs et les actifs financiers courants ont augmenté de 11 M\$ et 17 M\$ en lien avec la meilleure production.

Par ailleurs, les *Actifs non courants* ont dans l'ensemble diminué de 148 M\$, en raison des principales variations suivantes :

- Une diminution de 203 M\$ de la valeur des *Immobilisations corporelles* (nette de l'amortissement de la période), qui comprend :
 - une diminution de 93 M\$ liée à la variation du taux de change et de 177 M\$ liée à l'amortissement des sites en exploitation ;

- une diminution de 52 M\$ liée au reclassement des coûts de remise en état des actifs vers les *Actifs au titre du droit d'utilisation* ;
- une diminution de 18 M\$ liée à la dépréciation d'actifs du projet **Moulins du Lohan** ;
- une diminution de 7 M\$ principalement liée à la vente de terrain en Écosse ;
- une augmentation de 159 M\$ en lien avec les sites en construction (voir la section *Situation de trésorerie*) dont 15 M\$ sont liés à des payables de l'exercice antérieur ;
- L'ajout du poste *Actifs au titre du droit d'utilisation* au montant de 260 M\$, qui inclut le reclassement des coûts de remise en état des actifs de 52 M\$, compte tenu de la mise en application de la norme IFRS 16 - *Contrats de location* (Voir la rubrique *Normes comptables* pour plus de détails) et qui comprend également l'impact des nouveaux contrats de l'exercice de 14 M\$ et la révision annuelle des hypothèses de coûts de remise en état des actifs de 22 M\$;
- Une diminution de 98 M\$ de la valeur des *Immobilisations incorporelles*, qui s'explique par :
 - une diminution de 32 M\$ liée à la variation du taux de change et de 52 M\$ liée à l'amortissement des sites en exploitation ;
 - une diminution de 35 M\$ principalement liée à la dépréciation du contrat de vente d'énergie du projet **Moulins du Lohan** ;
 - une augmentation de 21 M\$ liée principalement au paiement de contreparties conditionnelles pour les projets **Seuil du Cambrésis** et **Santerre** (voir la section *Situation de trésorerie*) ;
- Une baisse de 43 M\$ des *Participations dans les Coentreprises et entreprises associées* suite aux distributions reçues totalisant 54 M\$ qui ont été compensées partiellement par la quote-part du résultat net de 14 M\$;
- Une baisse de 57 M\$ des divers *Actifs non courants*, attribuable en majeure partie à la variation des *Autres actifs financiers non courants* reliée à la diminution des fonds de réserve à la suite du refinancement en France et à la baisse générale des taux d'intérêt.

Passifs courants

Les *Passifs courants* au 31 décembre 2019 étaient de 304 M\$, comparativement à 564 M\$ au 31 décembre 2018. Cette diminution de 260 M\$ est en majeure partie attribuable à la diminution de 242 M\$ de la *Part à moins d'un an des emprunts*, compte tenu notamment du remboursement prévu des dettes existantes et du remboursement de 69 M\$ sur le crédit relais France et Écosse, dont 43 M\$ (29 M€) liés à la vente de la Forêt de Lanouée et 26 M\$ à la cession d'actifs en Écosse. S'y ajoute la cessation du classement à court terme des dettes des sites Fortel, St-François et Calmont de 89 M\$ à la suite de l'obtention des renoncements de la part des créanciers au cours de l'exercice et du remboursement anticipé de ces dettes à la suite du refinancement en France. Enfin, la Société a aussi refinancé la dette totalisant 60 M\$ (40 M€) qui était en faveur de Cube Hydro-Power SARL auprès de la Caisse, actionnaire de la Société. Enfin, la variation de l'euro par rapport à la devise canadienne a

également contribué à la réduction de la *Part à moins d'un an des emprunts*.

Fonds de roulement

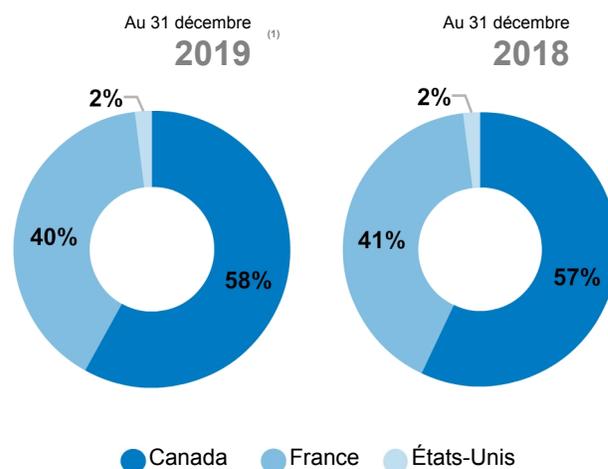
Au 31 décembre 2019, la Société affichait un fonds de roulement de 59 M\$ pour un coefficient de 1,19:1, par rapport à un déficit de 142 M\$ et un coefficient de 0,75:1 au 31 décembre 2018. L'amélioration du fonds de roulement est liée à la réduction de la part court terme de la dette à long terme, tel que décrit précédemment.

Passifs non courants

Le total des *Passifs non courants* a augmenté de 85 M\$. Cette hausse résulte notamment de l'ajout du poste *Obligations locatives au montant de 197 M\$* compte tenu de l'entrée en vigueur de la norme IFRS 16 - *Contrats de location* (pour plus de détails, voir la rubrique *Normes comptables*), de l'augmentation de 38 M\$ des *Emprunts non courants*, en partie annulée par le rachat de 8 M\$ de débetures convertibles et la conversion du solde en actions de catégorie A de la société.

Au 31 décembre 2019, Boralex détenait un montant de 187 M\$ de dette contractée pour ses projets en construction qui n'était toujours pas tirée. Boralex avait toujours accès à la clause accordéon sur son crédit rotatif pour un montant de 50 M\$, ainsi qu'un total de 300 M\$ disponible sur la facilité de lettres de crédit et le crédit rotatif sujet au respect des ratios financiers. De plus, le 29 janvier 2020, Boralex a clôturé une facilité de crédit rotatif d'un montant de 182 M\$ (125 M€) pour la construction de projets futurs éoliens et solaires en France.

Répartition géographique des emprunts



(1) Le changement dans la répartition provient majoritairement de la diminution du taux de change sur les dettes en France.

Capitaux propres

Le total des *Capitaux propres* a diminué de 32 M\$ au cours de l'exercice 2019, pour s'établir à 875 M\$ au 31 décembre 2019. Cette baisse s'explique par la diminution de 45 M\$ des *Autres éléments du résultat global* liés à la conversion des états financiers et à la baisse des taux d'intérêt, à la perte nette de 43 M\$ ainsi que par les dividendes versés aux actionnaires de Boralex pour un total de 60 M\$, un montant de 7 M\$ versé aux actionnaires sans contrôle et un montant de 13 M\$ découlant de l'entrée en vigueur de la norme IFRS 16 - *Contrats de location*. La diminution a été en partie annulée par l'émission d'actions associée à la conversion de débetures.

Coefficients d'endettement

L'endettement net, tel que défini à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*, s'établissait à 2 981 M\$ au 31 décembre 2019, contre 3 048 M\$ au 31 décembre 2018.

Par conséquent, le coefficient d'endettement net, au marché, tel que défini à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*, est passé de 65 % au 31 décembre 2018 à 56 % au 31 décembre 2019.

Le coefficient d'endettement a diminué de 9 % à la suite de la hausse du cours boursier de référence et à la conversion d'une partie des débetures convertibles en actions ordinaires au cours du quatrième trimestre 2019.

Le cours boursier s'élevait à 24,46 \$ par action au 31 décembre 2019 alors qu'il était de 16,84 \$ par action au 31 décembre 2018.

Renseignements sur les capitaux propres de la Société

Au 31 décembre 2019, le capital-actions de Boralex consistait en 96 464 460 actions de catégorie A émises et en circulation (89 184 175 au 31 décembre 2018) en raison des émissions d'actions suivantes :

- 340 938 actions émises à la suite de l'exercice d'options d'achat d'actions détenues par des dirigeants depuis le début de l'exercice 2019 ;
- 6 939 347 actions émises à la suite de la conversion des débetures convertibles.

Le nombre d'options d'achat d'actions en circulation était de 312 213, dont 193 457 pouvant être levées. Les débetures convertibles émises et en circulation en date du 31 décembre 2018 ont été converties ou rachetées en totalité au cours de l'exercice 2019 (1 437 070 au 31 décembre 2018 pour un montant de 144 M\$).

Entre le 1^{er} janvier et le 27 février 2020, 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 une entente de gestion avec R.S.P. Énergie inc., une entité dont un des trois actionnaires est Patrick Lemaire, président, chef de la direction et administrateur de la Société. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les produits provenant de cette entente ne sont pas significatifs.

La Société a un contrat de location de bureaux avec Ivanhoé Cambridge, une entité pour laquelle la Caisse détient aussi des participations. Au 31 décembre 2019, l'obligation locative liée au loyer est de 11 M\$.

Également, la Société a conclu le 29 mars 2018 un financement de 170 M\$ avec la Caisse sous forme de dette subordonnée non garantie d'une échéance de 10 ans. Le 24 juillet 2018, Boralex a tiré sur sa deuxième tranche de 80 M\$. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, le montant des intérêts liés à ces transactions est de 16 M\$ (9 M\$ en 2018).

La participation en capitaux propres de Six Nations dans FWRN LP a été financée au moyen d'un prêt sans recours consenti initialement par Enercon qui sera remboursé, avec intérêt, au moyen de la quote-part de Six Nations dans les distributions que FWRN LP versera pendant la durée de contrat de tarifs de rachat garantis. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, le montant de l'avance incluant les intérêts est de 37 M\$ et les intérêts afférents à l'exercice 2019 sont de 2 M\$ (2 M\$ en 2018).

Le 20 juin 2018, la Société a acquis les actions de Kallista qui détenait un portefeuille de 15 sites éoliens en exploitation. Le site éolien Val aux Moines de 15 MW, est détenu à 35 % par l'actionnaire Nordex Employees Holding GmbH. L'actionnaire minoritaire a avancé 6 M\$ (4 M€) au projet pour financer la construction du site. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, le montant des intérêts liés à ce dû n'est pas significatif.

Le 14 septembre 2018, la Société a conclu l'acquisition des participations d'Invenergy dans cinq parcs éoliens. L'acquisition est considérée comme une transaction entre parties liées car la Caisse détient une participation dans Invenergy et une influence notable sur Boralex.

