

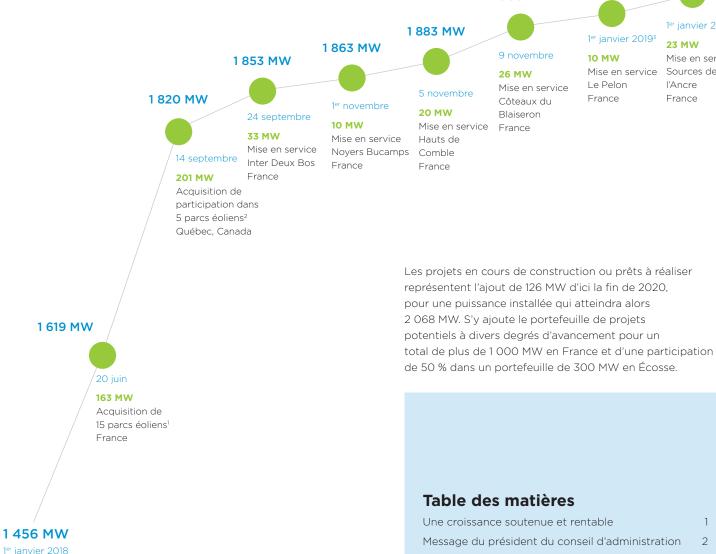
RAPPORT ANNUEL **2018**

UN GAIN RECORD

Boralex atteint un sommet sur le plan de la croissance de la puissance installée, avec un ajout record de

486 MW

au cours d'un seul et même exercice.



1909 MW

9 novembre

Côteaux du

Blaiseron

France

Mise en service

26 MW

1942 MW

1er janvier 20193

Mise en service

Sources de

23 MW

l'Ancre

France

1919 MW

1er janvier 2019³

Mise en service

10 MW

Le Pelon

France

Table des matières

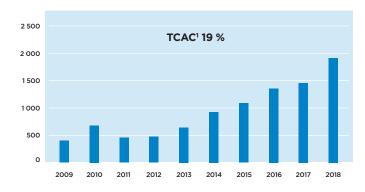
Une croissance soutenue et rentable	1
Message du président du conseil d'administration	2
Message du président et chef de la direction	4
Revue des activités	8
Rapport de gestion	15
États financiers consolidés	83
Faits saillants financiers et hoursiers 2016-2018	1/16

- ¹ Kallista Energy Investment SAS et KE Production SAS.
- ² Invenergy Renewables LLC.
- 3 En raison de restrictions administratives, les contrats pour vente d'énergie des sites Le Pelon et Sources de l'Ancre sont entrés en vigueur le 1er janvier 2019. Toutefois, les sites étaient déjà opérationnels et sont ainsi considérés parmi les mises en service de l'exercice.

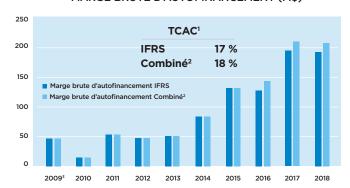
UNE CROISSANCE SOUTENUE ET RENTABLE

Plus que jamais, Boralex se positionne comme un acteur de premier plan du domaine des énergies renouvelables. Les résultats de l'exercice témoignent des retombées de la croissance soutenue de sa base opérationnelle.

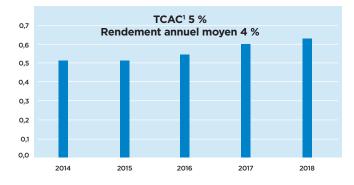
PUISSANCE INSTALLÉE (MW)



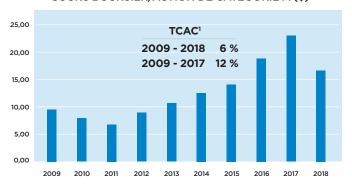
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT (M\$)



DIVIDENDES VERSÉS/ACTIONS (\$)



COURS BOURSIER/ACTION DE CATÉGORIE A (\$)



EN SAVOIR PLUS

Pour les résultats financiers détaillés des trois derniers exercices ainsi que l'information boursière, veuillez vous reporter à la section Renseignements généraux et données financières choisies à la fin du présent rapport.

¹ Taux de croissance annuelle composé.

² Selon le Combiné, les résultats des Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré et des participations acquises d'Invenergy sont traités comme s'ils étaient consolidées proportionnellement (selon la part respective de Boralex allant de 50 % à 59,96 %) plutôt que selon la méthode de la mise en équivalence exigée par les normes IFRS. Voir à cet effet la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

³ Selon la partie V des PCGR du Canada.

UNE POSITION RENFORCÉE

Parmi les meneurs de la transition énergétique

Au terme de l'exercice 2018, Boralex se retrouve en meilleure position plus que jamais comme acteur de premier plan du secteur des énergies renouvelables. Elle a enregistré la plus importante croissance annuelle de son histoire au chapitre de la puissance installée, en s'appuyant sur un modèle d'affaires qui a fait ses preuves au fil des ans : un modèle de croissance rentable assis sur une structure financière saine. Boralex a maintenant la force et la crédibilité nécessaires pour participer pleinement à la transition énergétique en cours.

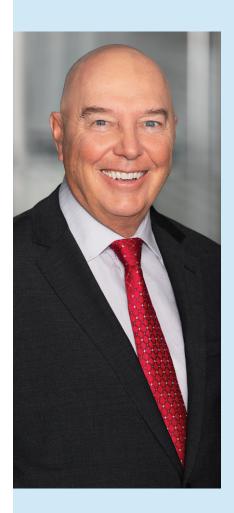
À l'échelle de la planète, les économies développées voient dans les énergies renouvelables l'occasion d'une utilisation davantage responsable des ressources. Stimulée par les progrès technologiques, qui font des énergies éolienne et solaire des avenues de plus en plus avantageuses économiquement, l'industrie diversifie sa base d'investisseurs et devient hautement concurrentielle.

Dans un tel contexte, faire preuve d'agilité, adapter sa stratégie et son modèle d'affaires constituent des impératifs afin de s'ouvrir aux nouveaux marchés, de profiter des avancées technologiques et des occasions de croissance qu'ils présentent. C'est là que les atouts de Boralex peuvent faire la différence : l'agilité et l'expertise de ses équipes, sa crédibilité auprès de toutes les parties prenantes et l'engagement sans faille de ses artisans lui permettent de tirer son épingle du jeu avec son approche intégrée de développeur, maître d'œuvre et exploitant de sites de production.

Le Conseil d'administration soutient les efforts de l'équipe de direction de Boralex afin de mieux la positionner face aux nouveaux défis qui se présentent à elle. Nous visons à l'accompagner avec rigueur et intégrité, en lui partageant notre expertise diversifiée. Au cours de la dernière année, nous avons continué d'actualiser la gouvernance de l'entreprise et d'adapter son environnement de contrôle, notamment en mettant sur pied un nouveau comité au conseil, le Comité d'investissement et de gestion des risques.

Boralex occupe une place de choix sur l'échiquier des énergies renouvelables. Sa capacité à mener à bien ses projets est largement reconnue. En continuant de créer de la valeur pour ses actionnaires et d'œuvrer au bénéfice et en tenant compte des besoins de toutes ses parties prenantes, Boralex s'affirme comme l'un des meneurs de la transition énergétique en cours.







Alain Rhéaume Président du conseil Boralex inc.

Administrateur de sociétés



Lemaire
Président et chef
de la direction
Boralex inc.

Patrick



Alain
Ducharme (2) (4)
Consultant



Edward H. Kernaghan (1) (3)

Conseiller principal en placement Kernaghan & Partners Ltd.

Président Principia Research Inc. et Kernwood Ltd.



Lise Croteau (1) (5)

Administratrice de sociétés



Yves Rheault (4) (5)

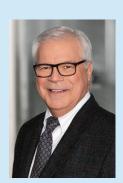
Administrateur de sociétés et consultant



Michelle Samson-Doel (1) (4)

Présidente Groupe Administ Samson-Doel Limitée sociétés

Administratrice de sociétés



Pierre Seccareccia (1)

Administrateur de



Dany St-Pierre (2) (3)

Présidente Cleantech Expansion LLC



Marie Giguère (2) (3)

Administratrice de sociétés



Ghyslain Deschamps (2) (5)

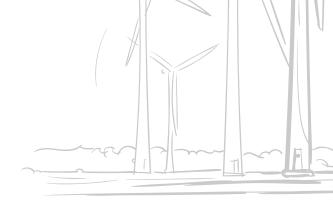
Vice-président exécutif - Bâtiment EBC inc.

- (1) Membre du comité d'audit
- Membre du comité environnement, santé et sécurité
- (3) Membre du comité de nomination et de régie d'entreprise
- (4) Membre du comité des ressources humaines
- (5) Membre du comité d'investissement et de gestion des risques

(()

Je profite de cette occasion pour remercier **Mme Michelle Samson-Doel** et **M. Pierre Seccareccia** qui se retireront du Conseil le 8 mai 2019, à l'occasion de l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de Boralex. Leur contribution a certainement été un appui déterminant à la croissance de l'entreprise.

VISION **ACCOMPLIE**

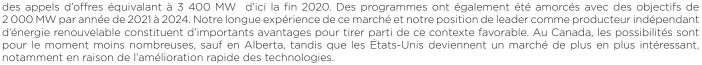


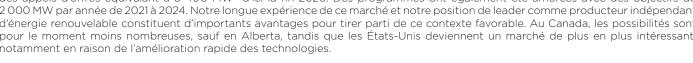
Nous atteindrons la cible de 2 000 MW un an plus tôt que prévu

Au cours de l'exercice 2018, Boralex a fait d'immenses progrès dans la mise en œuvre de sa stratégie de croissance. Nous avons accru notre puissance installée de près de 500 MW, un record qui équivaut à une hausse de 33 % par rapport à l'an dernier. Cet accomplissement comprenait notamment l'intégration de deux acquisitions d'envergure, lesquelles procureront d'importantes synergies opérationnelles, tant au Québec qu'en France. De plus, compte tenu des mises en service prévues pour les prochains mois, nous avons désormais l'assurance d'atteindre la cible de 2 000 MW avant la fin de 2019, un an plus tôt que prévu.

Cette progression a fait en sorte que nous avons terminé l'exercice avec des résultats d'exploitation supérieurs à ceux de l'an dernier : de 14 % (16 %)¹ en ce qui concerne les produits et de 8 % (11 %) pour le BAIIA(A). Autrement dit, les acquisitions et les mises en services ont largement compensé le fait que les conditions climatiques n'ont pas été aussi favorables que ce que nous attendions, principalement du côté des sites éoliens français au printemps et à l'été. La situation est toutefois revenue à des valeurs plus près des normales au cours des derniers mois de l'année. Selon les experts consultés, les écarts observés demeurent conformes aux données historiques. Nous demeurons donc confiants que notre réseau de parcs éoliens français contribuera à véritablement renforcer la performance financière de notre entreprise à moyen et long terme.

En fait, la France demeure un terrain propice pour la croissance de Boralex compte tenu de la volonté des autorités d'accroître la part des énergies renouvelables par rapport à la production globale d'énergie, ce qui devrait notamment se traduire par





Dans le contexte où nous allons atteindre notre cible plus rapidement que prévu et alors que les possibilités de développement évoluent rapidement et sont des plus favorables, nous avons amorcé un processus de mise à jour de notre planification stratégique. Nous envisageons ainsi une diversification sur les plans à la fois géographique et technologique, en examinant les possibilités qui s'inscrivent en continuité avec l'expérience acquise jusqu'à maintenant. Une fois l'exercice d'actualisation de notre stratégie terminé, soit au cours de l'exercice 2019, nous serons en mesure de communiquer nos prochaines cibles.

Je ne saurais compléter le bilan de l'exercice 2018 sans souligner l'apport exceptionnel des équipes qui voient au bon déroulement de nos activités. Nous pouvons compter sur des gens dévoués pour à la fois assurer le fonctionnement optimal des sites en exploitation, développer et intégrer de nouveaux sites, structurer des financements flexibles pour soutenir la croissance, tout en étant à l'affût des occasions qui se présentent sur le marché.

Grâce à ces femmes et à ces hommes, nous avons franchi d'importants jalons une fois de plus cette année. Forts des gains réalisés, nous continuerons d'agir avec rigueur et agilité afin de saisir les occasions qui nous maintiendront sur la voie de la croissance et de la rentabilité.



Président et chef de la direction Boralex inc.

Les chiffres entre parenthèses indiquent les résultats selon le Combiné, par rapport à ceux obtenus selon IFRS. Voir la rubrique Mesures non conformes aux IFRS du Rapport de gestion.





Vice-président, Finances

Marie-Josée Arsenault

Directrice corporative, ressources humaines **Patrick**

Vice-président et directeur général, Boralex Europe

Alain Pouliot Directeur

général. opérations Gabriel Ouellet

Directeur,

biomasse

Patrick

Président et chef de la direction

Directeur TI

Directrice, affaires publiques et communications

Julie

Pascal Hurtubise

Vice-président. chef des affaires juridiques et secrétaire corporatif Hugues Girardin

Vice-président, développement Jean-François Thibodeau

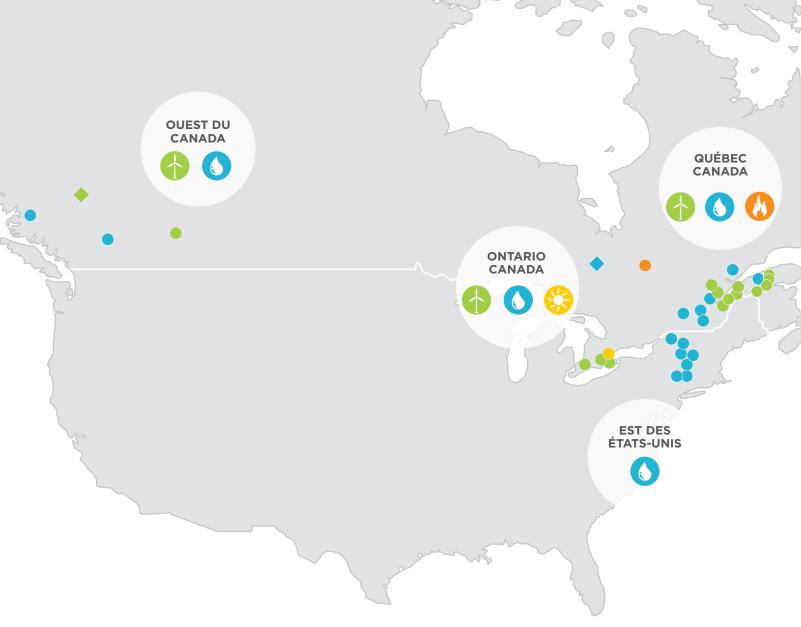
Vice-président, conseiller à la direction

Je suis entouré d'une formidable équipe pour orchestrer et réussir la mise en œuvre de notre stratégie de croissance. Je souhaite la bienvenue à **Bruno Guilmette** à la direction financière; nul doute que sa vaste expérience notamment en matière de gestion financière, d'acquisitions et de financement de projets d'infrastructures à travers le monde contribueront à la progression de Boralex. Bruno prend ainsi le relais du travail mené de main de maître par **Jean-François Thibodeau** au cours des 15 dernières années en matière de gestion financière. Un immense merci Jean-François et bonne retraite!

Patrick Lemaire

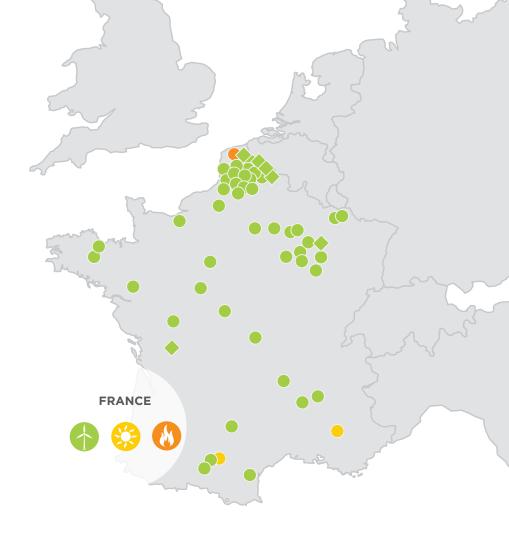


Bruno Guilmette Vice-président et chef de la direction financière



NOUS RENFORÇONS NOTRE COMPÉTITIVITÉ EN CONJUGUANT NOS SYNERGIES GÉOGRAPHIQUES ET SECTORIELLES.













Production par pays en 2018

Total	3 415	4 152
États-Unis	388	388
France	1 530	1 530
Canada	1 497	2 234
En GWh	IFRS	COMBINÉ ¹

- En opération
- En construction/ développement



¹ Voir la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS* du Rapport de gestion.

Plus que jamais les énergies renouvelables

Revue des activités

Comme le démontre le schéma à l'endos de la page couverture, Boralex maintient résolument le cap sur la croissance, ayant ajouté 486 MW à sa puissance installée au cours de l'exercice 2018, une augmentation de 33 %. Les acquisitions et mises en service ont toutes été réalisées dans le secteur éolien, ce qui a permis d'accroître de façon substantielle la base d'actifs de la Société dans ce secteur qui, au 31 décembre 2018, comptait pour 89 % de la puissance installée de Boralex, comparativement à 85 % un an plus tôt.

Compte tenu des projets en cours de réalisation ou en développement, le poids relatif du secteur éolien devrait continuer de gagner en importance au cours des prochains exercices. D'ailleurs, la majorité des projets inscrits au Chemin de croissance vise la mise en service de parcs éoliens pour un ajout de 100 MW d'ici la fin de 2020. C'est sans compter le portefeuille de projets en développement en France, en Écosse et au Danemark, lesquels représentent un ajout potentiel de plus de 1500 MW à la puissance installée.

Cela dit, Boralex demeure attentive aux occasions qui se présentent dans ses autres secteurs d'activité. C'est ainsi qu'au cours du premier semestre 2019, elle procédera à la mise en service d'une première centrale hydroélectrique en Ontario, celle de Yellow Falls (16 MW), en plus de poursuivre ses travaux à la centrale de Buckingham au Québec pour doubler sa puissance en y ajoutant 10 MW.

L'énergie solaire constitue également un secteur qui retient l'attention de Boralex en raison des possibilités qu'il offre comme source d'énergie renouvelable. À la faveur des développements technologiques, ce secteur est de plus en plus attrayant et Boralex s'appuie sur l'expérience acquise avec les sites qui font déjà partie de sa base d'actifs pour éventuellement y consolider sa présence.



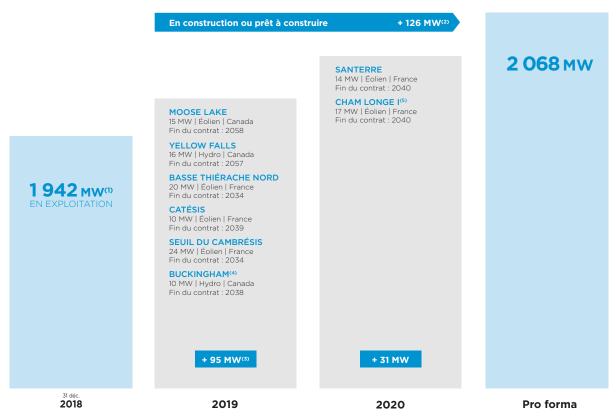
La France, un terrain propice à la croissance

Premier acteur indépendant de l'éolien terrestre en France, Boralex bénéficie d'un solide positionnement pour tirer parti des occasions de croissance qui s'y présentent. Sa longue feuille de route comme développeur, maître d'œuvre et exploitant de parcs éoliens ainsi que sa connaissance approfondie du marché lui permettent de bénéficier du contexte favorable au développement des énergies renouvelables.

C'est ainsi qu'en septembre 2018, dans le cadre du deuxième appel d'offres pour la production d'énergie éolienne terrestre en France, la Société a remporté la plus grande part de la puissance attribuée, soit 49 MW pour les sites de Santerre et Cham Longe I.

En décembre 2018, la Société a également conclu un accord en vue de l'acquisition de la dernière tranche du portefeuille de projets d'Ecotera qui comprend huit parcs éoliens à divers de stades développement pour un total de plus de 100 MW.

CHEMIN DE CROISSANCE 2019-2020



- Octte donnée, ainsi que toutes celles contenues dans le rapport de gestion au 31 décembre 2018, tiennent compte de 100 % des filiales de Boralex dans la mesure où la Société en 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 Rapport annuel 2018, soit 170 MW dans les Coentreprises exploitant les Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré, au Québec, ce qui représente 50 % de la puissance installée totale de 340 MW. S'y ajoutent 201 MW de cinq parcs éoliens au Québec, à la suite de l'acquisition des participations d'Invenergy dans ces sites complétée le 14 septembre 2018.
- (2) France 85 MW | Canada 41 MW
- (3) Hydro 26 MW | Éolien 69 MW
- (4) Projet dont la capacité actuelle est de 10 MW et sera augmentée à 20 MW.
- Projet dont la capacité actuelle est de 18 MW et sera augmentée à 35 MW, avec une durée de contrat majorée de 20 ans par rapport à la date d'échéance initiale de 2020.

Production d'électricité : l'éolien comme vecteur de croissance

Au cours de l'exercice 2018, compte tenu de l'expansion de sa base d'actifs, le secteur éolien s'est avéré le principal vecteur de la croissance de Boralex au chapitre de la production d'électricité. C'est ainsi que la hausse de 9 % par rapport à l'exercice précédent est en majeure partie attribuable à la contribution des sites de production acquis et mis en service.

Si le secteur éolien a connu de meilleures conditions climatiques au cours du premier trimestre 2018 par rapport à l'année précédente, celles-ci se sont quelque peu détériorées au cours des deux trimestres suivants pour revenir vers des valeurs plus normales en fin d'exercice. Si bien que dans l'ensemble, les sites éoliens existants, tant en France qu'au Canada, affichent des volumes de production similaires d'un exercice à l'autre. La situation est différente du côté des centrales hydroélectriques canadiennes et américaines qui ont en général connu de moins bonnes conditions hydrauliques en 2018. Elles ont donc terminé l'exercice avec un volume de production inférieur de 11 % par rapport à 2017. Les produits de la vente d'énergie sont légèrement en hausse pour le secteur thermique et stables pour le secteur solaire par rapport à l'exercice précédent. Pour ces deux secteurs, le BAIIA(A) demeure du même ordre de grandeur d'un exercice à l'autre.

			cembre 018	2018 vs 2017	31 décembre 2017
S	ites éoliens	2 581	(3 318)	+ 17 % (+ 21 %)	2 204 (2 750
) c	entrales hydroélectriques	648	(648)	- 11 % (- 11 %)	729 (729
C	entrales thermiques	166	(166)	-5% (-5%)	173 (173
s	ites solaires	20	(20)	- 10 % (- 10 %)	23 (23
To	otal	3 415	(4 152)	+ 9 % (+ 13 %)	3 129 (3 675

Note : Les chiffres entre parenthèses indiquent les résultats selon le Combiné, par rapport à ceux obtenus selon IFRS. Voir la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS* du Rapport de gestion.



Le développement durable comme principe directeur

En choisissant les énergies renouvelables comme domaine de prédilection, Boralex prend résolument parti en faveur du développement durable. Plus elle étend la portée de ses activités, plus elle est en mesure de participer activement à la transition énergétique en cours, notamment dans une perspective de lutte contre les changements climatiques.

Pour produire de l'électricité, Boralex fait principalement appel à des ressources éoliennes, hydrauliques et solaires. Ainsi, les quelque $3\,415\,GWh$ ($4\,152\,GWh$) 1 d'électricité produits en 2018 ont contribué de façon notable à la réduction des émissions de gaz à effet de serre puisqu'une production équivalente à partir de combustibles fossiles auraient entraîné l'émission de 214 000 tonnes de CO_2^2 . Soulignons par ailleurs que Boralex privilégie le recours à des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, en ce sens qu'elles fonctionnent sans retenue d'eau, ce qui minimise l'impact sur l'environnement.

Faire en sorte de minimiser les répercussions de ses activités sur l'environnement fait aussi partie intégrante de l'approche de Boralex. La protection de la biodiversité, la conservation des habitats, l'utilisation responsable des ressources ainsi que la gestion des matières résiduelles sont prises en compte dès les premières étapes du développement d'un nouveau site et demeurent à l'ordre du jour tout au long de son exploitation.

Partenariat avec l'École nationale supérieure du paysage de France

Le 4 décembre 2018, Boralex a conclu un partenariat avec la Chaire Paysage et Énergie de l'École nationale supérieure de paysage. Ce partenariat vise à faire des projets de Boralex de véritables projets de territoires pour lesquels la concertation autour du paysage constitue un facteur clé de la réussite. Il mènera notamment à l'organisation d'expériences sur le terrain liées aux actions de Boralex, sous la forme d'ateliers pédagogiques, de stages et d'événements publics.

Charte d'approvisionnement responsable

Boralex s'est dotée d'une charte d'approvisionnement responsable qui vise l'établissement de partenariats innovants et des relations mutuellement bénéfiques avec les fournisseurs ainsi que la contribution au développement local.

Conformité aux lois et règlements

En matière de protection de l'environnement, Boralex s'assure de respecter les lois et règlements en vigueur et d'apporter les correctifs requis au besoin. En 2018, elle n'a reçu aucun avis de non-conformité et a entrepris d'apporter les modifications demandées à la suite du signalement de manquements à trois de ses sites.

Reddition de comptes en matière de développement durable

Pour la portion de son rapport annuel qui touche le développement durable, Boralex s'inspire des critères établis par la **GRI** (Global Reporting Initiative) et ceux de la grille **SASB** (Sustainability Accounting Standard Board). Un compte rendu plus détaillé, qui fait référence aux indicateurs de la GRI et de SASB retenus par l'entreprise, sera affiché avec la nouvelle version du www.boralex.com en cours de création.



Partenariat avec WWF France

Depuis 2011, Boralex collabore avec le World Wildlife Fund (WWF) France en vue de la protection des espèces et de leurs habitats dans le contexte du développement du secteur éolien. Ainsi, il s'agit de s'assurer que chaque nouveau site fasse l'objet de mesures préventives bien avant le début des travaux, dans une perspective de transition énergétique responsable sur le terrain.

¹ Les chiffres entre parenthèses indiquent les résultats selon le Combiné, par rapport à ceux obtenus selon IFRS. Voir la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS* du Rapport de gestion.

² Selon les calculs et les hypothèses réalisés par la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal.

L'acceptabilité sociale, un incontournable

La stratégie de croissance de Boralex ne saurait prendre forme sans les efforts nécessaires pour assurer l'acceptabilité sociale de ses installations, tant les sites en exploitation que ceux en développement. Si la Société jouit d'une solide crédibilité compte tenu de son parcours à titre d'acteur de premier plan du domaine des énergies renouvelables, chaque site ou chaque projet demande une attention particulière.

À cet égard, rien n'est laissé au hasard. Boralex veille à déployer les moyens nécessaires pour établir et maintenir des relations les plus harmonieuses possibles avec les communautés où se situent ses sites de production d'énergie en exploitation ou à venir. Par exemple, pour chaque site éolien en exploitation au Québec, un comité de suivi assure le lien entre l'entreprise et la communauté. En Ontario, Boralex fait appel aux journaux régionaux pour rappeler à la population qu'un représentant est disponible pour recevoir leurs commentaires et répondre à leurs questions.

En outre, Boralex entreprend pour chaque projet de développement une démarche de consultation en bonne et due forme : du recensement des parties prenantes aux séances publiques d'information, en passant par des entretiens individuels et la cartographie des différents points de vue. Il s'agit d'un véritable travail de terrain afin que chaque projet soit bien accueilli par les communautés, en toute connaissance de cause.

Acquisition des participations d'Invenergy : une démarche structurée

Au moment d'acquérir les participations d'Invenergy dans cinq parcs éoliens au Québec, Boralex a d'entrée de jeu entrepris une démarche en vue d'établir le contact avec les parties prenantes de chacun d'eux. Dès la levée des restrictions quant au caractère confidentiel de la transaction, des rencontres ont eu lieu afin de leur transmettre l'information à la fois sur la transaction, l'entreprise et sa vision d'affaires. Depuis ces rencontres, plusieurs représentants de Boralex demeurent à leur disposition pour répondre à leurs questions.

Méthode de concertation réalisée à 100 % en interne

Dans le cadre de ses activités de développement, les équipes de Boralex en France s'affairent depuis quelques mois à la conception d'une méthode de concertation réalisée 100 % à l'interne, s'inspirant ainsi des pratiques des équipes en Amérique du Nord. Cette méthode, qui vise à analyser le territoire afin de mieux définir ses besoins et ses attentes aux plans de l'information et de la participation pour ensuite déployer un processus de communication et de concertation adapté, est en phase de déploiement depuis le printemps 2018 sur un projet test dans le département de l'Allier. Déploiement qui se poursuivra sur toute l'année 2019.



Des retombées pour le mieux-être de la collectivité

En mettant en œuvre sa stratégie de croissance, Boralex fait en sorte que ses actions puissent en même temps contribuer au mieux-être des communautés où elle exerce ses activités. Ainsi, les retombées de ses activités prennent diverses formes, qu'il s'agisse de la création d'emplois de qualité lors de la construction et de l'exploitation de ses sites, de l'achat de biens et services auprès de fournisseurs locaux et, dans certains cas, des redevances versées à la collectivité.

Par ailleurs, les dons et commandites demeurent un moyen privilégié pour bonifier son action en faveur d'une meilleure qualité de vie au sein des communautés. Sa politique à cet égard comprend quatre volets : les activités sociocommunautaires, l'environnement, l'éducation et l'engagement bénévole des employés. En 2018, Boralex a soutenu de nombreux organismes au Canada, aux États-Unis et en France pour une contribution totale d'environ 883 000 \$ (935 000 \$)¹, soit une augmentation de près de 52 % (51 %) par rapport aux contributions financières octroyées au cours de l'exercice financier de 2017 qui s'élevaient à 583 000 \$ (620 000 \$).

Retombées économiques des activités de Boralex (en millions de \$ canadiens)1

	2018	2018 vs 2017	2017
Salaires et avantages sociaux	40	+ 17 %	30
Investissements en immobilisations	282	+ 22 %	231
Versements en impôts et taxes	3	+ 47 %	2

Au cours de l'année 2018, il n'y a eu aucune annulation de commandes d'éoliennes en France ni au Canada.

Soutenir le développement des connaissances

Au Québec, Boralex a conclu des partenariats avec diverses institutions d'enseignement universitaires dans une perspective de développement des connaissances, en lien notamment avec les énergies renouvelables. C'est ainsi qu'elle remet chaque année une bourse pour soutenir un projet étudiant de chacune des facultés de génie de l'Université de Sherbrooke et de l'Université du Québec à Rimouski (UQAR). Elle appuie également la campagne Un modèle de réussite de l'Université Bishop portant sur le développement durable de même qu'elle offre un soutien financier au club de la voiture solaire Éclipse de l'École de technologie supérieure ainsi qu'à l'Équipe de Structure de l'Université Laval. Sans oublier le partenariat avec la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal.

Promotion de la vie rurale

En France, Boralex s'associe au Centre d'initiatives pour valoriser l'agriculture et le milieu rural (CIVAM) Ardèche qui regroupe des partisans de l'agriculture biologique et d'un monde rural vivant et solidaire. Elle soutient leur initiative nommée « Envie verte » pour promouvoir les métiers de la ferme et la production locale, en partant du principe que l'agriculture biologique favorise le renouveau rural et la revalorisation du territoire.

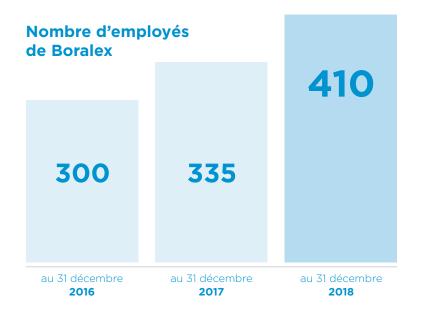
¹ Chiffres en Combiné. Voir la rubrique Mesures non conformes aux IFRS du Rapport de gestion.

La force de l'équipe au cœur de la réussite

Boralex reconnaît que le savoir-faire, l'expertise et l'engagement de ses employés constituent sa principale force pour poursuivre sur la voie de la croissance. Ses différentes équipes sont constamment à l'œuvre pour tirer pleinement avantage de son modèle unique et intégré de développeur, de maître d'œuvre et d'exploitant du domaine des énergies renouvelables. Elles affichent une solide feuille de route lorsqu'il s'agit d'entretenir de bonnes relations avec les communautés, élus, institutions financières et autres parties prenantes, de faire preuve d'agilité pour saisir les occasions de développement qui se présentent, de réaliser un projet selon les paramètres prescrits ou encore de maximiser les synergies quant à l'exploitation des installations existantes.

Boralex s'est également dotée d'un **Code d'éthique** qui établit la norme et les attentes que la Société a envers tous ses employés, consultants et administrateurs lorsqu'ils représentent la Société. Une ligne téléphonique et un site web ont d'ailleurs été mis sur pied et des annonces à ce sujet ont été faites auprès des publics concernés par l'entremise des différents canaux de communication.

Plus l'entreprise grandit, plus Boralex est en mesure d'offrir un environnement de travail stimulant, et plus son pouvoir d'attraction comme employeur de premier choix est grand. C'est ce qui lui permet de recruter et de maintenir le personnel qualifié dont elle a besoin pour aller de l'avant.



Principes de l'Équateur et Déclaration universelle des droits de l'homme

En adhérant à ces normes et principes reconnus mondialement, Boralex s'engage à promouvoir une culture d'inclusion et de respect au travail. C'est ainsi qu'elle respecte et suit toutes les lois et tous les règlements en vigueur afin d'assurer un traitement juste et équitable des employés de même qu'un milieu de travail exempt de harcèlement, d'intimidation et de discrimination.

Une préoccupation de tous les instants : la santé et sécurité

La formation et la sensibilisation des employés quant aux comportements à adopter ainsi que les mesures pour assurer la sécurité en milieu de travail demeurent un incontournable pour Boralex. C'est ainsi qu'elle obtient des résultats au chapitre de la santé et sécurité au travail qui se comparent avantageusement à la moyenne de l'industrie.

	2018	2017
Heures travaillées	700 000	680 000
Accidents avec arrêt de travail	1	1
Taux d'accidents avec arrêt de travail*	3,0	10,0

*Selon le principe américain OSHA 300, le taux d'accidents avec arrêt de travail correspond au nombre d'absences pour chaque tranche de 200 000 heures travaillées, divisé par les heures travaillées par 100 employés. Ainsi, un taux de 1 signifie qu'un employé sur 100 a été impliqué dans un accident avec arrêt de travail au cours de l'exercice.

Au Québec, les six centrales hydroélectriques n'ont enregistré aucun accident avec arrêt de travail pour une quatrième année consécutive.



En mai 2018, Boralex a emménagé dans ses nouveaux bureaux de Montréal à la Maison Manuvie. Cet immeuble répond aux critères de la certification LEED* NE Or - la norme environnementale pour l'industrie de l'immobilier en Amérique du Nord. Les employés ont participé activement au processus d'élaboration des plans pour s'assurer d'un environnement de travail stimulant et convivial, qui favorise à la fois la collaboration et le bien-être de tous.



Rapport de gestion

Au 31 décembre 2018

Table des matières

PROFIL ET FAITS SAILLANTS	17
ABRÉVIATIONS ET DÉFINITIONS	19
COMMENTAIRES PRÉALABLES	20
DESCRIPTION DES ACTIVITÉS	22
I - STRATÉGIE DE CROISSANCE	
STRATÉGIE DE CROISSANCE ET DÉVELOPPEMENTS DES TROIS DERNIERS EXERCICES	23
PERSPECTIVES ET OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT	27
II - ANALYSE DES RÉSULTATS ET DE LA SITUATION FINANCIÈRE	
SAISONNALITÉ	34
INFORMATION ANNUELLE CHOISIE ET FAITS SAILLANTS FINANCIERS	37
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS DE LA PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2018	39
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2018	42
REVUE DES SECTEURS D'ACTIVITÉ POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2018	45
SITUATION DE TRÉSORERIE	48
SITUATION FINANCIÈRE	50
RÉPARTITIONS SECTORIELLE ET GÉOGRAPHIQUE DES RÉSULTATS DES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2018 ET 2017	54
MESURES NON CONFORMES AUX IFRS	56
III - AUTRES ÉLÉMENTS	
INSTRUMENTS FINANCIERS	63
ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS	64
FACTEURS DE RISQUE	69
FACTEURS D'INCERTITUDE	76
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 sa diversification acquises depuis près de 30 ans.