Le 25 avril 2019, Boralex Europe Sàrl a conclu le refinancement d'une dette totalisant 60 M\$ (40 M€) en faveur de Cube Hydro-Power SARL (anciennement Cube Energy SCA) avec la filiale de la Caisse, actionnaire de la Société. La convention de crédit stipule une date d'échéance dans cinq ans avec remboursement du montant intégral du prêt à la date de maturité. Le prêt sera à taux variable jusqu'à la date de conversion, qui est pour une période maximale de 12 mois et sera fixé par la suite. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, le montant des intérêts liés à ce prêt est de 2 M\$.

Saisonnalité

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les							
	31 mars 2018	31 juin 2018	30 sept. 2018	31 déc. 2018	31 mars 2019	30 juin 2019	30 sept. 2019	31 déc. 2019
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (GWh)								
Sites éoliens	824	490	415	852	1 038	636	546	1 038
Compensation NRWF	42	28	42	41	10	73	28	64
	866	518	457	893	1 048	709	574	1 102
Centrales hydroélectriques	166	194	118	170	159	255	131	211
Centrales thermiques	61	57	8	40	72	38	—	48
Sites solaires	4	6	7	3	5	7	7	3
	1 097	775	590	1 106	1 284	1 009	712	1 364
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE ET COMPLÈMENTS DE RÉMUNÉRATION								
Sites éoliens	125	73	64	123	146	99	78	149
Centrales hydroélectriques	14	14	10	11	12	16	11	22
Centrales thermiques	12	7	3	9	13	5	1	7
Sites solaires	1	1	2	2	1	1	2	1
	152	95	79	145	172	121	92	179
BAIIA(A)⁽¹⁾								
Sites éoliens	101	58	46	105	130	84	52	145
Centrales hydroélectriques	10	10	5	8	8	12	6	17
Centrales thermiques	4	1	—	2	6	1	(1)	1
Sites solaires	1	1	2	1	1	1	2	1
	116	70	53	116	145	98	59	164
Corporatif et éliminations	(12)	(13)	(14)	(18)	(14)	(15)	(14)	(21)
	104	57	39	98	131	83	45	143
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT⁽¹⁾	77	21	23	71	101	55	35	119

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

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 les secteurs. Comme la presque totalité des sites exploités par la Société dispose de contrats de vente d'énergie à long terme, selon des prix déterminés et indexés, 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 d'un positionnement géographique favorable.

Le volume d'activité des sites de Boralex est influencé ainsi :

- Les conditions éoliennes, tant en France 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.

- L'hydroélectricité produite est tributaire des conditions hydrauliques qui sont traditionnellement maximales au printemps et bonnes 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.
- La production d'énergie thermique est régularisée par l'entremise de contrats au Canada et en France comportant des périodes de limitations de production pour Boralex. L'énergie thermique est produite au Canada de la mi-octobre à la mi-juin et en Europe de novembre à mars.
- Les conditions d'ensoleillement sont généralement plus favorables au printemps et en été.

Historique de la production d'électricité moyenne des cinq dernières années

Puissance installée nette (MW)	T1				T2				T3				T4			
Éolien	1 795	31 %			21 %				17 %				31 %			
Hydroélectrique	182	23 %			32 %				20 %				25 %			
Thermique	47	41 %			17 %				19 %				23 %			
Solaire	16	18 %			30 %				31 %				21 %			
Production d'électricité totale	2 040	30 %			23 %				18 %				29 %			

Instruments financiers

Risque de change

La Société génère des liquidités en devises étrangères par l'exploitation de ses installations situées en France et aux États-Unis. La Société bénéficie d'une couverture naturelle partielle de ce risque, car les revenus, les dépenses et les financements sont effectués dans la devise locale. Le risque se situe donc avant tout sur les liquidités résiduelles qui peuvent être distribuées à la société mère.

Pour la France, dans ce contexte, la Société a conclu des contrats de change à terme afin de protéger le taux de change sur une portion des distributions qu'elle anticipe rapatrier de l'Europe jusqu'en 2025. Des achats similaires pourraient être ajoutés en fonction de la croissance des liquidités qui seront générées en France. La Société a aussi conclu des swaps croisés sur taux d'intérêt et devises (mieux connu dans son appellation anglophone « Cross-Currency Swaps »). Ces dérivés procurent principalement 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 ce moment et en partie, des taux d'intérêt plus faibles qui sont en vigueur en Europe. La Société a également conclu des transactions similaires portant sur la devise américaine. Ces transactions à court terme permettent de bénéficier de taux d'intérêt plus faibles sur les montants tirés sur le crédit rotatif. Pour évaluer la juste valeur de ces instruments, la Société utilise une technique qui combine celles qu'elle utilise pour évaluer les swaps de taux d'intérêt et les contrats de change à terme.

Aux États-Unis, 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.

De plus, dans le cadre du développement de projets canadiens, certains déboursés futurs pourront être en devises étrangères. Par exemple, certains achats d'équipements au Canada sont en partie libellés en euro 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 de réduire la volatilité des déboursés prévus et ainsi stabiliser les coûts importants comme celui des turbines.

Risque de prix

Dans le nord-est des États-Unis, une partie de l'électricité produite par la Société est vendue sur le marché ou en vertu de contrats à court terme et, par conséquent, est assujettie à la fluctuation du prix de l'énergie. Ce dernier varie selon l'offre, la demande et certains facteurs externes, dont les conditions météorologiques et le prix des autres sources d'énergie. Par conséquent, le prix pourrait être trop bas pour que les centrales génèrent un bénéfice d'exploitation.

Au 31 décembre 2019, la quasi-totalité des centrales françaises et canadiennes, ainsi que deux centrales aux États-Unis possèdent des contrats à long terme de vente d'énergie dont la très grande majorité est assujettie à des clauses d'indexation partielles ou complètes en fonction de l'inflation. Conséquemment, seulement 3 % de la puissance installée nette de Boralex est assujettie actuellement à ce risque.

Risque de taux d'intérêt

En date du 31 décembre 2019, environ 80 % des emprunts non courants émis portent intérêt à taux variables, excluant le crédit rotatif et la dette subordonnée. Afin de se protéger contre une hausse de taux, la Société utilise des swaps de taux d'intérêt. Grâce à ces instruments, son exposition réelle aux fluctuations des taux d'intérêt se limite à seulement 10 % de la dette totale en IFRS.

Les tableaux ci-dessous résumant les instruments financiers dérivés de la Société au 31 décembre 2019 :

Au 31 décembre 2019 (en millions de dollars canadiens)		Notionnel actuel		Juste valeur	
		Devise	(devise d'origine)	(CAD)	(devise d'origine)
Swaps financiers de taux d'intérêt	Euro	734	1 069	(18)	(27)
Swaps financiers de taux d'intérêt	CAD	753	753	11	11
Contrats de change à terme	Euro contre CAD	60	93	—	—
Swaps croisés sur taux d'intérêt et devises	Euro contre CAD	318	479	16	16
Swaps croisés sur taux d'intérêt et devises	USD contre CAD	186	245	(3)	(3)
					(3)

La Société n'a pas l'intention de négocier ces instruments, car elle les a conclus dans le but de réduire son risque lié à la variation des taux d'intérêt et des taux de change et de protéger au maximum le rendement anticipé de ses projets. Ainsi, le fait que la juste valeur soit défavorable n'est qu'une indication que les taux d'intérêt à terme ou les taux de change ont subi une baisse et ne remet pas en question l'efficacité de l'instrument dans la stratégie de gestion du risque.

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 normes IFRS et de celle portant sur la quote-part des Participations. Les Participations représentent des investissements significatifs de Boralex, et bien que les normes IFRS ne permettent pas de consolider leur information financière avec celle de Boralex, la Direction considère que le Combiné est une donnée utile pour évaluer la performance de la Société. Afin d'établir le Combiné, Boralex a d'abord préparé ses états financiers ainsi que ceux des Participations selon les normes IFRS. 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 (allant de 50,00 % à 59,96 %) dans tous les postes aux états financiers des Participations (c'est-à-dire les revenus, les dépenses, l'actif, le passif, etc.). Pour plus d'informations, se référer à la note *Participations dans des Coentreprises et entreprises associées* du présent rapport annuel.

Participations dans des Coentreprises et entreprises associées

L'analyse des résultats qui suit tient compte des principales Coentreprises et entreprises associées de la Société. Les données sont présentées en proportion des pourcentages de participations détenues par Boralex ci-dessous :

	% de participation de Boralex
SDB I et II	50,00 %
DM I et DM II	51,00 %
LP I	51,00 %
LP II	59,96 %
Roncevaux	50,00 %

Faits saillants des Coentreprises et entreprises associées

	2019			2018			Variation (%)
	SDB I et II	DM I, II, LP I, II et Roncevaux ⁽¹⁾	Total	SDB I et II	DM I, II, LP I, II et Roncevaux ⁽¹⁾	Total	
Période de trois mois close le 31 décembre :							
Production éolienne (GWh)	149	164	313	152	172	324	(3)
Produits de la vente d'énergie	16	17	33	16	17	33	(3)
BAIIA(A)	14	14	28	14	14	28	(1)
Résultat net	5	2	7	4	1	5	45
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	9	8	17	11	22	33	(47)
Marge brute d'autofinancement	9	10	19	10	6	16	15
Exercice clos le 31 décembre :							
Production éolienne (GWh)	571	602	1 173	540	197	737	59
Produits de la vente d'énergie	63	60	123	59	19	78	57
BAIIA(A)	55	49	104	50	16	66	58
Résultat net	18	(1)	16	10	2	12	41
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	33	32	65	35	20	55	18
Marge brute d'autofinancement	38	33	71	33	6	39	81
Quote-part dans les actifs	359	498	857	367	504	871	(1)
Quote-part dans les emprunts	286	307	593	298	286	584	1

⁽¹⁾ La Société a fait l'acquisition des participations d'Invenergy dans les sites DM I, II, LP I, II et Roncevaux le 14 septembre 2018.

Analyse des résultats d'exploitation consolidés pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019 - Combiné

Production d'électricité totale

(GWh)	T4 2019				T4 2018				Variation	
	Canada	France	États-Unis	Total	Canada	France	États-Unis	Total	en GWh	%
Éolien										
Actifs comparables ⁽¹⁾	680	609	—	1 289	670	523	—	1 193	96	8
Mises en service ⁽²⁾	17	109	—	126	—	24	—	24	102	>100
Total éolien	697	718	—	1 415	670	547	—	1 217	198	16
Hydroélectrique										
Actifs comparables	49	—	125	174	48	—	122	170	4	2
Mise en service - Yellow Falls	11	—	—	11	—	—	—	—	11	—
Arrêt temporaire - Buckingham	26	—	—	26	—	—	—	—	26	—
Total Hydroélectrique	86	—	125	211	48	—	122	170	41	24
Thermique	36	12	—	48	27	13	—	40	8	21
Solaire	—	3	—	3	—	3	—	3	—	3
Production d'électricité totale	819	733	125	1 677	745	563	122	1 430	247	17

⁽¹⁾ Inclut la compensation pour l'équivalent de 64 GWh compte tenu de la limitation de puissance imposée au site NRWF pour le quatrième trimestre 2019 (41 GWh pour le quatrième trimestre 2018).

⁽²⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service de la section I - Stratégie de croissance*.

Selon le Combiné, la production d'électricité s'élève à 1 677 GWh pour le quatrième trimestre 2019, en hausse de 247 GWh ou 17 % par rapport à la période correspondante de 2018. Les installations des Coentreprises et entreprises associées ayant connu des conditions climatiques un peu moins favorables qu'un an plus tôt, cette augmentation demeure donc en majeure partie attribuable à la meilleure performance des actifs éoliens comparables en France ainsi qu'à la mise en service des nouvelles installations tant éoliennes qu'hydroélectriques.

Produits de la vente d'énergie et compléments de la rémunération

Principaux écarts des produits de la vente d'énergie et des compléments de rémunération

(en millions de dollars canadiens)	Éolien	Hydro	Autres secteurs	Consolidé
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2018	156	11	11	178
Répartition sectorielle	88 %	7 %	5 %	100 %
Acquisitions/Mises en service ⁽¹⁾	11	5	—	16
Volume - Excl. Buckingham	15	1	—	16
Arrêt temporaire Buckingham	—	4	—	4
Effet des taux de change	(2)	—	(1)	(3)
Prix	1	—	(1)	—
Prime de puissance	—	—	(1)	(1)
Autres	1	1	—	2
Variation	26	11	(3)	34
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2019	182	22	8	212
Répartition sectorielle	86 %	10 %	4 %	100 %

⁽¹⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service de la section I - Stratégie de croissance*.

La contribution des parcs éoliens des Coentreprises et entreprises associées aux produits de la vente d'énergie est demeurée stable au quatrième trimestre 2019 par rapport au trimestre correspondant de 2018. Ainsi, la croissance de 19 % des revenus selon le Combiné est attribuable aux écarts favorables résultant principalement de meilleures conditions dont ont bénéficié les parcs éoliens français ainsi que de l'expansion de la base d'actifs opérationnels dans les secteurs éolien et hydroélectrique.

BAIIA(A)⁽¹⁾**Principaux écarts du BAIIA(A)**

(en millions de dollars canadiens)	Éolien	Hydro	Autres secteurs	Corporatif et éliminations	Consolidé
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2018	127	8	3	(17)	121
Répartition sectorielle⁽²⁾	92 %	6 %	2 %		100 %
Acquisitions/Mises en service ⁽³⁾	10	5	—	—	15
Gain sur disposition d'un terrain	6	—	—	—	6
Volume - Excl. Buckingham	16	—	—	—	16
IFRS 16 - Contrats de location	3	—	—	1	4
Arrêt temporaire - Buckingham	—	4	—	—	4
Développement	4	—	—	(1)	3
Autres ⁽⁴⁾	—	—	(1)	(3)	(4)
Variation	39	9	(1)	(3)	44
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2019	166	17	2	(20)	165
Répartition sectorielle⁽²⁾	90 %	9 %	1 %		100 %

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

⁽²⁾ Excluant le secteur corporatif et les éliminations.

⁽³⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* de la section I - *Stratégie de croissance*.

⁽⁴⁾ Comprend les écarts liés aux salaires, au prix et à l'effet de la variation des taux de change.

Quant au BAIIA(A), la contribution des Coentreprises et entreprises associées est également demeurée stable. La croissance de 36 % du BAIIA(A) au quatrième trimestre 2019 par rapport à un an plus tôt, selon le Combiné, est donc attribuable aux mêmes facteurs qui ont contribué à la croissance selon IFRS.

Analyse des résultats d'exploitation consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 - Combiné

Production d'électricité totale

(GWh)	Cumulatif 2019				Cumulatif 2018				Variation	
	Canada	France	États-Unis	Total	Canada	France	États-Unis	Total	en GWh	%
Éolien										
Actifs comparables ⁽¹⁾	1 859	1 411	—	3 270	1 799	1 280	—	3 079	191	6
Acquisition	602	333	—	935	197	145	—	342	593	>100
Mises en service ⁽²⁾	40	362	—	402	—	50	—	50	352	>100
Total éolien	2 501	2 106	—	4 607	1 996	1 475	—	3 471	1 136	33
Hydroélectrique										
Actifs comparables	209	—	467	676	205	—	388	593	83	14
Mise en service - Yellow Falls	47	—	—	47	—	—	—	—	47	—
Arrêt temporaire - Buckingham	33	—	—	33	55	—	—	55	(22)	(40)
Total Hydroélectrique	289	—	467	756	260	—	388	648	108	17
Thermique	127	31	—	158	131	35	—	166	(8)	(4)
Solaire	1	22	—	23	—	20	—	20	3	9
Production d'électricité totale	2 918	2 159	467	5 544	2 387	1 530	388	4 305	1 239	29

⁽¹⁾ Inclut la compensation pour l'équivalent de 175 GWh compte tenu de la limitation de puissance imposée au site NRWF pour l'exercice de 2019 (153 GWh pour l'exercice de 2018).

⁽²⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service de la section I - Stratégie de croissance*.

Pour l'ensemble de l'exercice 2019, la production des sites éoliens des Coentreprises et entreprises associées est en hausse de 59 % par rapport à 2018, compte tenu de meilleures conditions climatiques pour les sites **SDB I et II** mais principalement de la contribution des sites **DM I, II, LP I, II et Roncevaux** pour l'ensemble de 2019 comparativement à un peu plus de trois mois en 2018, à compter de la date d'acquisition des participations d'Invenergy, le 14 septembre 2018. Ainsi, selon le Combiné, la production totale d'électricité s'élève à 5 544 GWh pour l'exercice 2019, en hausse de 1 239 GWh ou 29 % par rapport à 2018.

Produits de la vente d'énergie et compléments de la rémunération

Principaux écarts des produits de la vente d'énergie et des compléments de rémunération

(en millions de dollars canadiens)	Éolien	Hydro	Autres secteurs	Consolidé
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2018	463	49	37	549
Répartition sectorielle	84 %	9 %	7 %	100 %
Acquisitions/Mises en service ⁽¹⁾	102	6	—	108
Prix	3	(1)	(3)	(1)
Volume - Excl. Buckingham	35	6	—	41
Effet des taux de change	(6)	1	(1)	(6)
Arrêt temporaire - Buckingham	—	(1)	—	(1)
Autres	(3)	—	—	(3)
Variation	131	11	(4)	138
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2019	594	60	33	687
Répartition sectorielle	86 %	9 %	5 %	100 %

⁽¹⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service de la section I - Stratégie de croissance* du présent rapport.

Au cours de l'exercice 2019, les sites des Coentreprises et entreprises associées ont enregistré des produits de la vente d'énergie en hausse de 57 % compte tenu d'un écart de volume favorable pour les sites **SDB I et II** et de la contribution des sites **DM I, II, LP I, II** et **Roncevaux** pour l'ensemble de l'exercice, comme expliqué précédemment. Selon le Combiné, la Société affiche ainsi des produits de la vente d'énergie en hausse de 25 %, une augmentation supérieure à celle selon IFRS.

BAIIA(A)⁽¹⁾

Principaux écarts du BAIIA(A)

(en millions de dollars canadiens)	Éolien	Hydro	Autres secteurs	Corporatif et éliminations	Consolidé
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2018	363	33	12	(54)	354
Répartition sectorielle⁽⁴⁾	89 %	9 %	2 %		100 %
Acquisitions/Mises en service ⁽²⁾	79	5	—	—	84
Volume - Excl. Buckingham	35	6	—	—	41
Arrêt temporaire - Buckingham	—	(1)	—	—	(1)
IFRS 16 - Contrats de location	10	1	—	2	13
Développement	5	—	—	(4)	1
Gain sur disposition d'un terrain	6	—	—	—	6
Effet de taux de change	(4)	—	—	1	(3)
Prix	4	(1)	(3)	—	—
Autres ⁽³⁾	1	1	2	(7)	(3)
Variation	136	11	(1)	(8)	138
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2019	499	44	11	(62)	492
Répartition sectorielle⁽⁴⁾	90 %	9 %	1 %		100 %

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

⁽²⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* de la section I - *Stratégie de croissance*.

⁽³⁾ Comprend les écarts de taxes foncières, de salaires, d'honoraires professionnels et de coût des matières premières.

⁽⁴⁾ Excluant le secteur corporatif et les éliminations.

Quant au BAIIA(A), la contribution des sites des Coentreprises et entreprises associées a augmenté de 58 % en 2019 par rapport à 2018 en raison des mêmes facteurs qui expliquent l'augmentation des produits de la vente d'énergie. Selon le Combiné, la Société affiche une hausse de 39 % de son BAIIA(A) pour l'exercice 2019 par rapport à 2018, ce qui constitue également une hausse supérieure à celle calculée selon IFRS.

Mesures non conformes aux IFRS

Mesures de performance

Afin d'évaluer la performance de ses actifs et de ses secteurs d'activité, Boralex utilise le BAIIA, le BAIIA(A), la marge brute d'autofinancement, le coefficient d'endettement net, les flux de trésorerie discrétionnaires et le ratio de distribution comme 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 non conformes aux IFRS permettent également aux investisseurs de mieux comprendre le fondement des prises de décisions de la Société, puisque celle-ci s'appuie sur ces mesures pour prendre des décisions financières, stratégiques et opérationnelles.

Ces mesures non conformes aux IFRS 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 non conformes aux IFRS 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.

Rapprochement entre IFRS et Combiné

Le tableau qui suit rapproche les données conformes aux IFRS avec celles présentées au Combiné :

Consolidé

(en millions de dollars canadiens)	2019			2018		
	IFRS	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné	IFRS	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné
Période de trois mois close le 31 décembre :						
Production d'électricité (GWh)	1 364	313	1 677	1 106	324	1 430
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	179	33	212	145	33	178
BAIIA(A)	143	22	165	98	23	121
Résultat net	(23)	8	(15)	9	—	9
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	58	(6)	52	23	29	52
Marge brute d'autofinancement	119	(3)	116	71	13	84
Exercice clos le 31 décembre :						
Production d'électricité (GWh)	4 371	1 173	5 544	3 568	737	4 305
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	564	123	687	471	78	549
BAIIA(A)	402	90	492	298	56	354
Résultat net	(43)	—	(43)	(38)	—	(38)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	294	9	303	202	33	235
Marge brute d'autofinancement	310	17	327	192	16	208
Au 31 décembre :						
Total de l'actif	4 557	689	5 246	4 764	658	5 422
Emprunts ⁽²⁾	3 067	593	3 660	3 271	584	3 855

⁽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.