Les actions et les débentures convertibles de Boralex sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous les symboles BLX et BLX.DB.A. Au 31 décembre 2018, la Caisse de dépôt et placement du Québec, l'un des investisseurs institutionnels les plus importants au Canada, détenait 19,9 % des actions en circulation de Boralex.

Faits saillants

Pour les périodes de trois mois closes le 31 décembre

	IFRS		Combiné ⁽¹⁾	
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017	2018	2017
Production d'électricité (GWh)	1 065	871	1 389	1 042
Produits de la vente d'énergie	145	129	178	147
BAIIA(A)(1)	98	93	121	104
Marge du BAIIA(A) ⁽¹⁾	68 %	72 %	68 %	70 %
Résultat net	6	28	6	28
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	6	26	6	26
Par action (de base)	0,06 \$	0,34 \$	0,06 \$	0,34 \$
Par action (dilué)	0,06 \$	0,32 \$	0,06 \$	0,32 \$
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	23	17	52	27
Marge brute d'autofinancement(1)	71	69	84	80

Pour les exercices clos le 31 décembre

	IFRS		Combiné ⁽¹⁾	
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017	2018	2017
Production d'électricité (GWh)	3 415	3 129	4 152	3 675
Produits de la vente d'énergie	471	414	549	473
BAIIA(A) ⁽¹⁾	298	276	354	319
Marge du BAIIA(A) ⁽¹⁾	63 %	67 %	64 %	67 %
Résultat net	(44)	10	(44)	10
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	(36)	22	(36)	22
Par action (de base et dilué)	(0,45) \$	0,29 \$	(0,45) \$	0,29 \$
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	202	145	235	162
Marge brute d'autofinancement(1)	192	195	208	210

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

Combiné - Mesure non conforme aux IFRS

Le combiné (« Combiné ») présenté ci-dessus et ailleurs 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 % 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.). Veuillez consulter la rubrique Mesures non conformes aux IFRS pour de plus amples renseignements. Il est important de noter que la méthode de calcul décrite ici est identique à celle qui était utilisée au 31 décembre 2017 et auparavant pour établir les données identifiées comme Consolidation proportionnelle dans les rapports de gestion précédents.

Abréviations et définitions

Par ordre alphabétique

AESO Alberta Electricity System Operator

BAIIA Bénéfice avant impôts, intérêts et amortissement

BAIIA(A) Bénéfice avant impôts, intérêts et amortissement ajusté pour tenir compte des autres éléments

Caisse de dépôt et placement du Québec

CDR 2016 Complément de rémunération 2016

CIIF Contrôle interne à l'égard de l'information financière

CPCI Contrôles et procédures de communication de l'information financière

Cube Cube Energy SCA

DM I et DM II Énergie Éolienne Des Moulins S.E.C.

EDF Électricité de France

GWh Gigawatt-heure **HQ** Hydro-Québec

IESO Independent Electricity System Operator

IFER Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux (France)

IFRS Normes internationales d'information financière

Invenergy Invenergy Renewables LLC

IPC Indice de prix à la consommation

Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global

JVRN Juste valeur par le biais du résultat net

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

NMPC Niagara Mohawk Power

NRWF Niagara Region Wind Farm

Participations Participations dans des Coentreprises et entreprises associées

PCGR Principes comptables généralement reconnus

REP Renewable Electricity Program

Roncevaux Énergie Éolienne Roncevaux S.E.C.

SDB I Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3

SDB II Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 4

Six Nations Six Nations of the Grand River

Cible financière BAIIA estimé sur la base de l'hypothèse que l'ensemble des sites en exploitation à la fin de l'exercice

étaient en exploitation pour toute la durée de l'exercice.

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 2018 par rapport aux périodes correspondantes de 2017, sur les flux de trésorerie de l'exercice clos le 31 décembre 2018 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2017, de même que sur la situation financière de la Société au 31 décembre 2018 par rapport au 31 décembre 2017. 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 2018.

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 disponibles sur les sites Internet 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 28 février 2019, 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 qui représentent les PCGR du Canada de la Partie I du manuel de CPA Canada. Les états financiers inclus dans le présent rapport de gestion ont été dressés selon les IFRS applicables à la préparation des états financiers, IAS 1, « Présentation des états financiers » et présentent des données comparatives à 2017.

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 du BAIIA (A) », « marge brute d'autofinancement », « coefficient d'endettement net », « flux de trésorerie discrétionnaires », « ratio de distribution » et « dividendes versés par action ordinaire » pour évaluer la performance d'exploitation de ses installations. Tel que décrit précédemment, la Société présente aussi l'information sous la forme d'un Combiné qui intègre sa part des états financiers des Participations. Ces termes sont définis à la rubrique Mesures non conformes aux IFRS.

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.

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 liés à l'exploitation et à 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», «à 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 28 février 2019.

Ces renseignements prospectifs comprennent des énoncés sur le modèle d'affaires et la stratégie de croissance de la Société, les projets de production d'énergie éolienne et d'autres sources d'énergies renouvelables en portefeuille 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 de Boralex ou ceux qu'on prévoit obtenir dans le futur, les résultats financiers prévus de la Société, la situation financière future, les objectifs ou cibles de puissance installée ou de croissance des méaawatts, incluant ceux formulés dans le cadre du Chemin de croissance de la Société, les perspectives de croissance, les stratégies et les plans d'affaires 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 aui sont exprimés par ces énoncés prospectifs.

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 hypothèses posées quant à la situation dans le secteur et à la conjoncture économique en général; les hypothèses posées quant aux marges du BAllA(A). 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-entendus dans ces déclarations, ou pourraient avoir une incidence sur le degré de réalisation d'une information financière prospective particulière. 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, mais non de façon limitative, 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, les réglementations 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 qui sont décrits dans les rubriques Perspectives et objectifs de développement, Facteurs de risque et d'incertitude, lesquelles sont présentées dans le présent rapport annuel de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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 soient faites. Aucune assurance ne peut être donnée quant à la concrétisation des résultats, du rendement ou des réalisations, tels qu'ils sont formulés ou sous-entendus dans les déclarations prospectives. Le lecteur est donc prié de ne pas accorder une confiance exagérée à ces déclarations prospectives. À moins d'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

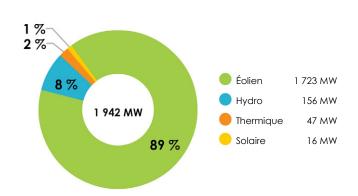
Boralex est une société canadienne qui exerce ses activités dans le domaine de l'énergie renouvelable. À ce titre, avec l'appui d'un effectif de plus de 410 personnes, elle développe, construit et exploite des installations pour la production d'électricité au Canada, en France, aux États-Unis et au Royaume-Uni. Au 31 décembre 2018, elle comptait une base d'actifs d'une puissance installée sous sa gestion de 1 942 MW⁽¹⁾. Les projets d'aménagement de sites en cours représentent 126 MW additionnels, lesquels entreront en service d'ici la fin de 2020. Les graphiques ci-dessous illustrent la composition du portefeuille énergétique en exploitation de la Société au 31 décembre 2018.

Répartition sectorielle

Le secteur **éolien** compte pour la grande majorité (89 %) de la puissance installée. Des projets sont en cours de développement et de construction pour l'ajout de 100 MW d'ici la fin de 2020.

Les 15 centrales **hydroélectriques** de la Société comptent pour 8 % de la puissance installée. Une 16° centrale (16 MW) est prévue entrer en service au premier semestre 2019 en Ontario tandis que les travaux sont en cours pour une augmentation de puissance de 10 MW en 2019 à la centrale de Buckingham, au Québec.

Deux centrales **thermiques** (2%) et trois sites d'énergie **solaire** (1%) complètent le portefeuille de l'entreprise.

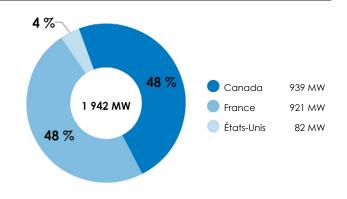


Répartition géographique

Au **Canada**, Boralex est active dans quatre secteurs de production: éolien, hydroélectrique, thermique et solaire. Cela dit, l'éolien compte pour la plus grande part de la production avec une puissance installée sous son contrôle de 829 MW; 15 MW sont en cours de développement.

En **France**, la puissance installée de Boralex est en grande majorité composée de sites éoliens pour un total de 894 MW, ce qui en fait le premier acteur indépendant d'énergie éolienne terrestre au pays. À ces sites éoliens s'ajoutent une centrale de cogénération au gaz naturel et deux sites d'énergie solaire. Des projets sont en cours de développement pour l'ajout de 85 MW.

Aux **États-Unis**, la Société exploite sept centrales hydroélectriques dans le Nord-Est du pays.

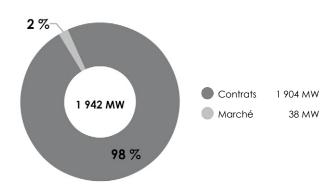


Répartition des sources des produits de la vente d'énergie

La quasi-totalité (98 %) 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 des installations représentant 212 MW (11 % de la puissance installée ou 8 % de la production annualisée) verront leurs contrats arriver à échéance d'ici décembre 2023. Si de nouveaux contrats ne sont pas négociés d'ici là, leur énergie sera alors vendue au prix du marché.

La durée résiduelle moyenne pondérée de ces contrats est de **13 ans**.



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 la mesure où Boralex détient le contrôle. De plus, elles tiennent compte de la part de Boralex dans le 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 392 MW.

Stratégie de croissance et développements des trois derniers exercices

Stratégie de croissance

Boralex met en œuvre une stratégie visant à assurer une croissance financière supérieure, équilibrée et durable. Cette stratégie s'appuie sur le développement de ses actifs, sur des sources de revenus et de flux de trésorerie accrus, en même temps que sur la diminution de ses risques d'affaires.

Les principaux volets de cette stratégie sont :

 l'acquisition, le développement et l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable assujettis à des contrats de vente d'énergie à long terme, à prix déterminés et indexés, ou encore, à être déposés dans le cadre d'appels d'offres compétitifs;

La presque totalité des actifs de Boralex sont assujettis à de tels contrats. Compte tenu d'une durée résiduelle moyenne pondérée de **13 ans**, la Société bénéficie d'entrées de fonds relativement prévisibles à long terme, abstraction faite de la variation des conditions climatiques et autres facteurs hors de son contrôle.

Mentionnons que dans un contexte de plus en plus concurrentiel en France et compte tenu d'une transition de contrats à long terme et à prix fixes vers un système d'appels d'offres, la présence sur le terrain d'équipes de développement de Boralex depuis près de 20 ans a permis d'agir de façon proactive pour repérer et sécuriser d'excellents sites quant aux ressources de vent et aux droits fonciers. Ces acquis constituent aujourd'hui un avantage concurrentiel important.

 une discipline financière visant à offrir à long terme des rendements excédentaires au coût en capital de la Société, en particulier dans ses secteurs d'expertise que sont l'éolien, l'hydroélectrique et le solaire;

Au cours de la dernière décennie, le poids relatif des secteurs éolien, hydroélectrique et solaire réunis a doublé pour atteindre 98 % de la puissance installée de Boralex au 31 décembre 2018. Cette forte croissance dans des technologies porteuses de l'industrie de l'énergie renouvelable résulte du déploiement du capital obtenu de la vente d'actifs non stratégiques et de l'utilisation du levier financier de la Société dans ces technologies offrant des rendements plus prometteurs. Le secteur éolien a connu une croissance particulièrement élevée au cours des dernières années, tant au Canada qu'en France, qui offre toujours un potentiel de développement important. L'éolien compte maintenant pour 89 % de la puissance installée de Boralex. En ce qui concerne l'énergie solaire, Boralex compte trois sites de production et demeure attentive aux possibilités de développement dans ce créneau où la technologie évolue rapidement; les coûts de production y sont en constante diminution. Du côté de l'hydroélectricité, la Société reste à l'affût d'occasions pour l'établissement de nouveaux sites ou pour l'augmentation de la puissance de sites existants.

 la concentration des efforts de développement principalement en Amérique du Nord et en Europe.

Les actions entreprises au cours des derniers exercices ont permis de renforcer le positionnement de la Société au Canada et en France, chaque pays comptant pour 48 % de la puissance installée. Par ailleurs, le partenariat conclu en octobre 2017 avec la société britannique Infinergy permettra à Boralex de solidifier ses assises au Royaume-Uni, notamment en Écosse où les conditions climatiques sont réputées favorables au secteur éolien et où les objectifs à l'égard du développement des énergies renouvelables sont très ambitieux. Ce partenariat constitue un solide avantage sur le plan de la diversification géographique.

La Société estime que les principales retombées financières de sa stratégie de croissance sont :

- une amélioration structurelle de la marge d'exploitation compte tenu du poids plus important des secteurs les plus rentables;
- une plus grande stabilité à moyen et long terme des résultats et des liquidités générées par l'exploitation, grâce aux contrats de vente à long terme, à l'appariement des dates d'échéance des emprunts liés aux divers sites de production avec celles de leurs contrats de vente d'énergie, ainsi qu'à une diversification géographique accrue des actife:
- le maintien d'une saine situation de trésorerie et d'un endettement raisonnable grâce à l'importance des fonds générés par l'exploitation et à une série de transactions financières procurant plus de flexibilité et de solidité;
- l'instauration d'un dividende à partir de 2014, lequel a été majoré à quatre reprises par la suite; incluant une augmentation du dividende déclaré de l'ordre de 10 % depuis le début de l'exercice 2018, ce qui témoigne de la solide croissance des dernières années et de la confiance de la Société à l'égard de ses perspectives de développement.

Tenant compte du dividende, le rendement total offert aux actionnaires (sous hypothèse du réinvestissement de leur dividende) depuis le début de 2013 est de l'ordre de 117 %, ce qui, jumelé à l'émission de nouvelles actions, a contribué à hausser la capitalisation boursière de la Société à 1,5 G\$ au 31 décembre 2018.

Développements des trois derniers exercices

Acquisitions et mises en service

Le tableau ci-dessous fait état de l'ensemble des acquisitions et mises en services de sites **éoliens**, pour un total de 847 MW réalisées par la Société au cours des trois derniers exercices, ce qui porte la puissance installée à 1 942 MW au 31 décembre 2018, une augmentation de 77 % par rapport au début de l'exercice 2016.

Nom du projet	Date ⁽¹⁾	Puissance totale (MW)	Pays	Durée du contrat d'énergie	Propriété (%)
Touvent	1 ^{er} août	14	France	15 ans / EDF	100
Port Ryerse	9 décembre	10	Canada	20 ans / IESO	100
Oldman	15 décembre	4	Canada	Marché	52
Plateau de Savernat	23 décembre	12	France	15 ans / EDF	100
2016		+ 40 MW		Puissance insta	llée : 1 135 MW
NRWF	18 janvier	230	Canada	20 ans / IESO	Note(2)
Plateau de Savernat II	21 mars	4	France	15 ans / EDF	100
Voie des Monts	10 juillet	10	France	15 ans / EDF	100
Mont de Bagny	1 ^{er} août	24	France	15 ans / EDF	100
Artois	21 novembre	23	France	15 ans / EDF	100
Chemin de Grès	6 décembre	30	France	15 ans / EDF	100
2017		+ 321 MW		Puissance insta	llée : 1 456 MW
Kallista ⁽³⁾	20 juin	163	France	15 ans / EDF ⁽⁴⁾	Note ⁽⁵⁾
DM I, DM II, LP I, LP II et Roncevaux	14 septembre	201	Canada	Note(6)	Note ⁽⁷⁾
Inter Deux Bos	24 septembre	33	France	15 ans / EDF	100
Noyers Bucamps	1er novembre	10	France	15 ans / EDF	100
Hauts de Comble	5 novembre	20	France	15 ans / EDF	100
Côteaux du Blaiseron	9 novembre	26	France	15 ans / EDF	100
Le Pelon	1 ^{er} janvier 2019 ⁽⁸⁾	10	France	15 ans / EDF	100
Sources de l'Ancre	1 ^{er} janvier 2019 ⁽⁸⁾	23	France	15 ans / EDF	100
2018		+ 486 MW		Puissance insta	llée : 1 942 MW

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

L'acquisition du site éolien **NRWF** demeure le fait marquant de l'exercice 2017. Ces installations ont été développées par Enercon et Boralex en collaboration avec Six Nations.

Le 20 juin 2018, Boralex a annoncé la clôture de la transaction visant l'acquisition de Kallista pour une contrepartie en espèces globale pour les actions de 121 M\$ (78 M€) et la prise en charge de dettes-projets d'un montant de 171 M\$ (111 M€). La Société a aussi remboursé un dû à un actionnaire sans contrôle de 78 M\$ (51 M€) qui avait été consenti par Ardian Infrastructure Holding S.à.r.l. à Kallista Energy Investment SAS et un prêt de 8 M\$ (6 M€) pour un total de 86 M\$ (56 M€). Plus précisément, l'acquisition a porté sur :

- 15 parcs éoliens en exploitation totalisant 163 MW, situés en France et dotés de contrats d'une durée de vie moyenne pondérée restante de huit ans ;
- un site éolien de 10 MW en construction, Noyers Bucamps, lequel est entré en service le 1er novembre 2018.
- un portefeuille de projets représentant une puissance de l'ordre de 158 MW incluant des possibilités de renouvellement d'équipement et d'agrandissement des sites existants.

Le 14 septembre 2018, Boralex a conclu les transactions visant l'acquisition des participations d'Invenergy dans cinq parcs éoliens au Québec pour une contrepartie totale en espèces de 216 M\$. La Caisse détenait alors une participation de 52,4 % dans Invenergy; par conséquent, l'acquisition est considérée comme une opération avec une société apparentée. Les sites visés par cette acquisition sont les parcs éoliens **DM I** (136 MW), **DM II** (21 MW) et **LP I** (139 MW) détenus à hauteur de 49 % par la Caisse ainsi que deux parcs communautaires, **Roncevaux** (75 MW) et **LP II** (21 MW) détenus par des régies municipales à hauteur de 50 % et de 40,04 % respectivement. La participation de Boralex dans les projets n'est pas consolidée aux termes des IFRS et a été comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence et l'information est donc présentée sous le Combiné.

^[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⁾ Voir la note Regroupements d'entreprises du présent rapport annuel pour plus de détails sur cette filiale de Boralex.