⁽²⁾ Inclut les *Emprunts non courants* et la *Part à moins d'un an des emprunts*.

Éolien

(en millions de dollars canadiens)	2019			2018		
	IFRS	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné	IFRS	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné
Période de trois mois close le 31 décembre :						
Production d'électricité (GWh)	1 038	313	1 351	852	324	1 176
Compensation NRWF	64	—	64	41	—	41
	1 102	313	1 415	893	324	1 217
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	149	33	182	123	33	156
BAIIA(A)	145	21	166	105	22	127
Exercice clos le 31 décembre :						
Production d'électricité (GWh)	3 259	1 173	4 432	2 581	737	3 318
Compensation NRWF	175	—	175	153	—	153
	3 434	1 173	4 607	2 734	737	3 471
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	471	123	594	385	78	463
BAIIA(A)	412	87	499	310	53	363

⁽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.

BAIIA(A)

Le BAIIA(A) représente le bénéfice avant impôts, intérêts et amortissement, ajusté pour exclure d'autres éléments, tels que les frais d'acquisition, les autres 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) n'a pas un sens normalisé prescrit par les IFRS ; par conséquent, il pourrait ne pas être comparable aux résultats d'autres sociétés qui utilisent une mesure de performance portant un nom similaire. Les investisseurs ne devraient pas considérer le BAIIA(A) comme un critère remplaçant, par exemple, le résultat net ni comme un indicateur des résultats d'exploitation, qui eux sont des mesures conformes aux IFRS.

Un rapprochement du BAIIA et du BAIIA(A) avec la mesure financière la plus comparable aux IFRS, soit le résultat net, est présenté dans le tableau suivant. Les informations comparatives n'ont pas été retraitées selon IFRS 16 - *Contrats de location* et continuent d'être présentées selon l'IAS 17.

(en millions de dollars canadiens)	2019			2018		
	IFRS	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné	IFRS	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné
Période de trois mois close le 31 décembre :						
Résultat net	(23)	8	(15)	9	—	9
Charges financières	40	10	50	33	8	41
Amortissement	56	12	68	57	15	72
Dépréciation	53	—	53	3	—	3
BAIIA	126	30	156	102	23	125
Ajustements :						
Frais d'acquisition	—	(1)	(1)	(4)	—	(4)
Renversement d'un excédent des distributions reçues sur la part du résultat net de la Coentreprise SDB I	8	(8)	—	—	—	—
Autres	9	1	10	—	—	—
BAIIA(A)	143	22	165	98	23	121
Exercice clos le 31 décembre :						
Résultat net	(43)	—	(43)	(38)	—	(38)
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(5)	—	(5)	(14)	—	(14)
Charges financières	143	36	179	123	26	149
Amortissement	244	55	299	208	32	240
Dépréciation	55	—	55	15	—	15
BAIIA	394	91	485	294	58	352
Ajustements :						
Autres gains	(1)	(2)	(3)	(1)	(1)	(2)
Frais d'acquisition	—	—	—	5	—	5
Autres	9	1	10	—	(1)	(1)
BAIIA(A)	402	90	492	298	56	354

⁽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.

Marge brute d'autofinancement

La marge brute d'autofinancement selon les IFRS et le Combiné correspond aux flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors caisse. La Direction utilise cette mesure afin de juger des liquidités générées par l'exploitation de la Société et de sa capacité à financer son expansion à même ces liquidités. Compte tenu du caractère saisonnier des activités de la Société et du niveau d'intensité des activités de construction, le montant attribuable aux variations des éléments hors caisse peut varier de façon considérable, ce qui affecte la représentativité des flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation.

Les investisseurs ne devraient pas considérer la marge brute d'autofinancement comme une mesure remplaçant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui elle, est une mesure conforme aux IFRS.

Un rapprochement de la marge brute d'autofinancement avec la mesure financière la plus comparable aux IFRS, soit les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation, est présenté dans le tableau suivant :

(en millions de dollars canadiens)	2019			2018		
	IFRS	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné	IFRS	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné
Période de trois mois close le 31 décembre :						
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	58	(6)	52	23	29	52
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	61	3	64	48	(16)	32
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	119	(3)	116	71	13	84
Exercice clos le 31 décembre :						
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	294	9	303	202	33	235
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	16	8	24	(10)	(17)	(27)
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	310	17	327	192	16	208

⁽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.

Coefficient d'endettement net

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

La Société définit l'endettement net comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	IFRS		Combiné	
	Au 31 décembre 2019	Au 31 décembre 2018	Au 31 décembre 2019	Au 31 décembre 2018
Emprunts	2 895	2 857	3 460	3 415
Part à moins d'un an des emprunts	172	414	200	440
Coûts d'emprunts, nets de l'amortissement cumulé	82	30	97	46
Moins :				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	153	157	167	169
Encaisse affectée	15	96	22	102
Endettement net	2 981	3 048	3 568	3 630

La Société définit sa capitalisation totale au marché comme suit :

	IFRS		Combiné	
	Au 31 décembre 2019	Au 31 décembre 2018	Au 31 décembre 2019	Au 31 décembre 2018
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Nombre d'actions en circulation (en milliers)	96 464	89 184	96 464	89 184
Valeur boursière des actions (en \$ par action)	24,46	16,84	24,46	16,84
Valeur au marché des capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 360	1 502	2 360	1 502
Part des actionnaires sans contrôle	15	31	15	31
Endettement net	2 981	3 048	3 569	3 630
Débiteures convertibles, valeur nominale	—	144	—	144
Capitalisation totale au marché	5 356	4 725	5 944	5 307

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

	IFRS		Combiné	
	Au 31 décembre 2019	Au 31 décembre 2018	Au 31 décembre 2019	Au 31 décembre 2018
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Endettement net	2 981	3 048	3 569	3 630
Capitalisation totale au marché	5 356	4 725	5 944	5 307
COEFFICIENT D'ENDETTEMENT NET , au marché	56 %	65 %	60 %	68 %

Flux de trésorerie discrétionnaires et ratio de distribution

Flux de trésorerie discrétionnaires

Pour évaluer ses résultats d'exploitation, la Société utilise aussi les flux de trésorerie discrétionnaires, l'un de ses indicateurs clés de performance.

Les flux de trésorerie discrétionnaires représentent la trésorerie générée par les activités d'exploitation qui, de l'avis de la Direction, correspond au 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.

Il est important de noter que les flux de trésorerie discrétionnaires sont calculés en tenant compte des données tirées des états financiers selon les IFRS. La Société ne fournit pas de calcul selon le Combiné car il n'y aurait pas de différence significative entre les deux méthodes.

Les investisseurs ne doivent pas considérer les flux de trésorerie discrétionnaires comme une mesure pouvant remplacer les « flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation » qui, eux, constituent une mesure conforme aux IFRS. Les flux de trésorerie discrétionnaires correspondent aux *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), et (iii) les remboursements sur les emprunts non courants (les projets); plus (iv) les frais liés à la mise en valeur et au développement (de l'état du résultat net).

Ratio de distribution

Le ratio de distribution représente les dividendes versés aux actionnaires de Boralex divisés par les flux de trésorerie discrétionnaires. Pour Boralex, il s'agit d'une mesure lui permettant d'évaluer sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à financer son développement futur. Afin qu'il soit représentatif des opérations courantes, ce calcul est ajusté pour y retirer des éléments non récurrents décrits dans les notes au tableau ci-dessous.

À moyen terme, Boralex prévoit verser annuellement des dividendes sur actions ordinaires, de l'ordre de 40 % à 60 % de ses flux de trésorerie discrétionnaires. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les dividendes versés aux actionnaires par la Société ont représenté 50 % des flux de trésorerie discrétionnaires.

Les dividendes versés aux actionnaires par action représentent les dividendes versés aux actionnaires de Boralex par rapport au nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

La Société définit les flux de trésorerie discrétionnaires et le ratio de distribution comme suit :

	IFRS			
	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)	2019	2018	2019	2018
Marge brute d'autofinancement ⁽¹⁾	119	71	310	192
Ajustement d'éléments non récurrents ⁽²⁾	(14)	(2)	(14)	6
Capital versé lié aux obligations locatives ⁽¹⁾	(3)	—	(10)	—
Distributions versées aux actionnaires sans contrôle	(1)	(1)	(7)	(7)
Nouvelles immobilisations corporelles (maintien de l'exploitation)	(2)	(2)	(7)	(8)
Versements sur les emprunts non courants (projets) ⁽³⁾	(37)	(31)	(176)	(150)
Frais de développement (aux résultats)	6	9	24	26
Flux de trésorerie discrétionnaires	68	44	120	59
Dividendes versés aux actionnaires	16	15	60	50
Nombre moyen pondéré d'actions de base en circulation (en milliers)	94 685	89 155	90 605	80 102
Flux de trésorerie discrétionnaires - par action	0,72 \$	0,49 \$	1,33 \$	0,74 \$
Dividendes versés aux actionnaires - par action	0,165 \$	0,165 \$	0,66 \$	0,63 \$
Ratio de distribution			50 %	85 %

⁽¹⁾ Les informations comparatives n'ont pas été retraitées selon la norme IFRS 16 - Contrats de location et continuent d'être présentées selon l'ancienne norme IAS 17.

⁽²⁾ Excluant principalement une distribution exceptionnelle de 15 M\$ reçue à la suite du refinancement du parc LPI (2019) et les frais d'acquisition encourus (2018).

⁽³⁾ Excluant les prêts-relais, les prêts-relais TVA, les emprunts assumés lors de l'acquisition de Kallista (2018) et les remboursements anticipés de dettes.

Engagements et éventualités

	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)	84	1	—	85
Contrats d'entretien	b)	30	75	118	223
Contreparties conditionnelles	c)	20	19	—	39
Autres	d)	1	6	21	28
		135	101	139	375

a) Contrats d'achat et de construction

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

b) Contrats d'entretien

La Société a conclu des contrats d'entretien des éoliennes d'une durée initiale de 15 ans au Canada et entre deux et 20 ans en France.

c) Contreparties conditionnelles

Advenant l'atteinte de certaines étapes dans le développement d'un groupe d'actifs acquis, Boralex devra verser ces sommes au vendeur.

d) 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 fond communautaire.