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

^[5] Boralex détient 100 % des actions de 14 parcs éoliens et 65 % du parc éolien Val aux Moines SAS de 15 MW, tous en exploitation.

⁽⁶⁾ La durée résiduelle moyenne pondérée de ces contrats est de 16 ans à compter de la date d'acquisition.

 ⁽⁷⁾ Voir la note Participations dans des Coentreprises et entreprises associées du présent rapport annuel.
 (8) En raison de restrictions administratives, le contrat de vente d'énergie est entrée en vigueur le 1 et janvier 2019. Par contre, le site était déjà opérationnel et est donc considéré

comme une mise en service de 2018.

Autres développements

2016

Le 8 septembre 2016, la Société a signé une entente de partenariat en vue de la construction du parc éolien **Apuiat** de 200 MW à Port-Cartier (Québec). Ce projet, en collaboration avec la Nation Innue et Système d'énergie renouvelable Canada inc., sera mis en veilleuse pour une durée indéterminée en raison des surplus d'électricité envisagés par Hydro-Québec et le gouvernement du Québec. Cependant, le premier ministre du Québec, François Legault, a déclaré vouloir réaliser ce projet dès que ces surplus seront épuisés.

Le 16 septembre 2016, Boralex a annoncé l'acquisition pour un montant net en espèces de 104 M\$ (70 M€) d'un portefeuille de projets et de terrains visant la construction de parcs éoliens en France et en Écosse (Royaume-Uni) pour une puissance d'environ 200 MW. Cette acquisition permet à la Société de poursuivre son expansion en territoire français tout en lui procurant une base de développement en Écosse, une région particulièrement favorable au développement des énergies renouvelables et pourvue d'un excellent potentiel éolien.

Une autre entente a été conclue le 15 décembre de la même année, ce qui a mené à la création de la société Alberta Renewable Power Limited Partnership détenue par Boralex et par Alberta Wind Energy Corporation. Grâce à ce partenariat, Boralex se positionne avec un partenaire local afin de participer au développement d'énergies renouvelables en Alberta. Au 31 décembre 2018, Boralex détient 55% de la Société.

2017

Le conseil d'administration de la Société a donné le feu vert à six projets prêts à construire pour un total de 142 MW: Côteaux du Blaiseron (26 MW), Hauts de Comble (20 MW), Inter Deux Bos (33 MW), Sources de l'Ancre (23 MW), Seuil du Cambrésis (20 MW) et Basse Thiérache Nord (20 MW). Outre le projet Côteaux du Blaiseron qui est issu de l'acquisition de Boralex Énergie Verte en 2014, tous les autres proviennent du portefeuille d'Ecotera acquis en 2015. En 2018, la puissance du projet Basse Thiérache Nord a été augmentée de 8 MW pour atteindre 20 MW, à la suite de l'approbation du permis modificatif. Dans le même ordre d'idées, la puissance du projet de Seuil du Cambrésis a été majorée de 4 MW pour atteindre 24 MW, à la suite de l'approbation d'un permis modificatif permettant l'ajout d'une turbine.

Le 17 octobre 2017, Boralex et la société britannique Infinergy ont conclu un accord de partenariat en parts égales en vue de la création d'un portefeuille de projets éoliens terrestres d'une puissance estimée à 325 MW. Principalement situés en Écosse, dix projets d'une puissance entre 4 MW et 80 MW sont à différentes étapes de développement : de la phase de prospection aux dernières phases d'évaluation avant leur autorisation complète. Pour l'étape de développement, Boralex et Infinergy se sont engagées à investir un total de 11 M\$ (7 M\$) initialement jusqu'à la fin de 2019. À ce jour, il reste un montant à investir de la part de Boralex de 3 M\$ (2 M\$). La Société détient le contrôle de ces nouvelles entités en vertu d'un droit de vote prépondérant sur les décisions majeures.

Le 7 juillet 2017, le Tribunal administratif de Rennes a prononcé l'annulation des permis de construction du projet des Moulins du Lohan (51 MW) sur la base de son appréciation subjective du risque d'atteinte paysagère à la forêt de Lanouée. La construction du projet a donc été interrompue dans le cadre de ces procédures. La Société a porté cette décision en appel et à la lumière du contexte, de la jurisprudence et des raisons invoquées par le tribunal, elle est d'avis qu'il est plus probable qu'improbable que les permis lui soient restitués. Pour plus de détails, se référer à la section III - Autres éléments, Engagements et éventualités du présent rapport de gestion et à la note Engagements et éventualités des états financiers pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

2018

Le conseil d'administration de Boralex a donné le feu vert à quatre nouveaux projets, trois en France et un au Canada. Ces projets entreront en service entre 2019 et en 2020. Il s'agit des sites :

- Catésis (10 MW) et Santerre (14 MW), deux projets acquis d'Ecotera en 2015 :
- **Buckingham**, une centrale hydroélectrique dont la puissance installée de 10 MW sera augmentée à 20 MW;
- Cham Longe I, un projet éolien dont la puissance installée passera de 17 MW à 35 MW à la suite du renouvellement des éoliennes (« Repowering »).

Il est à noter que les projets de **Santerre** et le renouvellement des éoliennes de **Cham Longe I** ont été retenus dans le cadre de la plus récente série d'appels d'offres en matière d'énergie éolienne terrestre et seront construits selon ce scénario, ce qui signifie qu'ils seront assujettis à des contrats d'achat d'électricité d'une durée de 20 ans.

Le 20 décembre 2018, Boralex a annoncé la conclusion d'un accord en vue de l'acquisition de la dernière tranche du portefeuille de projets d'Ecotera. En vertu de cet accord, la Société se porte acquéreur de huit projets de parcs éoliens à divers stades de développement, pour une puissance totale de plus de 100 MW. La convention d'achat inclut également l'acquisition de l'entité Ecotera qui regroupe une équipe multidisciplinaire possédant une solide expertise en matière de développement de sites éoliens.

Principales transactions financières

2018

Le 29 mars 2018, Boralex a annoncé avoir obtenu une prolongation d'un an, jusqu'au 27 avril 2022 de sa facilité de crédit rotatif de 460 M\$ ainsi que l'ajout d'une clause « accordéon » qui pourrait donner accès à une somme additionnelle de 100 M\$, aux mêmes termes et conditions.

Le même jour, la Société a confirmé un investissement conjoint par la Caisse, actionnaire de la Société, et le Fonds de solidarité FTQ, pour un total de 200 M\$ sous forme de dette subordonnée non garantie venant à échéance le 29 mars 2028, sous réserve de certaines conditions. Ce financement comprend une option de levée d'une deuxième tranche de 100 M\$, laquelle a été tirée le 24 juillet 2018, afin de financer partiellement l'acquisition de Kallista à long terme.

Le 20 juin 2018, la Société a annoncé la signature des conventions visant l'acquisition des participations d'Invenergy dans cinq parcs éoliens du Québec pour 216 M \$. Par la suite, le 11 juillet 2018, elle a complété un placement public de 10 247 650 reçus de souscription au prix unitaire de 20,20 \$, pour un produit brut de 207 M\$ (incluant la levée intégrale de l'option d'allocation accordée aux preneurs fermes). La Société a aussi conclu une convention de souscription en vertu de laquelle la Caisse a fait l'acquisition par voie de placement privé de 2 562 200 reçus de souscription au prix unitaire de 20,20 \$ pour un produit brut de 52 M\$ incluant la levée intégrale de son option d'acquérir des reçus de souscription du placement privé additionnels simultanément proportionnellement à l'exercice de l'option surallocation par les preneurs fermes. Le produit net d'émission d'actions de 250 M\$ a été utilisé principalement pour financer l'acquisition des parcs éoliens et pour combler les besoins généraux du fond de roulement de l'entreprise. À la clôture de l'acquisition des participations d'Invenergy, le 14 septembre 2018, tous les reçus de souscription ont été échangés pour un nombre équivalent d'actions ordinaires de Boralex.

Majoration du dividende

Le dividende versé par Boralex a fait l'objet d'une majoration à quelques reprises depuis son instauration en 2014.

Le 24 février 2016, une première augmentation de 7,7 % avait porté le dividende annuel à 0,56 \$ par action (0,14 \$ par action sur une base trimestrielle). Une autre hausse a été annoncée le 1^{er} février 2017, dans la foulée de l'acquisition de NRWF, soit une augmentation de 7,1 % qui portait le dividende annuel à 0,60 \$ par action (0,15 \$ par action sur une base trimestrielle.

Le 8 mai 2018, le conseil d'administration de Boralex a autorisé une augmentation du dividende de 5 % sur une base annualisée. Ainsi, le dividende annuel est passé de 0,60 \$ à 0,63 \$ par action ordinaire (de 0,1500 \$ à 0,1575 \$ sur une base trimestrielle).

Dans la foulée de l'acquisition des participations d'Invenergy dans cinq parcs éoliens au Québec et compte tenu de la confiance suscitée par les perspectives de la Société, le conseil d'administration a autorisé une deuxième augmentation du dividende annuel en 2018, de 4,8 % cette fois pour le porter de 0,63 \$ à 0,66 \$ par action (ou de 0,1575 \$ à 0,1650 \$ par action sur une base trimestrielle), ce qui s'est traduit par une augmentation du dividende déclaré de 10 % depuis le début de l'exercice. Cette dernière augmentation est entrée en vigueur à la clôture de l'acquisition des participations d'Invenergy dans les sites **DM I, DM II** et **LP I** le 14 septembre 2018.

Les dividendes annuels versés par action ordinaire ont été de :

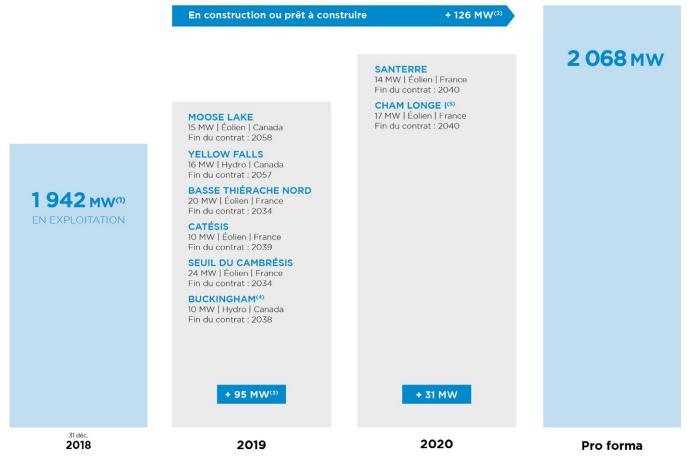
- 0,55 \$ en 2016;
- 0,60 \$ en 2017;
- 0,63 \$ en 2018.

La Société maintient ainsi son objectif de verser un dividende ordinaire qui équivaut à un ratio de distribution entre 40 % et 60 % des flux monétaires discrétionnaires. Au 31 décembre 2018, les flux de trésorerie discrétionnaires s'élevaient à 60 M\$ et le ratio de distribution, à 85 %.

Pour plus d'informations, se référer à la section II - Analyse des résultats de la situation financière - Mesures non conformes aux IFRS.

Perspectives et objectifs de développement

Chemin de croissance⁽¹⁾



- O Cette donnée, ainsi que toutes celles contenues dans le rapport de gestion au 31 décembre 2018, tiennent compte de 100 % des filiales de Boralex dans la mesure où la Société en 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 Rapport annuel 2018, soit 170 MW dans les Coentreprises exploitant les Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré, au Québec, ce qui représente 50 % de la puissance installée totale de 340 MW. S'y ajoutent 201 MW de cinq parcs éoliens au Québec, à la suite de l'acquisition des participations d'Invenergy dans ces sites complétée le 14 septembre 2018.
- (2) France 85 MW | Canada 41 MW
- (3) Hydro 26 MW | Éolien 69 MW
- (4) Projet dont la capacité actuelle est de 10 MW et sera augmentée à 20 MW.
- 69 Projet dont la capacité actuelle est de 18 MW et sera augmentée à 35 MW, avec une durée de contrat majorée de 20 ans par rapport à la date d'échéance initiale de 2020.

Projets en phase de développement

Éolien

Le secteur éolien représente 89 % de la puissance installée de Boralex et demeure son principal vecteur de croissance. Au cours des trois dernières années, Boralex a presque doublé sa base opérationnelle dans ce secteur, à la fois par des acquisitions et par la mise en service de nouvelles installations.

L'expertise et les compétences de son équipe lorsqu'il s'agit de repérer, de développer, de financer, d'aménager et d'exploiter des sites éoliens de qualité supérieure, dont un certain nombre de très grande envergure, constituent un facteur clé de la réussite.

Boralex se distingue également par sa stratégie basée sur deux grands axes géographiques de développement : l'Europe et l'Amérique du Nord. Cette stratégie offre non seulement une diversification des points de vue géographique et climatique, ce qui peut procurer un effet stabilisant sur les résultats, mais elle procure également l'accès à un plus grand éventail de possibilités de croissance et permet de tirer parti des différences entre ses marchés cibles quant à leur évolution.

Exercice 2019

Boralex a entrepris l'exercice 2019 avec un secteur éolien doté d'une puissance installée additionnelle de 486 MW par rapport à un an plus tôt, compte tenu des mises en service et des acquisitions de la dernière année. Ces sites contribueront à sa performance opérationnelle et financière pour toute la durée de l'exercice.

Cette importante augmentation de puissance installée, un record au cours d'un même exercice, permettra à la Société de renforcer sa position à titre de leader de l'industrie, plus particulièrement en France. La Société étant déjà reconnue pour sa solide expertise en matière de développement, de montage financier, de construction, de mise en service et d'exploitation de parcs éoliens, elle bénéficiera ainsi d'une crédibilité accrue, ce qui constitue un solide avantage au moment d'établir des partenariats, de négocier les termes d'un emprunt, de conclure des ententes avec les fournisseurs d'équipements. Sans oublier les synergies opérationnelles liées à l'exploitation des parcs éoliens en service.

Par ailleurs, comme l'indique le Chemin de croissance, Boralex prévoit l'ajout de 6 nouveaux parcs éoliens pour une puissance installée additionnelle de 69 MW en 2019 et de 31 MW en 2020. Tous assujettis à des contrats de vente d'électricité à long terme, à prix fixes et indexés, ces sites contribueront aux résultats de la Société au fur et à mesure de leur mise en service (voir le tableau Sommaire des projets en phase de développement).

Perspectives à moyen et long terme

Évolution du secteur éolien en général

Les progrès technologiques des dernières années ont mené à une importante amélioration de la performance des équipements éoliens. Ainsi, l'énergie éolienne a rejoint les autres modes de production d'électricité utilisés à plus grande échelle (charbon, hydroélectricité, gaz naturel et nucléaire) et affiche des coûts d'exploitation comparables.

Un rapport du U.S. Department of Energy des États-Unis intitulé Wind Vision: A New Era for Wind Power in the United States fait notamment état des avantages de l'énergie éolienne sur les plans tant économique que social et environnemental. Le rapport démontre que le vent pourrait constituer une source viable d'énergie renouvelable dans chacun des 50 États d'ici 2050. En fait, il indique que l'énergie éolienne connait la plus forte croissance comme source d'approvisionnement en énergie nouvelle depuis le début des années 2000 aux États-Unis.

Un autre élément jouera vraisemblablement en faveur du développement de la filière éolienne. La mise au point des technologies pour stocker l'énergie produite permettra de s'affranchir de la problématique liée à la variation des conditions de vent pour offrir un approvisionnement stable et fiable.

De plus, les enjeux liés aux changements climatiques font ensorte que l'opinion publique est de plus en plus favorable à un virage vers les énergies propres et une consommation responsable. Ainsi, plusieurs instances, dont les gouvernements et les investisseurs institutionnels, sont davantage enclines à adopter des mesures en faveur de ce qu'il est maintenant convenu d'appeler la transition énergétique. L'énergie éolienne se positionne comme l'une des options privilégiées pour opérationnaliser cette transition.

Cela dit, comme les progrès technologiques se traduisent par une plus grande accessibilité, le secteur éolien atteint une certaine maturité avec un niveau de risque moindre. Ainsi, les investisseurs sont de plus en plus nombreux à vouloir profiter des avantages qu'il offre sur le plan financier, notamment la possibilité d'en retirer des flux de trésorerie prévisibles et stables. Il en résulte une concurrence toujours plus vive. Les gouvernements sont sensibles à cette situation et adoptent l'approche des appels d'offres pour l'achat d'énergie, ce qui a un effet à la baisse sur les prix offerts par les participants.

Malgré un tel environnement de vive concurrence, la Direction de Boralex est d'avis qu'elle est en bonne position pour tirer parti des possibilités de croissance du secteur éolien. Son expertise reconnue et la solide réputation dont elle jouit dans des marchés clés, dont le Canada et la France, comme développeur et exploitant efficace, constituent des avantages sur lesquels elle entend continuer de s'appuyer pour aller de l'avant.

Évolution des principaux marchés

Amérique du Nord

Au **Canada**, ce sont les gouvernements provinciaux qui définissent les grandes orientations et le plan d'action pour le développement de la filière éolienne. La nature et les modalités des engagements en faveur de l'énergie éolienne diffèrent donc d'une province à l'autre, au même titre que les perspectives de développement. Ainsi, le secteur éolien de provinces comme le Québec et l'Ontario a atteint un certain degré de maturité avec des perspectives de développement à court terme plus limitées alors que d'autres provinces poursuivent leur transition vers une plus grande proportion d'actifs pour la production d'énergies renouvelables.

Au fil des ans, Boralex a été en mesure de tirer parti de la conjoncture canadienne pour bâtir une solide base opérationnelle de 1 190 MW dans le secteur éolien, ce qui la positionne parmi les plus importants producteurs d'énergie renouvelable au Canada. La Société se distingue notamment comme un précurseur de projets réalisés en partenariat avec les collectivités du Québec, d'une part, et les Premières Nations en Ontario, d'autre part.

Au Canada, l'**Alberta** représente le marché qui offre les meilleures perspectives de croissance. L'actuel gouvernement albertain entend abandonner la production d'électricité au charbon d'ici 2030. En vertu du REP, l'AESO prévoit des investissements de plus de 10 G\$ pour le développement d'une puissance installée de l'ordre de 5 000 MW en énergies renouvelables d'ici 2030. Boralex continue de s'appuyer sur son partenariat avec le développeur AWEC pour participer aux appels d'offres lancés dans le cadre du REP et ainsi se tailler une place dans le marché éolien de cette province.

La **Colombie-Britannique** offre aussi des possibilités à long terme, compte tenu d'abondantes ressources éoliennes et de sa proximité avec les marchés du nord-ouest des États-Unis pour l'exportation. Boralex fait une première incursion dans le secteur éolien de cette province avec le site de **Moose Lake**. La mise en service de ce parc éolien, qui devait avoir lieu à la fin de 2018, a été retardée de quelques mois en raison de la défectuosité d'une turbine, une situation hors du contrôle de la Société.

Du côté des **États-Unis**, Boralex entend multiplier les efforts pour tirer parti des occasions offertes par la transition énergétique. Sachant que les politiques énergétiques sont généralement établies par les États plutôt que par le gouvernement fédéral, elle accorde une attention particulière aux États de la Nouvelle-Angleterre et de la Côte Est, où elle est déjà présente avec son réseau de centrales hydroélectriques. De plus, ces États sont populeux et ouverts aux énergies renouvelables. La Société explore notamment des possibilités d'acquisition ou de partenariat avec des développeurs locaux pour y arriver plus rapidement.

Europe

Du côté de l'**Europe**, Boralex continue de faire valoir sa longue expérience à titre de développeur et d'exploitant de parcs éoliens pour y accroître sa présence. L'expertise reconnue de son équipe ainsi que sa solide réputation auprès des institutions financières, des élus, des fournisseurs, des partenaires et des collectivités constituent un réel avantage lorsqu'il s'agit de soumettre et de réaliser un projet éolien.

Depuis près de 20 ans, la France s'avère un terrain fertile pour Boralex grâce à des acquisitions judicieuses de parcs éoliens en exploitation ou en phase de réalisation ou encore au développement d'installations nouvelles de type «greenfield». La Direction estime que ce pays continue d'offrir d'intéressantes occasions de croissance puisqu'il s'est engagé à porter à 26 % d'ici 2020 la part de l'énergie renouvelable par rapport à la production nationale d'électricité, puis à 32 % d'ici 2030. Ceci est d'autant plus vrai depuis que le gouvernement a annoncé son intention de mettre en place des mesures pour accélérer le développement de l'éolien. Il s'agit notamment de favoriser l'acceptabilité sociale par des mesures fiscales qui augmenteront les retombées financières pour les collectivités et de limiter, grâce à la suppression d'un niveau de juridiction, le temps de traitement des projets dont les permis feraient l'objet d'opposition. Selon la Direction de Boralex, cette mesure pourrait à elle seule réduire de deux à trois ans le cycle habituel de réalisation des projets d'installations nouvelles qui, aujourd'hui, se situe entre cinq et sept ans.

Un autre élément contribuera vraisemblablement à accélérer la transition vers les énergies renouvelables, dont l'énergie éolienne. Le gouvernement évalue différents scénarios en vue de la diminution de la part du nucléaire dans la production d'électricité, notamment avec l'arrêt prévisible au cours des 10 à 15 prochaines années d'environ 18 réacteurs qui auront atteint le seuil des 40 ans d'activité. Selon le scénario choisi, cela pourrait se traduire par une augmentation importante de la production d'énergies renouvelables, jusqu'à trois fois le niveau actuel.

La Société dispose des atouts pour tirer parti de ce contexte favorable, consolider et renforcer sa position comme premier acteur indépendant de l'éolien terrestre en France. L'acquisition récente de Kallista et la mise en service de six parcs éoliens au cours du seul exercice 2018 pour une puissance additionnelle de 285 MW en sont des exemples éloquents. Selon le *Chemin de croissance*, cinq projets de parcs éoliens sont en cours de développement pour des mises en service d'ici la fin de l'exercice 2020 pour un ajout de 85 MW.

La Société entend participer au système d'appels d'offres qui prévoit l'octroi de contrats pour une puissance installée d'énergie éolienne terrestre de 3 400 MW d'ici la fin 2020 et qui permettra de bénéficier de contrats d'une durée de 20 ans. Soulignons qu'à la suite de l'appel d'offres de juin 2018, seulement 118 MW ont été accordés sur une possibilité de 500 MW; Boralex a été l'entreprise qui a obtenu la plus grande part avec un total de 49 MW pour ses projets de **Santerre** et de **Cham Longe I**.

Vu le faible taux de participation, l'État français a assoupli les règles pour la prochaine période d'appel d'offres prévue en avril 2019; les projets ne disposant pas de l'ensemble des autorisations et permis nécessaires seront admissibles. Trois autres périodes d'appels d'offres, devraient suivre d'ici la moitié de 2020. Boralex devrait être en mesure de soumettre des propositions pour une puissance équivalant à plusieurs centaines de MW que l'assouplissement des règles soit maintenu ou non pour les périodes futures.

Parallèlement, Boralex pourrait tout de même se concentrer sur les demandes déposées dans le cadre du programme CDR 2016, lesquelles offrent l'avantage d'un prix fixe connu et prévisible, assorti de contrats avec indexation d'une durée de 15 ans.

Rappelons que de nouvelles règles ont été mises en place selon lesquelles les tarifs prévus aux contrats futurs seront établis en fonction du prix au marché de l'électricité, jumelé à un complément de rémunération. Une période transitoire a toutefois été établie en vertu de quoi les demandes de tarifs déposées avant la fin de 2016 et qui seront approuvées bénéficieront de l'équivalent du tarif qui était en vigueur pour les contrats d'achat d'énergie à tarif fixe avant le changement de la réglementation.

Finalement, Boralex entend déposer au premier semestre 2019, en collaboration avec des partenaires, une proposition dans le cadre d'un appel d'offres pour des installations éoliennes offshore en France, puisque le projet de Dunkerque s'est préalablement qualifié.

Au **Royaume-Uni**, Boralex possède les droits sur un vaste bassin de projets, principalement situés en Écosse, ce qui la place en bonne position pour pénétrer ce marché éolien. Un tel positionnement résulte de l'acquisition en septembre 2016 d'un portefeuille de projets jumelée au partenariat conclu en octobre 2017 avec Infinergy. La Société poursuit le développement de ces projets en vue de tirer parti des occasions qui se présenteront et qui seront conformes à ses critères économiques.

Avantages concurrentiels

En résumé, la Direction de Boralex est d'avis qu'un ensemble de facteurs font en sorte que les perspectives de développement du secteur éolien s'avèrent attrayantes pour la croissance de l'entreprise. Ces facteurs incluent :

- une saine situation financière;
- une diversification géographique sur deux continents;
- l'envergure et la qualité des installations en exploitation et des projets en développement, lesquels sont majoritairement assujettis à des contrats de vente d'énergie à long terme;
- un bassin important de projets potentiels;
- une équipe chevronnée, multidisciplinaire, de culture entrepreneuriale et en mesure de s'ajuster rapidement aux changements des conditions de marché, tout en étant à l'affût des occasions d'affaires les plus prometteuses;
- une expertise reconnue en matière de développement de projets, de montages financiers, de construction et d'exploitation de parcs éoliens;
- une réputation bien établie auprès des institutions financières à l'échelle internationale;
- une solide crédibilité auprès des collectivités et des Premières Nations à titre de partenaires responsables.

Hydroélectrique

Boralex a fait ses premières armes comme producteur d'énergie renouvelable dans le secteur hydroélectrique il y a environ 25 ans. Elle a commencé avec un réseau de centrales au Québec, puis dans le Nord-Est des États-Unis et en Colombie-Britannique.

Le 3 octobre 2018, la Société a remis à l'IESO tous les documents requis afin que sa première centrale en Ontario, **Yellow Falls**, soit réputée mise en service aux termes du contrat d'achat d'électricité. Elle est présentement engagée dans les dernières étapes du processus de mise en service. La Société prévoit que la mise en service de la centrale aura lieu au cours du premier semestre de 2019, ce qui devrait générer un BAIIA annuel d'environ 7 M\$ et portera à 172 MW sa puissance installée dans le secteur hydroélectrique. L'énergie produite sera vendue en vertu d'un contrat d'une durée totale de 40 ans.

La centrale hydroélectrique de **Buckingham** fait présentement l'objet d'un projet d'augmentation de puissance avec le remplacement de certaines turbines, ce qui portera la puissance installée à 20 MW comparativement à 10 MW actuellement. remplacement de turbines ajoutera quelque 5 M\$ au BAIIA annuel de la Société. Ces travaux entraîneront des changements mineurs au bâtiment et n'auront aucun impact sur le niveau d'eau tant en amont qu'en aval. Tous les certificats d'autorisation nécessaires à la construction ont été obtenus de la part du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques du Québec. La demande du certificat d'autorisation visant l'opération sera quant à elle lancé prochainement tel qu'initialement prévu. Les travaux ont donc débuté au cours du deuxième trimestre 2018, pour une mise en service prévue au deuxième semestre 2019. En raison des travaux, la centrale n'a donc pas été en exploitation au cours des quatre derniers mois de 2018 et il en sera de même pour une période de près de dix mois en

La Société demeure attentive aux occasions qui pourraient mener à l'acquisition d'installations afin d'assurer la croissance de son secteur hydroélectrique dans les marchés où elle est déjà établie, et ce, dans une perspective de synergies opérationnelles. Pour y arriver, elle compte sur sa longue expérience dans ce domaine et les compétences de son personnel.

Boralex mise également sur la qualité de son réseau de centrales hydroélectriques, y compris du point de vue de leur répartition géographique, pour générer de bonnes marges bénéficiaires et d'importants flux de trésorerie. Elle s'assure notamment d'un profil équilibré pour atténuer les répercussions de variables comme l'hydraulicité, les prix de vente sur le marché libre des États-Unis et le taux de change de la devise américaine.

Thermique

Bien que le secteur thermique ne fasse pas partie des cibles de développement privilégiées par sa stratégie de croissance, la Société demeure attentive aux occasions d'affaires qui pourraient se présenter dans ce marché, pourvu qu'elles soient assorties de contrats à long terme de vente d'énergie et d'approvisionnement en matières premières, et qu'elles soient conformes à ses objectifs de positionnement et de rendement.

La Société s'intéresse notamment aux nouvelles technologies de production d'énergie verte à partir de la biomasse forestière. Par exemple, la Société a acquis en 2014 une participation dans Cellufuel en Nouvelle-Écosse (Canada). Cette entreprise consacre ses activités à la valorisation d'une technologie pour la production de carburant diésel synthétique à partir de fibres de bois.

Dans la foulée de la politique énergétique lancée en 2016, le gouvernement du Québec a annoncé en avril 2017 plusieurs mesures visant spécifiquement la production de carburant renouvelable et de biocarburant en sol québécois. Ainsi, Cellufuel a récemment décidé de transférer ses activités au Québec afin de bénéficier de ces avantages, tout en se rapprochant des lieux où se trouve la matière première (résidus forestiers et de sciage) ainsi que des spécialistes de la Chaire de recherche industrielle sur l'éthanol cellulosique et sur les biocommodités de l'Université de Sherbrooke.

Rappelons qu'en vertu d'une entente avec Hydro-Québec dont l'échéance a été portée à 2027, la centrale de **Senneterre**, au Québec, produit normalement de l'électricité huit mois par année (de décembre à mars, puis de juin à septembre). Cette entente prévoit une compensation financière pour maintenir la rentabilité à un niveau comparable à celui des années antérieures.

Solaire

Le secteur solaire a enregistré de remarquables progrès technologiques au cours des dernières années, ce qui a contribué à le rendre nettement plus attrayant des points de vue de la productivité et de la rentabilité. Nous devrions ainsi observer une utilisation en constante augmentation de cette source d'énergie propre et abondante. C'est pourquoi Boralex continue de déployer les efforts nécessaires pour tirer parti du potentiel qu'offre ce secteur.

En France, elle détient les droits sur un certain nombre de projets en développement. C'est ainsi que le projet solaire **Cruis** (15 MW) a été récemment retenu dans le cadre de la troisième période d'appel d'offres visant la réalisation et l'exploitation de projets solaires. Toutefois, il reste certaines étapes à franchir avant que le projet n'accède au *Chemin de croissance*. Si le projet va de l'avant, la mise en exploitation de ce site viendra presque doubler la puissance installée du secteur solaire en France.

La Société s'appuie sur ses installations existantes pour consolider son expertise dans ce domaine. Ses trois sites d'énergie solaire (deux en France, **Avignonet-Lauragais** (5 MW) et **Les Cigalettes** (10 MW), et un en Ontario, **Vaughan** (moins de 1 MW) continuent d'afficher une performance conforme aux attentes.

Sommaire des projets en phase de développement

Parmi l'important bassin de projets récemment acquis ou mis sur pied par la Société, principalement dans le secteur éolien, ceux décrits ci-dessous se situent à un stade avancé de développement, avec une mise en service prévue d'ici la fin de 2020.

Nom du projet	Puissance totale (MW)	Secteur / Pays	Durée du contrat / Client	Propriété (%)	Mise en service	Investissement total du projet (1) (2)	BAllA annuel estimé ⁽²⁾
Moose Lake	15	Éolien / Canada	40 ans / BC Hydro	70	1 ^{er} sem. 2019	61 M\$	5 M\$
Yellow Falls	16	Hydro / Canada	40 ans / IESO(3)	100	1 ^{er} sem. 2019	101 M\$	7 M\$
Basse Thiérache Nord	20	Éolien / France	15 ans / EDF	100	1 ^{er} sem. 2019	28 M€	4 M€
Catésis	10	Éolien / France	20 ans / EDF	100	1 ^{er} sem. 2019	18 M€	2 M€
Seuil du Cambrésis	24	Éolien / France	15 ans / EDF	100	2e sem. 2019	40 M€	5 M€
Buckingham ⁽⁴⁾	20	Hydro / Canada	25 ans / HQ	100	2e sem. 2019	50 M\$	8 M\$
Santerre	14	Éolien / France	20 ans / EDF	100	1 ^{er} sem. 2020	26 M€	3 M€
Cham Longe I(5)	35	Éolien / France	20 ans / EDF	100	2e sem. 2020	45 M€	6 M€

[🖽] Ces montants estimés sont en date du présent rapport de gestion. Toutefois, les résultats réels pourraient être différents.

Dans l'ensemble, les projets mentionnés dans le tableau ci-dessus représentent un investissement total de 457 M\$ et une contribution additionnelle estimée au BAllA annuel de 47 M\$, ce qui représente une croissance d'environ 13 % du BAllA(A) Combiné 2018 de Boralex. Il est à noter que 208 M\$ ont été investi en date du 31 décembre 2018 et 249 M\$ seront investis pour compléter ces projets, dont 193 M\$ ou 78 % sous forme de dette.

⁽²⁾ Se référer à la rubrique Avis quant aux déclarations prospectives.

⁽³⁾ Le contrat d'une durée totale de 40 ans comprend quatre options de renouvellement de cinq ans chacune au gré de Boralex.

⁽⁴⁾ La Direction prévoit que cette augmentation de puissance de 10 MW se traduira par un ajout de 5 M\$ au BAIIA actuel.

⁽⁵⁾ La Direction prévoit que cette augmentation de puissance de 17 MW se traduira par un ajout de 4 M€ au BAIIA actuel.

Perspectives de croissance

Comme l'indiquent le schéma Chemin de croissance qui précède et le graphique Données historiques qui suit, les perspectives de Boralex sont étroitement liées à celles de son secteur éolien, compte tenu de son poids prépondérant par rapport à l'ensemble de ses actifs énergétiques et du fort potentiel de croissance qu'offre son portefeuille de projets. Depuis le début de 2014, la Société a enregistré une croissance soutenue et marquée de son BAllA(A), grâce essentiellement au développement important de ses actifs éoliens, en s'appuyant sur sa situation financière saine et flexible ainsi que sur l'expertise de ses équipes. L'objectif initial de 2 000 MW sera atteint en 2019, un an plus tôt que prévu.

Données historiques

BAIIA(A) (en millions de dollars canadiens)



⁽¹⁾ Taux de croissance annuelle composé pour la période de 2014 à 2018.

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

Perspectives 2019 – 2020 : croissance disciplinée et rentable

Au cours de l'exercice 2018, compte tenu de l'acquisition de Kallista (163 MW) en France et des participations d'Invenergy (201 MW) au Québec, ainsi que de la mise en service des sites éoliens Sources de l'Ancre (23 MW), Le Pelon (10 MW), Côteaux du Blaiseron (26 MW), Hauts de Comble (20 MW), Noyers Bucamps (10 MW) et Inter Deux Bos (33 MW), la puissance installée de Boralex a augmenté de 486 MW, ce qui a contribué à l'augmentation des résultats d'exploitation. Compte tenu des mises en service inscrites au Chemin de croissance, la Société atteindra une puissance installée de 2 068 MW à la fin de 2020, selon le Combiné, ce qui est supérieure à la cible préalablement établie de 2 000 MW. Dans ce contexte et en tenant compte de son analyse des conditions de marché et de l'état actuel de son portefeuille de projets, la Direction de la Société présentera son nouveau plan stratégique en 2019.

Considérant l'acquisition de Kallista, la contribution des participations acquises d'Invenergy et des mises en service prévus ainsi qu'une possible augmentation des frais corporatifs et de développement reflétant la croissance future de la Société, la Direction a établi une cible de BAIIA annualisée (« run rate ») de fin d'année 2020 entre 390 M\$ et 410 M\$ selon IFRS et entre 480 M\$ et 500 M\$ selon le Combiné sur la base où tous les sites sont considérés en exploitation pour la durée de l'exercice.

Afin de mener à bien ses divers projets et d'offrir un plusvalue à ses actionnaires, Boralex peut compter sur une solide situation financière renforcée par :

- le refinancement du crédit rotatif qui atteint aujourd'hui 460 M\$ avec une échéance prolongée d'un an au 27 avril 2022, incluant la possibilité de tirer 100 M\$ additionnels à la suite de l'ajout d'une clause de type « accordéon » :
- l'investissement conjoint de la Caisse et du Fonds de solidarité FTQ, pour un total de 200 M\$ sous forme de dette subordonnée non garantie d'une maturité de dix ans, lequel a été majoré de 100 M\$ en juillet 2018;
- les importantes liquidités générées à même l'exploitation;
- une protection contre la fluctuation des taux d'intérêt grâce à l'utilisation de swaps de taux d'intérêt ou de dettes à taux fixe, le tout associé à un bon appariement de la durée des emprunts et de celle des contrats de vente d'électricité.