Contrats de vente d'énergie

La Société s'est engagée à vendre la majorité de sa production d'électricité en vertu de contrats à long terme. La majorité de ces contrats bénéficient d'une indexation annuelle variable. Ces contrats possèdent les caractéristiques suivantes :

Échéances		
Éolien	Canada	2029 - 2059
	France	2020 - 2039
Hydroélectrique	Canada	2030 - 2059
	États-Unis	2034 - 2035

Pour les projets présentement en développement, la Société a accès à des contrats de vente d'énergie avec des durées variant entre 15 et 20 ans. Ces contrats entreront en vigueur au moment de la mise en service des installations.

Éventualités

France - Éventualité

Le 16 septembre 2016, la Société a complété l'acquisition d'un portefeuille d'environ 200 MW de projets éoliens en France et en Écosse dont un projet éolien situé en Bretagne (France), le projet **Moulins du Lohan** totalisant 51 MW. Les permis de construire avaient été obtenus en 2014 de l'administration du département du Morbihan (« Administration ») et la construction avait déjà débuté avant l'acquisition par la Société.

Le 14 avril 2017, des opposants au projet ont déposé une requête en référé suspension à l'encontre du projet afin d'en faire cesser la construction en attente d'une décision des tribunaux portant sur une demande d'annulation des permis délivrés par le Préfet du Morbihan. Depuis, la construction du projet a donc été interrompue dans le cadre de ces procédures de jugement au fond. Le 7 juillet 2017, le Tribunal administratif de Rennes a prononcé l'annulation des autorisations du projet des **Moulins du Lohan** sur la base de son appréciation subjective du risque d'atteinte des intérêts protégés par le Code de l'environnement. La Société a porté cette décision en appel. La Cour administrative d'appel de Nantes a rendu une décision favorable à Boralex le 5 mars 2019. En mai 2019, ces arrêts de la Cour administrative d'appel de Nantes ont fait l'objet de recours en cassation déposés par la Société pour la protection des paysages et de l'esthétique de la France. Une décision du Conseil d'Etat est attendue vers la fin de l'année 2020, début 2021.

La Société tient à souligner que l'arrêt a confirmé l'intérêt public majeur du projet ainsi que l'absence de nuisance des espèces protégées du site. Une dépréciation a été enregistrée aux livres (Note 19. *Dépréciation des états financiers*) au 31 décembre 2019.

Canada - Éventualités

En vertu des contrats de vente d'énergie conclus avec Hydro-Québec Distribution pour ses projets éoliens, les entités de projets de la Société doivent 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.

En conformité avec les pratiques habituelles, dans les circonstances où le respect ou non des exigences de contenu local aux termes d'un contrat de vente d'énergie dépend principalement du respect par le manufacturier d'éoliennes, les projets québécois de Boralex avaient obtenu un engagement d'Enercon Canada inc. (« Enercon Canada ») à assumer le paiement des pénalités qui y seraient associées, le cas échéant. Les obligations d'Enercon Canada aux termes des contrats d'achat d'éoliennes font l'objet d'un cautionnement par sa société mère, Enercon GmbH. Il existe un différend entre Hydro-Québec, d'une part, et Enercon Canada et Enercon GmbH, d'autre part, notamment sur la méthodologie de calcul à appliquer pour établir le coût des éoliennes ou composantes d'éoliennes devant être utilisée pour déterminer la conformité des projets avec les exigences de contenu régional.

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 **Le Plateau I**, dont la Société détient indirectement 51 % des parts en circulation), Enercon Canada et Enercon GmbH visant la détermination de la méthodologie de calcul applicable et l'obtention de documents sous le contrôle d'Enercon Canada et Enercon GmbH. La demande vise également à condamner les défenderesses, in solidum, à payer à Hydro-Québec un montant de moins de 1 M\$, avec intérêts et indemnité additionnelle. Hydro-Québec précise que cette somme ne représente que la pénalité minimale, soit un écart d'un point de pourcentage entre les exigences de contenu régional et le contenu régional réellement atteint, et que cette somme est à parfaire car elle considère que cet écart est plus important.

Énergie Éolienne Le Plateau S.E.C. a appelé en garantie Enercon Canada et Enercon GmbH en vertu du contrat d'achat de turbine et exige qu'Enercon Canada et Enercon GmbH assument le paiement des pénalités applicables. De plus, selon Enercon, Invenergy Wind Canada Development ULC ('Invenergy') n'aurait pas rempli ses obligations en vertu du Frame Agreement, ce qui constituait pour Enercon Canada un quid pro quo quant à son engagement d'augmenter le contenu régional garanti à 51%. Dans les circonstances, Invenergy a fait une demande d'intervention volontaire en raison de cette allégation d'Enercon Canada au Frame Agreement. En cas de défaut de paiement, Hydro-Québec Distribution pourrait tenter d'exercer son droit d'opérer compensation des pénalités, si applicable, à même les sommes payables à Énergie Éolienne Le Plateau S.E.C. pour l'énergie livrée par le parc éolien en question, ce qui affecterait les revenus perçus par ces parcs éoliens jusqu'à paiement complet par Enercon Canada et Enercon GmbH des pénalités.

Canada - Fonds de revenu Boralex Énergie

Depuis janvier 2011, O'Leary Funds Management LP et al. a entrepris de poursuivre la Société en Cour supérieure du Québec. Cette procédure alléguait que le regroupement d'entreprises intervenu le 1er novembre 2010 entre Boralex et le Fonds de revenu Boralex Énergie était illégal et, par conséquent, demandait le paiement de dommages et intérêts s'élevant à près de 7 M\$ (la poursuite initiale était pour un montant de près de 14 M\$).

Le 2 mars 2018, la Cour supérieure du Québec a rejeté la poursuite des demandeurs et a affirmé que le regroupement d'entreprises était légal. Les demandeurs ont porté le jugement en appel. Le 21 janvier 2019, la Cour d'appel du Québec a rejeté l'appel, réitérant que le regroupement d'entreprises était légal. O'Leary Funds Management LP et al. avait déposé une demande d'autorisation d'appel à la Cour suprême du Canada, laquelle demande a été refusée le 18 juillet 2019. La demande reconventionnelle de la Société pour plus de 1 M \$ avait été suspendue par la Cour supérieure du Québec et sera maintenant reprise étant donné le rejet des prétentions de O'Leary Funds Management LP et al. par les trois niveaux de cour.

Coentreprise DM I

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 1** : i) cause des troubles de voisinage dépassant les inconvénients normaux pendant la période 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) 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 de la période 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. Quant aux réclamations découlant d'un éventuel jugement favorable aux demandeurs, elles pourraient être remboursées en tout ou en partie par les assureurs, selon leur nature, et en tenant compte des exclusions prévues à la police d'assurance. Sur la base de cette information, la Société évalue que le dénouement de cette action collective ne devrait pas avoir d'incidence significative sur la situation financière de la Société. Par conséquent, aucune provision n'a été enregistrée à l'égard de cette éventualité.

Événement subséquent

Facilité de crédit rotatif

Le 29 janvier, 2020, Boralex a clôturé une facilité de crédit rotatif d'un montant de 182 M\$ (125 M€) qui permettra de financer la construction de projets futurs éoliens et solaires en France.

Facteurs de risque

Le Conseil d'administration de la Société a approuvé une politique sur la gestion des risques en août 2019. Le cadre de la gestion des risques de la Société vise à identifier, évaluer et atténuer les principaux risques stratégiques, opérationnels, financiers et de conformité qui peuvent avoir un impact sur la réalisation des objectifs de la société. Dans le cadre du processus de gestion des risques, un registre des risques a été élaboré dans toute l'organisation grâce à des exercices continus d'identification et d'évaluation des risques. Les principaux risques sont examinés par le Comité de direction et sont présentés périodiquement au Comité d'audit.

La Société est soumise à un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont décrits ci-dessous. Les risques évoqués ci-dessous ne constituent pas une liste exhaustive de toutes les expositions auxquelles Boralex est ou pourrait être confrontée. L'effet réel de tout événement sur l'activité de la Société pourrait être sensiblement différent de ce qui est prévu ou décrit ci-dessous.

Capacité de la Société à mettre en oeuvre son plan stratégique

Afin de créer de la valeur pour ses actionnaires, la Société a un plan stratégique qui la guidera dans l'atteinte d'objectifs financiers au cours des prochaines années, notamment par la continuation des actions entreprises dans les secteurs à fort potentiel de croissance, mais également 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 mise en oeuvre du plan stratégique exige une appréciation commerciale prudente et des ressources considérables. Toutefois, rien ne garantit le résultat de la mise en place du plan stratégique. Des changements dans la conjoncture économique, politique et réglementaire, et la concrétisation des risques décrits dans cette section pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'exécuter sa stratégie, ses résultats d'exploitation, ses activités d'exploitation et ses perspectives.

Risques inhérents au secteur et concurrence

La Société exerce actuellement ses activités dans le secteur de l'énergie renouvelable principalement au Canada, en France et aux États-Unis. Ce secteur d'activité subit la concurrence provenant de grands services publics ou de grands producteurs d'énergie indépendants. Boralex rivalise avec des sociétés qui parfois ont des ressources considérablement supérieures aux siennes, que ce soit financières ou autres, aux 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 des occasions que ses projets en développement lui offrent.

Diversification sectorielle et géographique

La Société bénéficie d'une diversification sur les plans géographiques et 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, la Société pourrait quand même être exposée à des conséquences financières significatives advenant un ralentissement important de son secteur éolien.

Relations avec les parties intéressées

La Société conclut divers types d'ententes avec des communautés ou des partenaires en vue de développer ses projets. 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. Parfois, la Société est tenue, dans le cadre du processus d'obtention des permis et des approbations, d'aviser et de consulter divers groupes de parties intéressées, y compris des propriétaires fonciers, des Premières Nations et des municipalités. Des retards imprévus dans ce processus pourraient avoir une incidence défavorable sur le pouvoir de la Société de réaliser un projet donné ou de le réaliser selon les délais et les échéanciers prévus.

Capacité à obtenir des terrains propices

Les emplacements propices à l'aménagement de nouvelles installations de production d'électricité font l'objet d'une vive concurrence. Il est difficile de repérer et d'obtenir les emplacements optimaux, puisque les caractéristiques géographiques, les restrictions prévues par les lois et les droits de propriété restreignent naturellement les zones ouvertes à l'aménagement d'emplacements. Il n'est pas garanti que la Société parviendra à obtenir l'un ou l'autre des emplacements convoités.