Objectif prioritaire : créer de la valeur

Le but ultime de Boralex est de créer une valeur économique croissante et durable pour ses actionnaires, ainsi que pour ses autres parties prenantes, y compris ses employés, ses partenaires et les collectivités où elle exerce ses activités. Elle continuera de créer de la valeur en réunissant les conditions stratégiques, opérationnelles et financières propices à la croissance de ses flux de trésorerie par action. Cela permettra d'assurer la pérennité et le développement de l'entreprise, de poursuivre son expansion, de soutenir sa politique de dividende, de favoriser l'appréciation de son titre boursier et de garantir un accès permanent au marché des capitaux aux conditions les plus favorables possibles.

En vertu de ces objectifs, la Société accorde la priorité à l'intégration de sites en exploitation ou de projets assujettis à des contrats de vente d'énergie à long terme afin d'obtenir des flux de trésorerie importants et plus stables, principalement dans les secteurs éolien, solaire et hydroélectrique, tout en se tenant à l'affût des nouvelles technologies.

Saisonnalité

	Périodes de trois mois closes les				Exercice clos le
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	31 mars 2018	30 juin 2018	30 septembre 2018	31 décembre 2018	31 décembre 2018
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (GWh)					
Sites éoliens	824	490	415	852	2 581
Centrales hydroélectriques	166	194	118	170	648
Centrales thermiques	61	57	8	40	166
Sites solaires	4	6	7	3	20
	1 055	747	548	1 065	3 415
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE					
Sites éoliens	125	73	64	123	385
Centrales hydroélectriques	14	14	10	11	49
Centrales thermiques	12	7	3	9	31
Sites solaires	1	1	2	2	6
	152	95	79	145	471
BAIIA(A) ⁽¹⁾					
Sites éoliens	101	58	46	105	310
Centrales hydroélectriques	10	10	5	8	33
Centrales thermiques	4	1	_	2	7
Sites solaires	1	1	2	1	5
	116	70	53	116	355
Corporatif et éliminations	(12)	(13)	(14)	(18)	(57)
	104	57	39	98	298
RÉSULTAT NET	23	(33)	(40)	6	(44)
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX	20	(28)	(34)	6	(36)
RÉSULTAT NET PAR ACTION (DE BASE ET DILUÉ) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX	0,26\$	(0,36 \$)	(0,43) \$	0,06\$	(0,45) \$
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	110	52	17	23	202
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT(1)	77	21	23	71	192
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	76 256 796	76 318 743	78 552 595	89 155 304	80 102 038

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

Saisonnalité

	Périodes de trois mois closes les Exerc			Exercice clos le	
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	31 mars 2017	30 juin 2017	30 septembre 2017	31 décembre 2017	31 décembre 2017
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (GWh)					
Sites éoliens	655	488	385	676	2 204
Centrales hydroélectriques	173	231	166	159	729
Centrales thermiques	77	18	47	31	173
Sites solaires	4	7	7	5	23
	909	744	605	871	3 129
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE					
Sites éoliens	88	68	52	107	315
Centrales hydroélectriques	17	19	15	14	65
Centrales thermiques	13	3	5	7	28
Sites solaires	1	2	2	1	6
	119	92	74	129	414
BAIIA(A) ⁽¹⁾					
Sites éoliens	77	53	36	95	261
Centrales hydroélectriques	13	15	11	10	49
Centrales thermiques	6	(1)	1	2	8
Sites solaires	1	1	1	1	4
	97	68	49	108	322
Corporatif et éliminations	(10)	(11)	(10)	(15)	(46)
	87	57	39	93	276
RÉSULTAT NET	15	(7)	(26)	28	10
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX	15	(2)	(17)	26	22
AUX ACIIONNAIRES DE BORALEX		(2)	(17)	20	22
RÉSULTAT NET PAR ACTION (DE BASE) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX	0,21	\$ (0,03) \$	(0,23) \$	0,34\$	0,29 \$
RÉSULTAT NET PAR ACTION (DILUÉ) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX	0,21	\$ (0,03) \$	(0,23) \$	0,32\$	0,29 \$
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	54	38	36	17	145
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT(1)	58	44	24	69	195
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	74 025 928	75 874 562	75 991 810	76 174 741	75 436 036

⁽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. Autrement dit, bien que la production au cours d'un exercice donné soit soumise à des cycles saisonniers et à certains autres facteurs cycliques, l'impact d'une telle situation est atténué par la diversification des sources de production de la Société et d'un positionnement géographique favorable.

Selon leur mode de production spécifique, le volume d'activité des sites de Boralex est influencé par les cycles saisonniers décrits ci-après.

Éolien

Pour les actifs éoliens en exploitation dont la part de Boralex totalise 1 723 MW, 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. De façon générale, la Direction estime que la répartition de la production du secteur éolien est d'environ 60 % pour les premier et quatrième trimestres, et de 40 % pour les deuxième et troisième trimestres.

Compte tenu des mises en service de parcs éoliens prévues au Chemin de croissance d'ici la fin de 2020, lesquelles ajouteront 100 MW à la puissance installée du secteur éolien, il est à prévoir qu'une portion grandissante des revenus totaux de la Société sera générée aux premier et quatrième trimestres des exercices à venir.

Hydroélectrique

En ce qui concerne les actifs hydroélectriques, ils comptent pour une puissance installée de 156 MW au 31 décembre 2018 et atteindront 182 MW avec la mise en service du projet Yellow Falls prévue au premier semestre 2019 et à la suite de l'augmentation de puissance de la centrale Buckingham à la fin de 2019. L'énergie 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, ce qui correspond aux deuxième et quatrième trimestres. 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. De facon générale, la Direction estime que la répartition de l'énergie hydroélectrique produite sur une base annuelle est de l'ordre de 60 % pour les deuxième et quatrième trimestres, et de 40 % pour les premier et troisième trimestres. 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.

Thermique

Boralex exploite deux centrales de production d'énergie thermique d'une puissance installée totalisant 47 MW. Celle de Senneterre de 35 MW (Québec, Canada) est alimentée en résidus de bois et dispose d'un contrat de vente d'énergie avec Hydro-Québec qui viendra à échéance en 2027. Une entente conclue avec Hydro-Québec stipule que jusqu'à la fin du contrat la production d'électricité de cette centrale est limitée à huit mois par année, de décembre à mars et de juin à septembre. Pour la durée de cette entente, la centrale de Senneterre recevra d'Hydro-Québec une compensation financière, ce qui permet d'anticiper une rentabilité relativement stable d'une année à l'autre.

Boralex exploite également une centrale au gaz naturel de 12 MW à Blendecques (France). Depuis plusieurs années, en raison des particularités de ce marché, cette centrale de cogénération produit de l'électricité cinq mois par année, de novembre à mars, ce qui correspond à la totalité du premier trimestre de Boralex et à une partie du quatrième. Pendant la période d'interruption de la production d'électricité, la vapeur destinée à un client industriel est produite par une chaudière auxiliaire. Le prix de vente de l'électricité étant lié au coût du gaz naturel, il est donc également sujet à une certaine volatilité. Par contre, tout mouvement du prix du gaz naturel se répercute sur le coût de cette matière première et vient éliminer en grande partie la volatilité sur les résultats.

Solaire

Les sites d'énergie solaire représentant une puissance installée de 16 MW sont tous dotés de contrats de vente d'énergie à long terme. Ils bénéficient de conditions d'ensoleillement généralement plus favorables au printemps et en été, ce qui correspond aux deuxième et troisième trimestres. Compte tenu de ces facteurs climatiques, la Direction prévoit qu'environ 65 % de l'énergie solaire sera produite au cours des deuxième et troisième trimestres de chaque année.

Information annuelle choisie

Données relatives aux résultats d'exploitation

	Exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017	2016	
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (GWh)	3 415	3 129	2 441	
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	471	414	299	
BAIIA(A)	298	276	189	
RÉSULTAT NET	(44)	10	2	
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX	(36)	22	(2)	
RÉSULTAT NET PAR ACTION (DE BASE ET DILUÉ) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX	(0,45) \$	0,29 \$	(0,03) \$	
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	202	145	148	
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT(1)	192	195	128	
DIVIDENDES VERSÉS SUR LES ACTIONS ORDINAIRES	50	46	36	
DIVIDENDES VERSÉS PAR ACTION ORDINAIRE(1)	0,63 \$	0,60 \$	0,55 \$	
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	80 102 038	75 436 036	65 199 024	

Données relatives à l'état de la situation financière

	Au 31 décembre	Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017	2016
Trésorerie totale, incluant l'encaisse affectée	253	150	293
Immobilisations corporelles	2 941	2 621	1 668
Total de l'actif	4 746	3 926	2 702
Reçus de souscription	_	_	173
Emprunts, incluant les emprunts non courants et la part à moins d'un an des emprunts	3 271	2 642	1 540
Composante passif des débentures convertibles	140	137	135
Total du passif	3 845	3 197	2 188
Total des capitaux propres	901	729	514
Coefficient d'endettement net, au marché(1) (%)	65	56	50

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

Faits saillants financiers

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017	2018	2017
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (GWh)				
Sites éoliens	852	676	2 581	2 204
Centrales hydroélectriques	170	159	648	729
Centrales thermiques	40	31	166	173
Sites solaires	3	5	20	23
,	1 065	871	3 415	3 129
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	100	107	005	0.1.5
Sites éoliens	123	107	385	315
Centrales hydroélectriques	11	14	49	65
Centrales thermiques	9	7	31	28
Sites solaires	145	1 129	6 471	414
BAIIA(A)(1)	145	129	4/1	414
Sites éoliens	105	95	310	261
Centrales hydroélectriques	8	10	33	49
Centrales thermiques	2	2	7	8
Sites solaires	1	1	5	4
	116	108	355	322
Corporatif et éliminations	(18)	(15)	(57)	(46)
	98	93	298	276
RÉSULTAT NET	6	28	(44)	10
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX	6	26	(36)	22
RÉSULTAT NET PAR ACTION (DE BASE) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX	0,06\$	0,34\$	(0,45) \$	0,29 \$
RÉSULTAT NET PAR ACTION (DILUÉ) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX	0,06 \$	0,32 \$	(0,45) \$	0,29 \$
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	23	17	202	145
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT(1)	71	69	192	195
DIVIDENDES VERSÉS SUR LES ACTIONS ORDINAIRES DIVIDENDES VERSÉS PAR ACTION ORDINAIRE(1)	15 0,165 \$	11 0,150 \$	50 0,630 \$	46 0,600 \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	89 155 304	76 174 741	80 102 038	75 436 036

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

Analyse des résultats d'exploitation consolidés de la période de trois mois close le 31 décembre 2018

Hausse de 13 % des produits de la vente d'électricité attribuable principalement aux sites acquis et mises en service depuis la fin du troisième trimestre 2017.

Principaux écarts des produits de la vente d'énergie et du BAIIA(A)

(en millions de dollars canadiens)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA(A) ⁽¹⁾
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2017	129	93
Acquisitions/Mises en service ⁽²⁾	22	18
Quote-part des Participations - cinq sites éoliens au Québec	_	1
Volume	(4)	(4)
Taxes - IFER	_	2
Quote-part des Participations	_	(2)
Développement	_	(3)
Autres	(2)	(7)
Variation	16	5
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2018	145	98

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

Produits de la vente d'énergie

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018, les produits générés par la vente d'énergie s'élèvent à 145 M\$, en hausse de 16 M\$ ou 13 % comparativement aux résultats du trimestre correspondant de 2017. Cette augmentation est en majeure partie attribuable à l'expansion de la base opérationnelle de la Société dans le secteur éolien en France depuis la fin du troisième trimestre 2017.

La contribution des sites éoliens Artois (23 MW) et Chemin de Grès (30 MW) pour la totalité du quatrième trimestre 2018, comparativement à une partie du trimestre équivalent de 2017, à laquelle s'ajoute la contribution des sites acquis de Kallista et ceux mis en service au cours de l'exercice 2018, s'est traduit par un écart favorable de 22 M\$. Cet élément a été en partie annulé par un effet de volume défavorable de 4 M\$ lié à la baisse de volume en Ontario qui n'a pu être compensée par un écart favorable des sites éoliens français et des centrales hydroélectriques américaines.

Le secteur **éolien** demeure le principal secteur de croissance de la Société, avec des produits en hausse de 16 %, en majeure partie grâce à la contribution des sites acquis et mis en service au cours du quatrième trimestre 2017 et de l'exercice 2018. Dans l'ensemble, le secteur éolien compte pour 85 % des produits consolidés du quatrième trimestre 2018.

Quant aux autres secteurs d'activité, ils affichent une variation de leurs produits dans des proportions diverses. Par rapport au quatrième trimestre 2017 :

- Le secteur hydroélectrique a vu ses produits diminuer de 16 % pour s'établir à 11 M\$, ce qui représente 8 % des produits consolidés du dernier trimestre. Cette baisse est attribuable au recul de la production du côté des centrales canadiennes alors que les centrales américaines connaissaient leur meilleur trimestre de l'exercice avec une augmentation de 17 % de leurs revenus.
- Le secteur thermique a enregistré des produits en hausse de 26% pour s'établir à 9 M\$ au quatrième trimestre 2018, ce qui correspond à 6 % des produits consolidés.
- Le secteur solaire affiche des produits relativement stables.

Au total, Boralex a produit 1 065 GWh d'électricité au quatrième trimestre 2018, comparativement à 871 GWh un an plus tôt. Excluant la contribution des sites acquis et mis en service, la production des sites existants est demeurée dans l'ensemble relativement stable.

⁽²⁾ Contribution des sites Artois (23 MW) et Chemin de Grès (30 MW) pour une portion du quatrième trimestre 2017 et la totalité de l'exercice 2018, des sites éoliens de Kallista (163 MW) à compter du 20 juin 2018, et des sites Inter Deux Bos (33 MW), Noyers Bucamps (10 MW), Hauts de Comble (20 MW) et Côteaux du Blaiseron (26 MW) au fur et à mesure de leur mise en service en 2018. Pour plus de détails se reporter au tableau Sommaire des mises en service à la section I - Stratégie de croissance du présent rapport.

BAIIA(A) et marge de BAIIA(A)

Le BAIIA(A) consolidé du quatrième trimestre 2018 s'élève à 98 M\$, une hausse de 5 M\$ ou 5 % par rapport au résultat du trimestre correspondant de 2017. Cette augmentation découle principalement des écarts favorables résultant de la contribution des sites acquis et mis en service depuis la fin du troisième trimestre 2017, à laquelle s'ajoutent la quote-part des participations acquises en 2018 d'Invenergy au Québec de 1 M\$ et un écart favorable de 2 M\$ au titre des taxes IFER en France, puisque ces taxes ont été comptabilisées en totalité au 1er janvier 2018 alors qu'elles avaient été constatées graduellement selon le passage du temps en 2017. Ces éléments ont été en partie annulés par un écart de volume défavorable de 4 M\$ lié principalement à la baisse du volume en Ontario qui n'a pu être compensée par un écart favorable du côté des centrales hydroélectriques américaines et des sites éoliens français. Finalement, le BAIIA(A) témoigne du recul de 2 M\$ de la quote-part des Participations existantes, ainsi que de la hausse de 3 M\$ des frais de développement liés à l'acquisition de la tranche C d'Ecotera et de 7 M\$ des frais divers, dont la masse salariale et les honoraires professionnels. L'augmentation des frais divers s'expliquent principalement par la croissance de la Société.

N'eut été des éléments non récurrents de 7 M\$ enregistrés au quatrième trimestre et représentant des frais déboursés principalement pour droits de développement et des pénalités pour non-production, le BAIIA(A) du quatrième trimestre 2018 aurait été de 105 M\$.

Le secteur **éolien** compte pour 91 % du BAIIA(A) consolidé du quatrième trimestre 2018 (avant corporatif et éliminations). Le BAIIA(A) de ce secteur a augmenté de 9 %, ce qui se traduit par une contribution au BAIIA(A) consolidé de 10 M\$ supérieure à celle du quatrième trimestre 2017.

Quant aux autres secteurs d'activité:

- Le secteur hydroélectrique a vu son BAIIA(A) diminuer de 20% pour s'établir à 8 M\$, compte tenu notamment d'un recul aux chapitres de la production et des primes de puissance pour les centrales canadiennes et de prix moindres pour l'énergie produite par les centrales américaines, lesquelles ont toutefois enregistré une hausse du volume de production.
- Les centrales thermiques ont enregistré un BAllA(A) de 2 M\$, soit le même résultat qu'un an plus tôt.
- Le BAllA(A) du secteur **solaire** est demeuré stable.

Ces résultats se traduisent par une légère diminution de la marge du BAllA(A) en pourcentage des produits, soit 68 % au quatrième trimestre 2018 contre 72 % un an plus tôt.

Principaux écarts du résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex

(en millions de dollars canadiens)

PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE	
LE 31 DÉCEMBRE 2017	26
BAIIA(A)(1)	5
Amortissement	(15)
Dépréciation	(3)
Frais d'acquisition	4
Charges financières	(6)
Impôts sur le résultat	(8)
Part des actionnaires sans contrôle	2
Autres	1
Variation	(20)
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE	
LE 31 DÉCEMBRE 2018	6

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

Amortissement

Les frais d'amortissement ont augmenté de 15 M\$ pour atteindre 61 M\$ au quatrième trimestre 2018, en raison principalement des mises en service et des acquisitions en France au cours des exercices 2017 et 2018.

Dépréciation

Un ajustement de 3 M\$ a été inscrit 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.

Cependant, dans le cadre de l'analyse de son rendement pour le rééquipement, elle a tenu compte de la perte des liquidités associées au contrat actuel. Cette analyse a démontré une création de valeur significative à long terme pour les actionnaires de la Société, ce qui justifiait la décision d'aller de l'avant avec le projet de rééquipement.

Charges financières

Les charges financières ont augmenté de 6 M\$ pour atteindre 33 M\$ au quatrième trimestre 2018, en raison principalement des financements mis en place et des dettes prises en charge par la Société à la suite des acquisitions et des mises en service au cours de la dernière année.

Impôts sur le résultat

Compte tenu des résultats avant impôts et du changement de taux favorable en 2017, la Société a vu son recouvrement d'impôts diminuer de 8 M\$. Rappelons qu'au cours du quatrième trimestre de 2017, la Société avait enregistré un gain total de 12 M\$ en lien avec les changements des taux d'imposition futurs aux États-Unis et en France.

Résultat net

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018, Boralex a enregistré un résultat net de 6 M\$, contre un gain net de 28 M\$ pour la même période de 2017, ce qui se traduit par un gain net attribuable aux actionnaires de Boralex de 6 M\$ ou 0,06 \$ par action (de base et dilué), comparativement à un gain net attribuable aux actionnaires de Boralex de 26 M\$ ou 0,34 \$ par action (de base) et 0,32\$ par action (dilué) un an plus tôt. Les résultats attribuables aux actionnaires sans contrôle sont négligeables pour le dernier trimestre, il n'y a donc pas de différence entre le résultat net et celui attribuable aux actionnaires de Boralex au 31 décembre 2018.

Quant au résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex, le recul de 20 M\$ (0,28 \$ par action, de base et 0,26 \$ par action, dilué) par rapport au quatrième trimestre 2017 s'explique par les éléments énumérés précédemment. Autrement dit, l'augmentation de 5 M\$ du BAllA (A) ainsi que la capitalisation des frais d'acquisition de 4 M\$ a été annulée par la hausse de 15 M\$ des frais d'amortissement, de 6 M\$ des charges financières et la diminution du recouvrement d'impôts de 8 M\$.

Contribution des Participations au Combiné

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018, la contribution des Participations au Combiné s'est élevée à 324 GWh, soit 153 GWh de plus que les 171 GWh du trimestre correspondant de 2017, grâce à l'acquisition des participations de cinq sites éoliens au Québec, lesquels ont contribué pour 172 GWh, contre une diminution de 19 GWh du côté des sites SDB. Ainsi, la quote-part des produits des Participations attribuée à Boralex s'élève à 33 M\$ pour le quatrième trimestre 2018, soit une contribution supérieure aux 18 M\$ du trimestre correspondant de 2017.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018, la contribution des Participations au BAIIA(A) selon le Combiné s'est élevée à 28 M\$ comparativement à 16 M\$ pour la période correspondante de 2017, compte tenu de l'acquisition des participations dans cinq sites éoliens au Québec. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures non conformes aux IFRS.

Analyse des résultats d'exploitation consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Hausse de 14 % des produits en 2018, comparativement à l'exercice précédent.

Principaux écarts des produits de la vente d'énergie et du BAIIA(A)

	Produits de la vente	
(en millions de dollars canadiens)	d'énergie	BAIIA(A)(1)
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2017	414	276
Acquisitions/Mises en service ⁽²⁾	53	42
Quote-part des Participations - cinq sites éoliens au Québec	_	2
Prix	(1)	(1)
Volume	1	1
Primes de puissance	(1)	(1)
Effet des taux de change	7	4
Taxes - IFER	_	(1)
Coût des matières premières	_	(2)
Entretien	_	(2)
Développement	_	(10)
Quote-part des Participations	_	1
Autres ⁽³⁾	(2)	(11)
Variation	57	22
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2018	471	298

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

Produits de la vente d'énergie

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, les produits générés par la vente d'énergie ont atteint 471 M\$, en hausse de 57 M\$ ou de 14 % par rapport à l'exercice précédent. Comme l'indique le tableau ci-contre, cette croissance est notamment attribuable à la hausse de 53 M\$ résultant de la contribution du site NRWF pour la totalité du mois de janvier 2018, comparativement à 14 jours en janvier 2017, des nouveaux sites éoliens français au fur et à mesure de leur mise en service au cours des exercices 2017 et 2018 ainsi que des sites acquis de Kallista à compter du 20 juin 2018. S'y ajoutent les écarts favorables attribuables à un effet de volume de 1 M\$ et d'un effet de change de 7 M\$ compte tenu principalement de la variation de la valeur de l'euro par rapport au dollar canadien. Soulignons que l'effet de volume de 1 M\$ comprend une augmentation de 9 M\$ de la compensation versée par l'IESO au cours de l'exercice 2018 par rapport à l'exercice précédent en fonction des limitations de puissance imposées pour le site éolien NRWF. Il est à noter qu'en 2017, le site NRWF avait subi des limitations de puissance qui n'ont pas fait l'objet d'une compensation en vertu de son contrat de vente d'électricité pour un montant de 8 M\$. Cette augmentation de 9 M\$ de la compensation reçue a été en majeure partie annulée par le recul de 2 M\$ pour le site éolien NRWF et de 6 M\$ pour les autres sites existants au chapitre des revenus d'un exercice à l'autre.

La conjugaison de ces facteurs a largement pallié les écarts défavorables de 1 M\$ du point de vue des prix, de 1 M\$ en ce qui concerne les primes de puissance et de 2 M\$ en dépenses diverses.

Boralex a produit 3 415 GWh d'électricité au cours de l'exercice 2018, comparativement à 3 129 GWh au cours de la période correspondante de 2017, une augmentation de 9 %. Excluant la contribution des sites acquis ou mis en service, la production des sites existants a diminué de 4 % au cours de l'exercice 2018 par rapport à l'an dernier. Dans l'ensemble, les sites éoliens existants, tant en France qu'au Canada, ont enregistré un volume de production stable d'un exercice à l'autre. Le recul se situe davantage du côté des centrales hydroélectriques canadiennes et américaines qui ensemble affichent une baisse de production de 11 %.

⁽²⁾ Contribution des sites acquis et mis en service en 2017 pour la totalité de l'exercice 2018 (dont 14 jours en janvier 2018 pour le site NRWF), des sites éoliens de Kallista (163 MW) à compter du 20 juin 2018, et des sites Inter Deux Bos (33 MW), Noyers Bucamps (10 MW), Hauts de Comble (20 MW) et Côteaux du Blaiseron (26 MW) au fur et à mesure de leur mise en service en 2018. Pour plus de détails se reporter au tableau Sommaire des mises en service à la section I - Stratégie de croissance du présent rapport.

⁽³⁾ Comprend des écarts de taxes foncières, de loyers, de salaires et d'honoraires professionnels.

BAIIA(A) et marge de BAIIA(A)

Pour l'exercice 2018, le BAIIA(A) consolidé s'élève à 298 M\$, en hausse de 22 M\$ ou 8 % par rapport à l'exercice précédent, tandis que la marge de BAIIA(A) en pourcentage des produits a atteint 63 % comparativement à 67 % un an plus tôt.

La hausse du BAIIA(A) est en majeure partie attribuable au BAIIA(A) additionnel de 42 M\$ découlant de l'augmentation de la base opérationnelle depuis le début de l'exercice 2017. À cet écart favorable s'ajoutent la quote-part de 2 M\$ des Participations acquises d'Invenergy dans cinq sites éoliens au Québec, en plus du montant additionnel de 1 M\$ attribuable aux Participations existantes et de l'effet de change de 4 M\$ résultant principalement de la variation de l'euro par rapport au dollar canadien. Par ailleurs, comme mentionné précédemment, un effet de volume favorable de 1 M\$ résulte d'un montant additionnel de 9 M\$ reçu au titre de la compensation pour limitations de puissance, ce qui a pallié le recul de la production des sites existants.

Tous ces éléments ont compensé les écarts défavorables résultant de la variation de 1 M\$ des prix, de 1 M\$ des primes de puissance, de 2 M\$ du coût des matières premières et de 2 M\$ des frais d'entretien. S'y ajoutent l'augmentation de 10 M\$ des frais de développement pour des projets principalement au Royaume-Uni liés au partenariat avec Infinergy et à l'acquisition de la tranche C d'Ecotera en France ainsi que la hausse de 11 M\$ des dépenses diverses liées notamment aux salaires, aux honoraires professionnels, aux taxes foncières et aux loyers; ces derniers témoignent de la croissance de la Société qui se traduit également par un écart défavorable de 1 M\$ au chapitre des taxes IFER.

N'eut été des éléments non récurrents de 9 M\$ enregistrés au cours de l'exercice 2018 et représentant des frais déboursés principalement pour droits de développement et des pénalités pour non-production, le BAIIA(A) de l'exercice 2018 aurait été de 307 M\$.

Principaux écarts du résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex

(en millions de dollars canadiens)

(en millions de dollars canadiens)	
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2017	22
BAIIA(A)(1)	22
Amortissement	(44)
Dépréciations	(15)
Frais d'acquisition	(5)
Charges financières	(19)
Impôts sur le résultat	6
Part des actionnaires sans contrôle	(4)
Autres	1
Variation	(58)
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2018	(36)

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

Amortissement

Au cours de l'exercice 2018, les frais d'amortissement ont augmenté de 44 M\$ par rapport à l'exercice précédent pour atteindre 216 M\$. L'acquisition du site NRWF, de Kallista ainsi que les mises en service de sites éoliens comptent pour la presque totalité de cette variation.

Dépréciation

Une dépréciation des immobilisations corporelles de 9 M\$ (6 M€) a été comptabilisée en France en ce qui concerne les actifs qui font l'objet d'un démantèlement prématuré sur le site Cham Longe I. Cette décision faisait suite au feu vert donné par le conseil d'administration pour le rééquipement du parc éolien. Il est à noter que malgré la perte de liquidités associées au contrat actuel, le projet génère une valeur ajoutée significative à long terme pour les actionnaires de la Société.

Par ailleurs, le site Otter Creek en Ontario a fait l'objet au deuxième trimestre d'une dépréciation des immobilisations corporelles et incorporelles de 4 M\$ à la suite de la résiliation unilatérale du contrat d'achat d'énergie du projet de la part d'IESO.

Le 19 décembre 2018, la Société a vendu la forêt de Lanouée en France pour un prix de 44 M\$ (30 M€). Une dépréciation des immobilisations corporelles de 2 M\$ (1 M€) avait été comptabilisée au deuxième trimestre de 2018 à la suite de la signature de la promesse de vente.

Frais d'acquisition

Des frais de 5 M\$ (4 M€) ont été comptabilisés en France, principalement dans le cadre de l'acquisition de Kallista.

Charges financières

Au cours de l'exercice 2018, les charges financières ont augmenté de 19 M\$ par rapport à la même période de l'exercice précédent pour atteindre 123 M\$. Cette augmentation est notamment attribuable aux nouveaux financements mis en place pour acquérir ou construire des installations et aux dettes prises en charge par la Société, dont celles associées au site NRWF et la nouvelle dette subordonnée de 300 M\$ émise en 2018.

Impôts sur le résultat

Compte tenu des résultats avant impôts de l'exercice 2018, la Société a vu son recouvrement d'impôts augmenter de 6 M\$ par rapport à l'exercice 2017.

Résultat net

Pour l'exercice 2018, Boralex déclare une perte nette de 44 M\$ contre un gain net de 10 M\$ un an plus tôt. La perte nette attribuable aux actionnaires de Boralex s'élève ainsi à 36 M\$ ou 0,45 \$ par action (de base et dilué), comparativement à un gain net attribuable aux actionnaires de Boralex de 22 M\$ ou 0,29 \$ par action (de base et dilué).

Quant au résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex, l'écart défavorable de 58 M\$ ou 0,74 \$ par action (de base et dilué) par rapport à l'exercice 2017 s'explique par les éléments énumérés précédemment. Ainsi, les augmentations de 22 M\$ du BAIIA(A) et de 6 M\$ du recouvrement d'impôts n'ont pas été suffisantes pour compenser la hausse de 44 M\$ des frais d'amortissement, de 19 M\$ des charges financières et de 5 M\$ des frais d'acquisition associée à l'expansion de la base opérationnelle de la Société au cours de la dernière année, en plus de la dépréciation des actifs corporels et incorporels de 15 M\$.

Contribution des Participations au Combiné

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la contribution de la production des Participations au Combiné s'est élevée à 737 GWh, soit 35 % de plus que les 546 GWh enregistrés au cours de l'exercice 2017. Cette augmentation s'explique principalement par les participations dans cinq sites éoliens au Québec pour 197 GWh. Ainsi, la quote-part des produits des Participations attribuée à Boralex s'élève à 78 M\$ pour l'exercice 2018, soit une contribution de 19 M\$ supérieure aux 59 M\$ de l'exercice 2017.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la contribution des Participations au BAllA(A) selon le Combiné s'est élevée à 66 M\$, soit un résultat supérieur de 17 M\$ à celui de l'exercice 2017 compte tenu d'une contribution de 14 M\$ résultant de l'acquisition des participations dans des sites éoliens au Québec. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures non conformes aux IFRS.

Revue des secteurs d'activité pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Éolien

Augmentation de 17 % de la production d'énergie en 2018 par rapport à l'exercice précédent.

Principaux écarts des produits de la vente d'énergie et du BAIIA(A) du secteur éolien

	Produits de la vente	
(en millions de dollars canadiens)	d'énergie	BAIIA(A)(1)
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2017	315	261
Acquisitions/Mises en service ⁽²⁾	53	42
Quote-part des Participations - cinq sites éoliens au Québec	_	2
Prix	2	2
Volume	9	9
Effet des taux de change	7	5
Développement	_	(7)
Quote-part des Participations	_	1
Autres	(1)	(5)
Variation	70	49
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2018	385	310

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

Données statistiques récentes et anticipées relatives à la production du secteur éolien

Exercices clos les 31 décembre

IFRS	Ré	el		Var	iation
Production éolienne (GWh)	2018	2017	Production anticipée(1)(2)	vs 2017	vs production anticipée ⁽²⁾
Canada	1 106	1 096	1 293	+1%	- 14 %
France	1 475	1 108	1 635	+ 33 %	- 10 %
	2 581	2 204	2 928	+ 17 %	- 12 %

⁽¹⁾ La production anticipée 2018 est calculée pour un certain nombre de sites en fonction des moyennes historiques et pour le reste en fonction de la production anticipée à partir des études de vent réalisées. Se reporter à la rubrique Avis quant aux déclarations prospectives.

Production

Au cours de l'exercice 2018, la production du secteur éolien a atteint 2 581 GWh, contre 2 204 GWh en 2017, une augmentation de 17 %. Cette augmentation est principalement attribuable à la contribution des sites mis en service en France en 2017, pour une puissance installée totalisant 91 MW; s'y ajoutent la contribution du site NRWF (230 MW) pour les 14 premiers jours de 2018 (compte tenu d'une contribution partielle au premier trimestre 2017 en raison de sa date d'acquisition, le 18 janvier) ainsi que celle des sites de Kallista à compter du 20 juin 2018 et de quatre autres sites français (89 MW) au fur et à mesure de leur mise en service à compter du troisième trimestre 2018. Excluant ces éléments, la production des sites existants est dans l'ensemble demeurée relativement stable en 2018 par rapport à 2017.

- En **France**, des conditions climatiques davantage favorables ont prévalu au premier trimestre 2018 comparativement à des conditions nettement sous les normales un an plus tôt, ce qui a permis de compenser les conditions de vent moins favorables au cours du troisième trimestre, tandis que le volume de production au quatrième trimestre 2018 a été pour sa part favorable. Ainsi, le volume de production des sites existants pour l'ensemble de l'exercice 2018 a été supérieur de 2 % par rapport à l'exercice précédent. Compte tenu des mises en service de parcs éoliens qui se sont échelonnées au cours des exercices 2017 et 2018 et de la contribution des sites de Kallista à compter du 20 juin 2018, le secteur éolien français a enregistré un volume de production en hausse de 33 % en 2018 comparativement à 2017, pour atteindre 1 475 GWh.
- Au Canada, les sites existants affichent un volume de production en baisse de 3 %, attribuable aux conditions de vent moins favorables qui ont prévalu au cours des deuxième et quatrième trimestres 2018. En tenant compte de la contribution du site NRWF pour la totalité du premier trimestre 2018 comparativement à 73 jours pour la même période de 2017, la production du secteur éolien canadien pour l'exercice 2018 est demeurée relativement stable par rapport l'an dernier, pour s'établir à 1 106 GWh.

Rappelons que le site NRWF a fait l'objet de limitations de puissance imposées par l'IESO et/ou Hydro One à chacun des trimestres de 2018, ce qui a eu un effet défavorable sur la production de 168 GWh, mais pour lesquelles la Société a reçu une compensation financière de l'IESO pour l'équivalent de 153 GWh, soit 24 M\$. En 2017, les limitations de puissance avaient atteint 143 GWh et la compensation financière 15 M\$ pour l'équivalent de 89 GWh, compte tenu du fait que les limitations de puissance demandées par Hydro One ne font pas l'objet d'une compensation contractuelle.

⁽²⁾ Contribution des sites acquis et mis en service en 2017 pour la totalité de l'exercice 2018 (dont 14 jours en janvier 2018 pour le site NRWF), des sites éoliens de Kallista (163 MW) à compter du 20 juin 2018, et des sites Inter Deux Bos (33 MW), Noyers Bucamps (10 MW). Hauts de Comble (20 MW) et Côteaux du Blaiseron (26 MW) au fur et à mesure de leur mise en service en 2018. Pour plus de détails se reporter au tableau Sommaire des mises en service à la section 1 - Stratégie de croissance du présent rapport.

⁽²⁾ Au Canada, si on considère les 168 GWh pour lesquels le site NRWF a fait l'objet de limitations de puissance au cours de l'exercice 2018, la production réelle aurait été de 1 274 GWh, soit à peine 2 % de moins que celle anticipée et de 2 749 GWh au total, soit une valeur de 6 % inférieure à la production anticipée.

Produits de la vente d'énergie

Pour l'ensemble de l'exercice 2018, les produits du secteur éolien ont totalisé 385 M\$, en hausse de 70 M\$ ou 22 % par rapport à l'exercice 2017. Cette croissance est attribuable à la contribution de 53 M\$ de sites français au fur et à mesure de leur mise en service en 2017 et en 2018, du site NRWF pour les 14 premiers jours de 2018 et de ceux acquis de Kallista à compter du 20 juin 2018. Comme la production des sites existants est demeurée stable d'un exercice à l'autre, l'effet de volume favorable de 9 M\$ est essentiellement attribuable au fait qu'en 2018 il n'y a pas eu de baisse de volume non compensée à la suite d'une limitation de puissance.

Parmi les autres éléments qui ont eu une incidence favorable sur les produits du secteur éolien, mentionnons des écarts de 2 M\$ résultant de prix moyens supérieurs et de 7 M\$ lié à l'appréciation de l'euro par rapport au dollar canadien.