Aménagement, développement, construction et conception

La Société participe à la construction et à l'aménagement de nouveaux sites de production d'électricité. Des retards et des dépassements de coûts peuvent survenir au cours de la construction de projets en développement, notamment en raison de retards pour l'obtention de permis, du désistement d'un fournisseur clé, de la hausse des prix de construction, de la modification des concepts d'ingénierie, de conflits de travail, des intempéries et de la disponibilité de financement. Même lorsqu'il est achevé, un site peut ne pas fonctionner de la manière prévue ou encore des défauts de conception et de fabrication peuvent survenir, lesquels pourraient en théorie ne pas être visés par la garantie, en raison notamment d'une mauvaise performance des équipements. Les 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. Ainsi, un nouveau site pourrait ne pas être en mesure de financer les remboursements de capital et les versements d'intérêts dans le cadre de ses obligations de financement. Un défaut aux termes d'une telle obligation de financement pourrait faire en sorte que la Société perde sa participation dans un de ces sites.

Acquisitions

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 dans son contrôle préalable à la réalisation des acquisitions des responsabilités et des éventualités pour lesquelles la Société pourrait ne pas être indemnisée. Les découvertes de quelque responsabilité ou éventualité importante à l'égard des actions, des actifs ou des entreprises acquis pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Finalement, l'intégration des actifs acquis ou devant être acquis dans le cadre des acquisitions 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 actifs acquis ou devant être acquis aux termes de ces acquisitions ou de tirer pleinement parti de tous les avantages attendus des acquisitions.

Approvisionnement en équipement

L'aménagement et l'exploitation des centrales de la Société sont tributaires de l'approvisionnement en équipement de tierces parties. Les prix de l'équipement peuvent augmenter rapidement en fonction, entre autres, de la disponibilité de l'équipement, des prix des matières premières et du marché pour ces produits. Toute augmentation marquée des prix de l'approvisionnement en équipement pourrait nuire à la rentabilité future des centrales de la Société et à la capacité de la Société de mettre en œuvre d'autres projets. Rien ne garantit que les fabricants rempliront toutes leurs obligations contractuelles. Tout manquement de la part d'un fournisseur 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 de vente d'énergie.

Approvisionnement en matières premières

L'exploitation de centrales thermiques, qui représente 2 % de la puissance totale installée au 31 décembre 2019, nécessite du carburant sous forme de résidus de bois ou de gaz naturel. S'il y a une interruption dans l'approvisionnement, la perte d'importants contrats d'approvisionnement, l'incapacité ou l'omission par un fournisseur de s'acquitter de ses engagements contractuels ou une fluctuation du prix des résidus de bois ou du gaz naturel destinés aux centrales de la Société, la capacité des centrales thermiques de produire de l'électricité ou d'en produire de manière rentable sera compromise. La Société atténue ce risque en établissant des partenariats avec des fournisseurs et en recherchant d'autres carburants que les résidus vierges, ainsi qu'en adoptant des stratégies de stockage qui lui permettent d'éviter de devoir en acheter pendant les périodes où les matières premières sont rares et où les prix sont par conséquent élevés. À l'expiration ou à la résiliation des contrats d'approvisionnement en combustible, la Société devra soit les renégocier soit devoir obtenir du combustible d'autres fournisseurs. Rien ne garantit que la Société sera en mesure de renégocier ces contrats ou de conclure de nouveaux contrats selon des modalités semblables ou d'autres modalités souhaitables.

Épidémie du coronavirus COVID-19

La Société suit l'évolution de l'épidémie du coronavirus COVID-19. Des interruptions aux activités courantes pourraient nuire à nos fournisseurs, ce qui en retour pourrait avoir une incidence sur les résultats d'exploitation de la Société. Si l'épidémie s'étendait encore davantage, cela pourrait influencer sur l'approvisionnement en matériel et en pièces de rechange, et la construction, l'exploitation et l'entretien des actifs de la Société pourraient être interrompus ou retardés, ce qui pourrait avoir une incidence néfaste sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Facteurs saisonniers

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, principalement dans le Nord-Est des États-Unis où la Société exploite des centrales hydroélectriques, se traduit de plus par une volatilité du prix sur le marché au comptant, qui a une incidence, toutefois limitée, sur environ 3 % de la puissance totale installée de la Société.

Hydrologie, vent et ensoleillement

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. Il n'est pas certain que la disponibilité historique des forces hydrauliques à long terme demeure la même ni qu'un événement hydrologique important n'ait d'incidence sur les conditions hydrauliques d'un bassin hydrologique donné. Les écarts annuels par rapport à la moyenne à long terme sont parfois considérables.

Par ailleurs, la quantité d'énergie produite par les parcs éoliens et solaires de la Société est tributaire du vent et du soleil, qui varie naturellement. La diminution du régime éolien à l'un ou l'autre des parcs éoliens de la Société pourrait avoir pour effet de réduire ses produits et sa rentabilité. Dans l'éolien, les variations de la ressource par rapport aux attentes à long terme peuvent aussi être considérables.

Les ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens et solaires de la Société 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, le régime climatique pourrait changer ou les données historiques et les prévisions techniques pourraient ne pas refléter avec exactitude la force et la constance des ressources dans 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.

Fonctionnement des centrales et défaillance d'équipement

Les installations de la Société sont assujetties au risque de défaillance d'équipement attribuable à la détérioration du bien en raison notamment de l'usage ou de l'âge, à un défaut caché ou à une erreur de conception, entre autres choses. La capacité des centrales de produire la quantité maximale d'électricité est un facteur déterminant de la rentabilité de la Société. Si les centrales nécessitent un temps d'arrêt plus long que prévu aux fins d'entretien et de réparations ou si la production d'électricité est interrompue pour d'autres raisons, cela aurait un effet défavorable sur la rentabilité de la Société.

Accessibilité et fiabilité des réseaux de transport d'électricité

La Société ne peut vendre de l'électricité que si elle a accès aux divers réseaux de transport d'électricité présents dans chacun des territoires où elle exerce ses activités. En cas de panne des installations de transport 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 totale installée au 31 décembre 2019, 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 et de la Lutte contre les changements climatiques, un calendrier est établi en tenant compte de l'urgence relative des travaux. La Société est également assujettie à des obligations ou 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 une importante pour la Société.

Contrats de vente d'énergie

La signature de nouveaux contrats de vente d'énergie est un facteur critique pour la stabilité des profits et de la trésorerie de la Société. L'obtention de nouveaux contrats de vente d'énergie comporte certains risques en raison du milieu concurrentiel auquel la Société est confrontée. En effet, dans plusieurs cas, la Société conclut de nouveaux contrats de vente d'énergie en présentant une proposition en réponse à un appel d'offres émis par des clients importants. Il n'est pas certain que la Société soit en mesure de rivaliser efficacement avec ses concurrents à long terme, ni qu'elle soit choisie à titre de fournisseur d'énergie à la suite de tels processus, ni que les contrats de vente d'énergie actuels soient renouvelés, ni qu'ils le soient selon des modalités équivalentes à leur expiration.

Risques liés aux prix

Dans le Nord-Est des 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 outre, la Société estime qu'une puissance de 120 MW (8 % de la puissance installée nette) visée par des contrats expirant jusqu'en mars 2023 sera vendue aux prix du marché. En France, les taux stipulés dans les contrats sont fixés en fonction des prix du marché de l'électricité, majorés d'une prime de rachat.

Le prix du marché de l'électricité dans des territoires individuels peut être volatil et peut être incontrôlable. Le prix de l'énergie varie selon l'offre, la demande et certains facteurs externes, dont les conditions météorologiques et le prix des autres ressources d'énergie. Par conséquent, le prix pourrait chuter drastiquement et être trop bas pour que les centrales génèrent un bénéfice d'exploitation. Dans une telle situation, les perspectives économiques des projets opérationnels de la Société qui dépendent, en tout ou en partie, des prix, ou des projets en développement dans lesquelles la Société détient une participation, pourraient être considérablement réduites ou non rentables. Si cet écart de prix se produit ou se maintient, 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.

Défauts d'exécution des contreparties

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 revenu.

Si un client n'a pas de cote de crédit publiée, la Société atténue le risque de solvabilité en choisissant, en diversifiant les contreparties et en surveillant, régulièrement le risque de crédit et l'évolution de leur situation financière, en ayant recours à des contrats de négociation standards et en exigeant des garanties.

Capacité d'attirer et de fidéliser les membres de la direction, les employés clés et le personnel

Les membres de la direction et les autres employés clés 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 des efforts des membres de la direction. Le succès de la Société ne pourra se poursuivre que si celle-ci réussit à recruter et à maintenir à son service des dirigeants de talent et expérimentés, ou à identifier, former ou attirer une relève dans l'éventualité où des membres clés de la direction venaient à la quitter. Son incapacité à y parvenir pourrait avoir un effet défavorable important sur son entreprise, ses résultats d'exploitation, ses activités d'exploitation et ses perspectives.

Aussi, le succès de la Société dépend largement de sa capacité à attirer et fidéliser du personnel qualifié afin de répondre à ses besoins. En ce sens, la Société dépend de la nature concurrentielle du marché de l'emploi.

Financements supplémentaires

Bien que la Société s'attende à financer ses projets actuels et futurs à partir des flux de trésorerie provenant de ses activités d'exploitation, le développement futur et la construction de nouvelles installations, la croissance des projets en développement et des projets potentiels, ainsi que les autres dépenses en immobilisations seront également financés en partie par des emprunts, l'émission ou la vente 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 ou inaccessibles, le pouvoir de la Société d'effectuer les dépenses en immobilisations nécessaires à la construction de nouvelles centrales ou à l'entretien de ses centrales existantes et de demeurer en activité serait compromis. Rien n'assure que le financement supplémentaire puisse être obtenu ni qu'il puisse l'être selon des modalités raisonnables. Si le mode de financement retenu est l'émission d'actions supplémentaires de catégorie A de la Société, la participation des porteurs de titres de la Société pourrait être diluée.

Dettes

Comme les projets de la Société exigent des capitaux considérables, la Société a recours à une stratégie de financement par projet ou par groupe de projets pour maximiser son endettement. Les flux de trésorerie tirés de plusieurs centrales électriques sont subordonnés à des dettes de premier rang sur chaque 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 pourrait être en défaut de remboursement d'un prêt si elle ne s'acquitte 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, ce qui 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, ce qui risquerait d'avoir un effet défavorable important sur ses activités, ses résultats d'exploitation et sa situation financière.

Niveau d'endettement et clauses restrictives

La Société a contracté une dette importante. Le niveau d'endettement de la Société pourrait avoir des conséquences importantes sur les actionnaires, notamment celles-ci : (i) 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 pourrait être limitée ; (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 frais d'intérêts plus élevés sur les emprunts à taux variables.

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 la capacité de la Société 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 supplémentaire selon des modalités comportant des clauses plus restrictives, exigeant un remboursement anticipé ou imposant d'autres obligations qui limitent la capacité de la Société 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 par la Société.

Risques de liquidité liés aux instruments financiers dérivés

Des instruments financiers dérivés sont conclus par la Société avec d'importantes institutions financières et leur efficacité dépend du rendement de ces institutions. Le défaut par l'une d'elles de remplir ses obligations pourrait comporter un risque de liquidité. Les risques de liquidité relatifs aux instruments financiers dérivés incluent aussi le règlement des contrats à terme 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.

Taux d'intérêt et refinancement

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. Au 31 décembre 2019, en excluant le crédit rotatif et la dette subordonnée et compte tenu de l'effet des swaps de taux d'intérêt en vigueur, seulement environ 10 % et 8 % de la dette totale est exposée à la fluctuation des taux d'intérêt en IFRS et selon 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 le marché des capitaux, qui varie au fil du temps. Dans le cas des projets gagnés par voie d'appel d'offres ou dans des programmes de *Feed-In-Tariff*, une hausse importante des taux pourrait réduire la rentabilité anticipée d'un projet sous les rendements requis par la Société. Pour les projets de plus grande envergure, la Société pourrait décider de se procurer des instruments financiers afin de protéger ce rendement durant la période de développement préalable à la clôture du financement du projet.

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

Risque de change

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 a conclu des ventes à terme afin de protéger le taux de change sur une portion des distributions qu'elle anticipe rapatrier de l'Europe jusqu'en 2025. Des achats similaires seront ajoutés en fonction des liquidités générées. La Société détient également des swaps croisés sur taux d'intérêt et devises (mieux connu selon son 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 des taux d'intérêt plus faibles qui sont en vigueur en Europe.

Aux États-Unis, 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.

De plus, dans le cadre du développement de projets canadiens 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.

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 de ce fait, acquitter son passif à échéance ; ou ii) que la valeur de réalisation de son actif serait, de ce fait, inférieure au total de son passif et 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.

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

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 en milieu de travail et à l'environnement, y compris le risque que les gouvernements rendent des ordonnances afin de rectifier des situations non sécuritaires ou de corriger ou de régler d'une autre manière une contamination environnementale, que des sanctions soient imposées en cas de contravention aux lois, aux licences, aux permis et aux autres approbations en matière de santé, de sécurité et d'environnement, et que la responsabilité civile de la Société soit engagée. La conformité aux lois sur la santé, la sécurité et l'environnement (y compris toute modification future de celles-ci) et aux exigences des licences, permis et autres approbations demeure 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, la sécurité ou l'environnement. 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.

Contexte réglementaire et politique

La Société exerce principalement ses activités au Canada, en Europe 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 gouvernementale, les taxes, les impôts, les redevances, les droits, et le rapatriement des bénéfices, 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 se maintienne dans son état actuel. L'effet de ces facteurs est imprévisible.

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, les incidences environnementales imprévues 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 aux échelons tant municipaux, que 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.

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 centrales. 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.

Augmentation des redevances hydrauliques ou modification de la réglementation relative à l'utilisation de l'eau

La Société est tenue de verser des redevances hydrauliques dès que ses projets d'hydroélectricité entrent en exploitation commerciale. Une augmentation considérable des redevances hydrauliques ou la modification de la façon dont les gouvernements réglementent l'approvisionnement en eau ou dont ils appliquent une telle réglementation pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société.

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

La Société ne pourra trouver ou développer de nouveaux emplacements propices à la réalisation de projets d'énergie renouvelable que si elle obtient l'assentiment des intervenants locaux, y compris les communautés locales, les Premières Nations et les autres peuples autochtones. Le défaut d'obtenir l'assentiment requis des groupes sociaux à l'égard d'un projet pourrait empêcher le développement et la construction d'un projet potentiel, ce qui pourrait faire perdre à la Société toutes les sommes qu'elle a investies dans le projet et l'obliger à procéder à la radiation du projet. De plus, toute autre allégation de ces intervenants locaux liée à l'acceptation sociale de projets en exploitation ou de leur expansion pourrait avoir une incidence défavorable sur l'exploitation de sites existants et leurs résultats.

Litiges

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.

Systèmes informatiques et cybersécurité

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

Une cyberintrusion, les accès non autorisés, les logiciels malveillants ou d'autres violations des systèmes utilisés dans ses bureaux ou à ses centrales pourraient compromettre la confidentialité, l'intégrité et la disponibilité des informations, gravement perturber les activités commerciales de production et de distribution d'énergie, ou diminuer les avantages concurrentiels. Ces attaques visant les systèmes informatiques 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, et nuire à la réputation de la Société. Une violation des mesures de sécurité des données ou de cybersécurité pourrait donc avoir une incidence défavorable importante sur les activités de la Société, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

Catastrophes naturelles et cas de force majeure

Les sites de production et les activités de la Société s'exposent à des dommages et à des destructions résultant de catastrophes environnementales (par exemple, les inondations, les vents forts, les incendies et les tremblements de terre), des pannes d'équipement et d'autres événements similaires. 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, des événements désastreux inattendus, des accidents graves, etc. 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.

Plafonds de garantie des assurances

La Société estime que ses polices d'assurance la protègent contre tous 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, compte tenu du coût de l'assurance, des conditions d'exploitation actuelles ainsi que de la qualité de crédit des diverses sociétés d'assurance sur le marché, 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.

Atteinte à la réputation

La réputation de la Société auprès de ses parties intéressées, des dirigeants politiques, des médias ou autre pourrait être entachée à la suite de décisions d'affaires prises par ses dirigeants, d'événements ou de changements. Tous les risques cités précédemment peuvent également avoir une incidence sur la réputation de la Société.

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 cruciaux de la direction :

Principales sources d'incertitude relatives aux estimations 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.

Dépréciation des actifs

Annuellement au 31 août, la Société procède à un test de dépréciation de ses UGT et groupes d'UGT relatifs aux actifs incorporels à durée d'utilité infinie et au *Goodwill*. De plus, à chaque date de présentation, lorsqu'un indice de dépréciation survient, la Société doit procéder à un test de dépréciation des actifs à durée d'utilité déterminée et infinie et du *Goodwill*. Le but de ces tests est de déterminer si la valeur comptable des actifs est recouvrable. Les tests de dépréciation requièrent l'utilisation de plusieurs hypothèses établies à partir des meilleures estimations de la direction.

Valeur recouvrable

La valeur recouvrable est établie à partir des flux de trésorerie projetés sur la durée des projets et actualisés 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 divers facteurs comme les estimations relatives au marché et à la production, ainsi que des facteurs économiques comme les prix de vente et le prix de renouvellement des contrats, les estimations des coûts de production, les dépenses en immobilisations futures, les taux d'actualisation après impôts, le taux de croissance et les durées d'utilité. En ce qui concerne la valorisation des instruments financiers de niveau 3, la Société utilise des techniques d'évaluation pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de sortie.

Taux d'actualisation

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

Production

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 : dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines; dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la production moyenne à long terme estimée sur une période prolongée.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles et des actifs incorporels à durée d'utilité déterminée

La direction détermine la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des actifs incorporels 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 fait l'objet d'une révision annuelle dans le cadre de laquelle les effets de tout changement sont comptabilisés de manière prospective.

Impôts différés

La direction doit estimer les montants à comptabiliser au titre des actifs et des passifs d'impôts différés et, en particulier, elle doit évaluer à quel moment surviendra le renversement des différences temporaires auxquelles les taux d'imposition différés sont appliqués. De surcroît, le montant des actifs d'impôts différés qui est limité au montant dont la réalisation est jugée probable, est estimé en tenant compte du niveau des bénéfices imposables futurs.

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 des coûts de la main-d'œuvre, de l'efficacité des mesures de remise en état et de restauration, des taux d'inflation et des taux d'intérêt avant impôts qui reflètent les risques spécifiques à l'obligation. 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 est établie selon des modèles de flux de trésorerie actualisés. La juste valeur établie selon ces modèles d'évaluation 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. 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 25 du présent rapport annuel explique plus en détail ces bases de calcul et les estimations utilisées. Les instruments financiers dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie sont comptabilisés dans l'état de la situation financière à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont présentées dans le résultat global.

Juste valeur des regroupements d'entreprises

La Société procède à un certain nombre d'estimations 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 est calculée au moyen de techniques d'évaluation tenant compte de plusieurs hypothèses, liées notamment à la production, aux bénéfices, aux charges, aux taux d'intérêt et aux taux d'actualisation.

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

Indice 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 actifs corporels et incorporels aient pu se déprécier. Le cas échéant, la Société procède à un test de dépréciation de ces 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.

Détermination de la phase de développement

La Société capitalise les frais de développement de ses projets au cours de la période précédant la mise en service de ces derniers. La comptabilisation d'une immobilisation incorporelle résultant de la phase de développement commence au moment où un projet donné satisfait aux critères de capitalisation des IFRS. 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 de l'immobilisation incorporelle, l'intention de la direction d'achever l'immobilisation incorporelle 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 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 la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » ou une acquisition d'actifs. La direction évalue qu'une transaction 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. La direction doit également utiliser son jugement pour déterminer le montant de contrepartie conditionnelle à comptabiliser dans le cadre de la répartition finale d'un regroupement d'entreprises. La direction évalue selon les clauses des contrats les montants futurs à verser au vendeur en fonction de la probabilité de réalisation des étapes à rencontrer pour le paiement de celles-ci.

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 de 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 sur le pouvoir qu'elle détient sur les activités pertinentes d'une entité.

Normes comptables

Modification de méthodes comptables

IFRS 16, Contrats de location

En janvier 2016, l'IASB a publié l'IFRS 16, « Contrats de location », qui remplace l'IAS 17, « Contrats de location », l'IFRIC 4, « Déterminer si un accord contient un contrat de location » ainsi que plusieurs autres interprétations sur les contrats de location. L'IFRS 16 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019.

La Société a appliqué l'IFRS 16 au moyen de l'approche rétrospective modifiée, par conséquent, les informations comparatives n'ont pas été retraitées et continuent d'être présentées selon l'IAS 17 et l'IFRIC 4. Les méthodes comptables appliquées selon l'IAS 17 et l'IFRIC 4 sont présentées séparément si elles diffèrent de celles appliquées selon l'IFRS 16 et l'incidence des changements de méthodes est présentée ci-après.

La Société loue principalement des terrains et des bâtiments. Les modalités des contrats de location sont négociées individuellement et sont très variées. Les contrats de location de terrain sont généralement conclus pour la durée du contrat de vente d'énergie ou pour une période plus longue et peuvent contenir des options de prolongation et de résiliation. Ces options sont utilisées en vue de maximiser la flexibilité opérationnelle de la Société aux fins de la gestion des contrats de location. La majorité de ces options ne peuvent être exercées qu'au gré de la Société. Les contrats de location ne comportent pas de clauses restrictives, toutefois, certains biens loués peuvent être affectés en garantie à des fins d'emprunt.

Exceptions à l'application de l'IFRS 16

La Société a choisi de ne pas se prévaloir des exemptions relatives à la comptabilisation des contrats de location à court terme ou de faible valeur au moment de la transition à l'exception des contrats de location d'immobilisations incorporelles. Cette exemption permet de ne pas comptabiliser d'actifs au titre du droit d'utilisation et d'obligations locatives. La Société pourrait cependant, dans l'avenir, se prévaloir de ces exemptions pour chacun de ses contrats sur une base distincte.

Incidence de la transition à l'IFRS 16

Les actifs au titre du droit d'utilisation associés aux contrats de location de terrain des projets principaux ont été évalués de manière rétrospective comme si la nouvelle norme avait toujours été appliquée. Les autres actifs au titre du droit d'utilisation ont été initialement évalués au montant de l'obligation locative, ajusté pour tenir compte de tous les paiements de loyers payés d'avance ou à payer ou d'autres passifs non courants relatifs aux contrats de location qui avaient été comptabilisés dans l'état de la situation financière au 31 décembre 2018.

À l'adoption de l'IFRS 16, la Société a comptabilisé des obligations locatives à l'égard de contrats de location qui étaient antérieurement classés en tant que « contrats de location simple » selon les principes énoncés dans l'IAS 17. Ces obligations locatives ont été évaluées à la valeur actualisée des paiements de loyers restants, calculée à l'aide du taux d'emprunt marginal de la Société au 1^{er} janvier 2019. Le taux moyen pondéré appliqué est de 3,75 %.

En ce qui concerne les contrats de location qui étaient classés en tant que contrats de location-financement, la Société a comptabilisé la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation et de l'obligation locative immédiatement avant la date de transition comme la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation et de l'obligation locative à la date de la première application.

Rapprochement de l'état consolidé de la situation financière au 1^{er} janvier 2019

Le tableau ci-dessous présente l'effet de la transition à l'IFRS 16 sur l'état consolidé de la situation financière au 1^{er} janvier 2019 :

(en millions de dollars canadiens)	Chiffres présentés au 31 décembre 2018	Effet de la transition à l'IFRS 16	Après la transition au 1 ^{er} janvier 2019
ACTIF			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	157	—	157
Encaisse affectée	96	—	96
Comptes à recevoir et autres débiteurs	142	—	142
Autres actifs courants	27	(2)	25
ACTIFS COURANTS	422	(2)	420
Immobilisations corporelles	2 918	(52)	2 866
Actifs au titre du droit d'utilisation	—	242	242
Immobilisations incorporelles	798	—	798
Goodwill	195	—	195
Participations dans des Coentreprises et entreprises associées	279	(4)	275
Autres actifs financiers non courants	137	—	137
Autres actifs non courants	15	—	15
ACTIFS NON COURANTS	4 342	186	4 528
TOTAL DE L'ACTIF	4 764	184	4 948
PASSIF			
Fournisseurs et autres créditeurs	142	—	142
Part à moins d'un an des emprunts	414	—	414
Part à moins d'un an des obligations locatives	—	10	10
Autres passifs financiers courants	8	—	8
PASSIFS COURANTS	564	10	574
Emprunts	2 857	(1)	2 856
Obligations locatives	—	197	197
Déventures convertibles	140	—	140
Passif d'impôts différés	158	(3)	155
Passif relatif au démantèlement	69	—	69
Autres passifs financiers non courants	45	—	45
Autres passifs non courants	24	(6)	18
PASSIFS NON COURANTS	3 293	187	3 480
TOTAL DU PASSIF	3 857	197	4 054
CAPITAUX PROPRES			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	876	(9)	867
Part des actionnaires sans contrôle	31	(4)	27
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	907	(13)	894
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	4 764	184	4 948

À l'adoption de l'IFRS 16, la Société a utilisé les mesures de simplification suivantes permises par la norme :

- appliquer un taux d'actualisation unique à un portefeuille de contrats de location présentant des caractéristiques relativement similaires ;
- exclure les coûts directs initiaux de l'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation ;
- utiliser des connaissances acquises a posteriori pour déterminer la durée d'un contrat de location qui contient des options de prolongation ou de résiliation ;
- ne pas appliquer l'IFRS 16 aux contrats qui n'ont pas été reconnus comme contenant un contrat de location en application de l'IAS 17 et de l'IFRIC 4.
- utiliser l'évaluation faite en appliquant l'IAS 37 - *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*, au 31 décembre 2018, pour déterminer si des contrats sont déficitaires au lieu d'effectuer un test de dépréciation des actifs au titre du droit d'utilisation.

Avant l'adoption de l'IFRS 16, les engagements minimaux de la Société découlant de contrats de location simple totalisaient 209 M\$ au 31 décembre 2018. Le taux d'actualisation moyen pondéré appliqué au total des obligations locatives comptabilisées lors de la transition était de 3,75 %. L'écart entre le total des paiements minimaux au titre de la location présenté à la note 28 des états financiers consolidés annuels de la Société au 31 décembre 2018 et le total des obligations locatives comptabilisées au 1^{er} janvier 2019 est attribuable :

- à l'inclusion des paiements de loyers au-delà des engagements minimaux ayant trait à des périodes de renouvellement ou à des options de prolongation non encore exercées au 31 décembre 2018 et pour lesquelles il existe une certitude raisonnable ;
- partiellement contrebalancé par :
 - la réévaluation des hypothèses d'inflation considérées dans les engagements minimaux au 31 décembre 2018 ;
 - l'incidence de l'actualisation sur les paiements minimaux au titre de la location ; et
 - certains coûts auxquels la Société est liée par un engagement contractuel en vertu de contrats de location, mais qui ne peuvent être comptabilisés en tant qu'obligations locatives, tels que les paiements de loyers variables qui ne sont pas fonction d'un indice ou d'un taux.

Incertitude relative aux traitements fiscaux

En juin 2017, l'IASB a publié l'IFRIC 23, « Incertitude relative aux traitements fiscaux ». Cette interprétation précise que si l'entité détermine qu'il est probable que l'administration fiscale accepte le traitement fiscal incertain, elle doit déterminer le résultat fiscal en fonction du traitement fiscal qu'elle applique ou prévoit appliquer dans sa déclaration fiscale. En revanche, s'il n'est pas probable que l'administration fiscale accepte le traitement fiscal incertain, l'entité doit utiliser pour chaque traitement fiscal incertain celle des deux méthodes ci-dessous qui lui semble fournir la meilleure prévision du dénouement de l'incertitude :

- la méthode du montant le plus probable : le montant le plus probable est celui qui, de tout l'éventail de résultats possibles, a la probabilité d'occurrence la plus élevée ;
- la méthode de l'espérance mathématique : l'espérance mathématique est la somme des divers résultats possibles, pondérés par leur probabilité d'occurrence.

La Société a adopté l'IFRIC 23 avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2019, ce qui a donné lieu à des changements de méthodes comptables, mais n'a entraîné aucun ajustement significatif aux montants comptabilisés dans les états financiers consolidés.

Modifications à l'IAS 39, l'IFRS 9 et l'IFRS 7 (Réforme des taux d'intérêt de référence)

En septembre 2019, l'IASB a publié l'exposé-sondage Réforme des taux d'intérêt de référence (projet de modification d'IFRS 9, d'IAS 39 et d'IFRS 7) qui permet de poursuivre la comptabilité de couverture pendant la période d'incertitude qui précède le remplacement des taux d'intérêt de référence existants par des taux d'intérêt alternatifs sans risque. Les modifications seront en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2020 et s'appliqueront aux relations de couverture qui existent au début d'une période de présentation de l'information financière ou qui sont désignés par la suite, et aux profits et aux pertes qui sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global au moment de l'adoption. L'adoption de ces modifications permettra à la Société de maintenir ses relations de couverture actuelles et de supposer que les taux de référence actuels continueront d'exister sans incidence importante sur les états financiers consolidés. Au cours de l'exercice, la Société a adopté par anticipation cette norme modifiée et ce changement n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

Modifications futures de méthodes comptables

IFRS 3, Regroupement d'entreprises

En octobre 2018, l'IASB a publié des modifications à la définition d'une entreprise dans l'IFRS 3, « *Regroupement d'entreprises* ». Ces modifications visent à aider les sociétés à déterminer si une transaction doit être comptabilisée comme un regroupement d'entreprises ou un groupe d'actifs. Les modifications seront en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2020 et s'appliqueront de manière prospective aux acquisitions réalisées au cours des exercices ouverts à partir de sa mise en application. La Société ne prévoit pas que son application aura des incidences importantes.

IAS 1, Présentation des états financiers et IAS 8, Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs

En octobre 2018, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 1, « *Présentation des états financiers* », et à l'IAS 8, « *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs* », afin d'uniformiser la définition du terme « significatif » dans l'ensemble des normes et de clarifier certains aspects de la définition. Ces modifications visent à accroître l'efficacité de la communication dans les états financiers en favorisant une meilleure compréhension des dispositions actuelles et ne devraient pas avoir d'incidence importante sur les jugements portés par l'entité à propos du caractère « significatif » de montants. Les modifications s'appliquent de manière prospective pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2020 et la Société ne prévoit pas que son application aura des incidences importantes.

Cadre conceptuel de l'information financière

En mars 2018, l'IASB a publié un ensemble complet de concepts de l'information financière : le Cadre conceptuel de l'information financière (« *Cadre conceptuel* ») révisé, qui remplace la version précédente. Il permet aux sociétés d'élaborer des méthodes comptables lorsqu'aucune norme IFRS ne s'applique à une transaction en particulier et aide de façon plus générale les parties prenantes à mieux comprendre les normes. Le Cadre conceptuel révisé s'appliquera à compter du 1^{er} janvier 2020 et la Société ne prévoit pas que son application aura des incidences importantes.

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 2019, 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 l'exercice clos le 31 décembre 2019, il n'y a eu aucune modification du CIIF ayant eu une incidence importante ou susceptible d'avoir une incidence sur le CIIF.