Sur une base géographique, pour l'exercice 2018, 48 % des produits du secteur éolien ont été réalisés au Canada et 52 % en France, contre 54 % et 46 % respectivement un an plus tôt. Ce changement est principalement attribuable à la mise en service de parcs éoliens en France au cours de la dernière année et à un effet de change favorable, le tout en partie contrebalancé par l'apport du site NRWF au Canada pour les 14 premiers jours de janvier 2018. Abstraction faite de l'effet de change, les produits des sites français ont augmenté de 35 %, contre 7 % pour les produits des sites canadiens.

BAIIA(A) et marge de BAIIA(A)

Pour l'exercice clos 2018, le BAIIA(A) du secteur éolien est en hausse de 49 M\$ ou 19 % pour atteindre 310 M\$. Cette augmentation est dans une large mesure le fruit de la stratégie d'expansion de Boralex puisque les acquisitions et mises en service depuis le début de 2017 ont généré un BAIIA(A) additionnel de 42 M\$ et une quote-part de 2 M\$ provenant des Participations acquises dans cinq sites québécois. Comme décrit précédemment, l'effet de volume favorable résulte principalement du fait que les limitations de puissance demandées par Hydro One en 2017 n'ont pas fait l'objet d'une compensation. S'y ajoutent des écarts favorables de 5 M\$ liés à la variation du taux de change de l'euro par rapport au dollar canadien, de 2 M\$ compte tenu de prix moyens supérieurs et de 1 M\$ découlant de l'augmentation de la quote-part des Participations existantes.

L'ensemble de ces facteurs ont largement compensé l'augmentation de 7 M\$ des frais de développement, principalement pour des projets au Royaume-Uni et pour l'acquisition de la tranche C d'Ecotera en France et de 5 M\$ des frais divers, dont la masse salariale et les taxes IFER.

Sur une base géographique, le BAIIA(A) des activités en France a augmenté de 30 % en euros, tandis que celui des opérations canadiennes a augmenté de 10 %.

Quant à la marge de BAIIA(A), elle est demeurée relativement stable à 81 % pour l'exercice 2018 contre 83 % un an plus tôt.

Contribution des Participations au Combiné

Comme mentionné précédemment, la contribution de la production des Participations au Combiné a été de 737 GWh pour l'exercice 2018, soit 35 % de plus que les 546 GWh enregistrés au cours de la période correspondante de 2017, et ce, en raison principalement de l'acquisition des participations dans cinq sites éoliens au Québec.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la contribution des Participations selon le Combiné aux produits de la vente d'énergie et au BAIIA(A) a été de 78 M\$ et de 66 M\$ respectivement comparativement aux résultats de 59 M\$ et de 49 M\$ de l'exercice 2017. La variation des produits s'explique principalement par l'acquisition des participations dans cinq sites éoliens au Québec en septembre 2018. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures non conformes aux IFRS.

Données statistiques récentes et anticipées relatives à la production du secteur éolien

Exercices clos les 31 décembre

Combiné ⁽¹⁾	Re	éel		Var	iation
Production éolienne (GWh)	2018	2017	Production anticipée(1)(2)	vs 2017	vs production anticipée ⁽³⁾
Canada	1 843	1 642	1 801	+ 12 %	+ 2 %
France	1 475	1 108	1 635	+ 33 %	- 10 %
	3 318	2 750	3 436	+ 21 %	- 3 %

- (1) Se référer à la rubrique Mesures non conformes aux IFRS.
- (2) La production anticipée 2018 est calculée pour un certain nombre de sites en fonction des moyennes historiques et pour le reste en fonction de la production anticipée à partir des études de vent réalisées. Se reporter à la rubrique Avis quant aux déclarations prospectives.
- (3) Au Canada, si on considère les 168 GWh pour lesquels le site NRWF a fait l'objet de limitations de puissance au cours de l'exercice 2018, la production réelle aurait été de 2 011 GWh, soit 12 % de plus que celle anticipée et de 3 486 GWh au total, soit 1 % de plus que la production anticipée.

Hydroélectrique

Diminution de 11 % de la production d'hydroélectricité en 2018 par rapport à 2017.

Principaux écarts des produits de la vente d'énergie et du BAIIA(A) du secteur hydroélectrique

(en millions de dollars canadiens)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA(A)(1)
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2017	65	49
Prix	(6)	(6)
Volume	(7)	(7)
Primes de puissance	(1)	(1)
Autres	(2)	(2)
Variation	(16)	(16)
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2018	49	33

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

Données statistiques récentes et historiques relatives à la production du secteur hydroélectrique

Exercices clos les 31 décembre

	Ré	el		Vari	ation
Production hydroélectrique (GWh)	2018	2017	Moyenne historique(1)	vs 2017	vs moyenne historique
Canada	260	292	290	- 11 %	- 10 %
États-Unis	388	437	391	- 11 %	-1%
	648	729	681	- 11 %	- 4 %

⁽¹⁾ Les moyennes historiques sont calculées en utilisant l'ensemble des données de production disponibles de chacune des centrales jusqu'à la date de clôture de l'exercice financier précédent de Boralex.

Production

Pour l'exercice 2018, la production du secteur hydroélectrique a atteint 648 GWh contre 729 GWh un an plus tôt, un recul de 11 %. Cette baisse est attribuable au fait que les centrales américaines ont connu des conditions hydrauliques moins favorables au cours des trois premiers trimestres de 2018 par rapport à l'an dernier, malgré une amélioration notable au quatrième trimestre. Quant aux centrales canadiennes, elles affichent un retard de 11 % par rapport au volume de production de l'an dernier, notamment en raison de l'arrêt de la production à la centrale de Buckingham en septembre 2018 pour la durée travaux d'augmentation de puissance s'échelonneront jusqu'en octobre 2019.

Ainsi, la production du secteur hydroélectrique pour l'exercice 2018 se situe à 4 % sous la moyenne historique de 681 GWh.

Produits de la vente d'énergie

Pour l'exercice 2018, le secteur hydroélectrique a généré des produits de 49 M\$, un recul de 16 M\$ ou 24 % par rapport à l'exercice 2017. Outre le recul au chapitre du volume de production, un prix inférieur à ce qui avait été reçu l'an dernier pour l'énergie produite par la centrale de Hudson Falls explique la majeure partie de cette baisse. Il est à noter que le contrat de vente d'électricité de la centrale Hudson Falls comportait un ajustement à la baisse important. Le prix est passé de 80,58 \$US/MWh à 48,27 \$US/MWh à compter de décembre 2017, ce qui a eu une incidence défavorable de 6 M\$ sur les produits. Ainsi, les centrales américaines ont enregistré des produits en baisse de 30 %, comparativement à un recul de 15 % pour les centrales canadiennes.

BAIIA(A) et marge du BAIIA(A)

Par conséquent, le BAIIA(A) du secteur hydroélectrique a reculé de 32 % pour atteindre 33 M\$ pour l'exercice 2018, comparativement à 49 M\$ un an plus tôt. Cette baisse est attribuable aux mêmes facteurs qui ont eu un effet défavorable sur les produits. Le BAIIA(A) des centrales américaines a reculé de 39 % comparativement à un recul de 21 % pour les centrales canadiennes.

Quant à la marge de BAIIA(A) du secteur hydroélectrique pour l'exercice 2018, elle est de 67 %, contre 75 % un an plus tôt.

Thermique et solaire

La Direction demeure satisfaite de la performance des secteurs thermique et solaire. Pour l'exercice 2018, les produits de la vente d'énergie sont légèrement en hausse pour le secteur thermique et stables pour le secteur solaire par rapport à l'exercice précédent. Pour ces deux secteurs, le BAIIA(A) demeure du même ordre de grandeur d'un exercice à l'autre.

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 des flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation pour l'ensemble de l'exercice 2018 par rapport à la même période un an plus tôt.

(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Marge brute d'autofinancement(1)	192	195
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	10	(50)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	202	145
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(641)	(345)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	475	214
Écart de conversion sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	6	1
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	42	15
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE	157	115

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

Activités d'exploitation

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, la marge brute d'autofinancement de Boralex a atteint 192 M\$, soit une diminution de 3 M\$ comparativement à 195 M\$ en 2017. Cette diminution s'explique par le déboursé de 4 M\$ pour l'acquisition de nouveaux projets. Ainsi, abstraction faite des éléments hors caisse des résultats nets des deux exercices, l'augmentation de 19 M\$ du BAllA(A) tel que commentée précédemment et la hausse des Distributions reçues des Coentreprises et entreprises associées de 6 M\$ ont été en majeure partie annulée par le paiement de 5 M\$ de Frais d'acquisition, l'augmentation de 23 M\$ des Intérêts payés et l'augmentation des Impôts payés de 1 M\$.

La variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation de l'exercice a généré des fonds de 10 M\$, comparativement à une utilisation de liquidités de 50 M\$ un an plus tôt. Les fonds générés au cours de l'exercice 2018 sont attribuable en majeure partie à une diminution des Clients et autres débiteurs de 10 M\$ suite à un retour à un niveau normal d'un mois de ventes dans les débiteurs français comparativement à deux mois à la même période en 2017.

Ainsi, les activités d'exploitation ont généré des flux de trésorerie nets de 202 M\$ pour l'exercice 2018, contre 145 M\$ en 2017.

Activités d'investissement

Pour l'exercice 2018, les activités d'investissement ont nécessité des fonds de 641 M\$, comparativement à 345 M\$ pour l'exercice précédent.

Les activités d'investissement de l'exercice 2018 comprennent 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 cinq sites éoliens au Québec. À cela s'ajoutent des contreparties conditionnelles de 8 M\$ pour les projets Hauts de Comble et Sources de l'Ancre. Par ailleurs, au cours de l'exercice, Boralex a déboursé 24 M\$ pour l'acquisition de contrats de vente d'énergie dans le cadre de projets d'Ecotera. Les sommes versées touchent notamment les sites éoliens Inter Deux Bos, Basse Thiérache Nord, Santerre et Catésis.

Au cours de l'exercice, la Société a procédé à la cession de la forêt de Lanouée pour un montant net de 44 M\$ (30 M€) et à la disposition de terrains en Écosse et d'autres immobilisations pour un montant de 11 M\$.

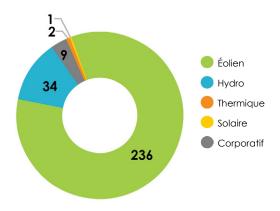
Rappelons que la principale transaction d'investissement en 2017 a été l'acquisition de la totalité de la participation financière d'Enercon dans le site éolien NRWF de 230 MW en Ontario (Canada). La transaction s'est conclue pour une contrepartie en espèces, nette de la trésorerie acquise de 230 M\$. De plus, Boralex a pris en charge la dette totalisant 779 M\$ liée à cet actif. Pour financer en partie la contrepartie en espèces, Boralex a procédé au placement de reçus de souscription de 173 M\$ en date du 23 décembre 2016. Le produit net des frais de transaction de 170 M\$ avait été placé dans l'Encaisse affectée en 2016 en prévision de la clôture de la transaction, et a été utilisé comme prévu le 18 janvier 2017, ce qui explique la majeure partie de la variation de 234 M\$ de l'Encaisse affectée de 2017 à 2018. Dans une moindre mesure, la variation de l'Encaisse affectée résulte aussi de la mise en service de parcs éoliens et de sommes réservées pour le remboursement d'un crédit-relais en France prévu en 2019, à la suite de la vente de la forêt de Lanouée.

Au cours de l'exercice 2018, la Société a investi des fonds de 282 M\$ en nouvelles immobilisations, dont :

- 236 M\$ dans le secteur éolien, la presque totalité pour la construction de divers sites en Europe (224 M\$) et au Canada (8 M\$);
- 34 M\$ dans le secteur hydroélectrique, dont 22 M\$ pour l'achèvement de la construction de la centrale Yellow Falls en Ontario (Canada) et 10 M\$ pour la mise à niveau et l'augmentation de 10 MW de la puissance de la centrale de Buckingham au Québec (Canada).

Répartition sectorielle des nouvelles immobilisations corporelles

(en millions de dollars canadiens)



Activités de financement

Au cours de l'exercice 2018, les activités de financement ont généré des liquidités totales nettes de 475 M\$.

Nouveaux financements et remboursements de dettes existantes

L'une des principales activités de financement de l'exercice demeure l'émission d'actions dans le cadre de l'acquisition des participations d'Invenergy, comme décrit précédemment, pour un montant de 259 M\$. Dans la foulée de ces transactions, la Société a versé la somme de 12 M\$ pour couvrir les frais d'émission d'actions.

Au cours de l'exercice 2018, les nouveaux emprunts non courants tirés par Boralex ont totalisé 881 M\$ (ainsi que des frais de financement de 7 M\$), dont :

- un montant de 278 M\$ tiré sur la facilité de crédit rotatif de Boralex, notamment pour l'acquisition de Kallista;
- un montant de 300 M\$ tiré de la dette subordonnée résultant de l'investissement conjoint de la Caisse et du Fonds de solidarité FTQ;
- la somme de 267 M\$ tirée sur les financements en place pour les sites éoliens français Sources de l'Ancre, Inter Deux Bos, Hauts de Comble, Le Pelon, Côteaux du Blaiseron, Catésis, Seuil du Cambrésis, Santerre et Basse Thiérache Nord, à laquelle s'ajoutent les 18 M\$ tirés sur le financement du site Noyers Bucamps, et 15 M\$ dans le cas des sites Mont de Bagny, Artois, Voie des Monts et Chemin de Grès;
- la somme de 3 M\$ pour le projet éolien Moose Lake au Canada.

À l'inverse, la Société a versé un total de 160 M\$ pour le remboursement de sa dette liée aux divers sites en exploitation. Elle a aussi versé 265 M\$ sur sa facilité de crédit rotatif, de même que 86 M\$ au titre du remboursement d'emprunts assumés au moment de l'acquisition de Kallista et 34 M\$ au titre du financement relais de la taxe sur la valeur ajoutée.

Dividendes et autres

Pour l'exercice 2018, la Société a versé à ses actionnaires des dividendes totalisant 50 M\$ (l'équivalent de 0,15 \$ par action au premier trimestre, de 0,1575 \$ par action aux deuxième et troisième trimestres, et de 0,1650 \$ par action au quatrième trimestre), contre 46 M\$ (l'équivalent de 0,15 \$ par action par trimestre) pour l'exercice 2017.

Au cours de l'exercice 2018, la Société a consacré 44 M\$ au rachat avant l'échéance d'instruments financiers. Elle a également versé 7 M\$ aux actionnaires sans contrôle, soit un montant similaire à celui de 2017.

Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie

L'ensemble des mouvements de trésorerie se traduisent par une hausse de 42 M\$ depuis le début de l'exercice 2018, ce qui porte le solde de la Trésorerie et des équivalents de trésorerie au 31 décembre 2018 à 157 M\$, comparativement à 115 M\$ au 31 décembre 2017.

Contribution des Participations au Combiné

Pour l'exercice 2018, la contribution de la marge brute d'autofinancement des Participations au Combiné a été de 39 M\$, contre 32 M\$ un an plus tôt. Quant à la contribution aux flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation, elle a été de 55 M\$ comparativement à 33 M\$ en 2017. L'augmentation de la marge brute d'autofinancement et des flux de trésorerie est liée à l'acquisition en septembre des participations d'Invenergy dans cinq parcs éoliens au Québec.

Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures non conformes aux IFRS.

Situation financière

Aperçu des états consolidés condensés de la situation financière

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
ACTIF		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	157	115
Encaisse affectée	96	35
Divers actifs courants	169	175
ACTIFS COURANTS	422	325
Immobilisations corporelles	2 941	2 621
Immobilisations incorporelles	760	655
Goodwill	201	182
Participations dans des Coentreprises et entreprises associées	270	26
Divers actifs non courants	152	117
ACTIFS NON COURANTS	4 324	3 601
TOTAL DE L'ACTIF	4 746	3 926
PASSIF		
PASSIFS COURANTS	564	429
Emprunts non courants	2 857	2 418
Débentures convertibles	140	137
Divers passifs non courants	284	213
PASSIFS NON COURANTS	3 281	2 768
TOTAL DU PASSIF	3 845	3 197
CAPITAUX PROPRES		
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	901	729
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	4 746	3 926

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 2017 et le 31 décembre 2018 reflètent les investissements et les financements liés à la poursuite du développement des projets éoliens et hydroélectriques de la Société.

Actif

L'actif total de Boralex s'élève à 4746 M\$ au 31 décembre 2018, soit une hausse de 820 M\$ par rapport à la valeur de 3 926 M\$ inscrite au 31 décembre 2017.

Les Actifs courants ont augmenté de 97 M\$ compte tenu d'une augmentation de 42 M\$ de la Trésorerie et des équivalents de trésorerie et de 61 M\$ de l'Encaisse affectée, le tout en partie annulé par la baisse de la valeur des Autres actifs courants.

Par ailleurs, les Actifs non courants ont augmenté de 723 M\$, en raison des principales variations suivantes :

- Une hausse de 320 M\$ de la valeur des Immobilisations corporelles (nette de l'amortissement de la période) qui se répartit comme suit :
 - une hausse de 230 M\$ à la suite de l'acquisition de Kallista:
 - une réduction de 14 M\$ principalement liée à la dépréciation du parc éolien Cham Longe I et du projet éolien Otter Creek;
 - une réduction de 54 M\$ principalement liée à la vente de la forêt de Lanouée (44 M\$) et de terrains en Écosse (6 M\$);
 - une augmentation de 282 M\$ des immobilisations en lien avec les sites en construction (voir section Situation de trésorerie) en partie annulée par l'incidence de 167 M\$ associé à l'amortissement sur les sites en exploitation et;
 - une augmentation de 60 M\$ majoritairement liée à l'impact du taux de change (50 M\$) et au transfert de projets en développement qui se sont qualifiés pour la construction.
- Une hausse de 105 M\$ de la valeur des Immobilisations incorporelles (nette de l'amortissement de la période de 49 M\$):
 - une hausse de 24 M\$ en contreparties conditionnelles dans le cadre de projets du portefeuille Ecotera pour les projets éoliens Inter Deux Bos, Santerre, Basse Thiérache Nord, Catésis et l'acquisition de la tranche C d'Ecotera;
 - l'attribution de 120 M\$ de plus-value en lien avec l'acquisition de Kallista lors de l'évaluation préliminaire de l'allocation du prix d'achat;
 - une diminution de 1 M\$ à la suite de la dépréciation des Immobilisations incorporelles du projet Otter Creek en lien avec la décision du gouvernement ontarien de juin 2018;
 - une augmentation de 14 M\$ liée à l'impact du taux de change en partie réduite par le transfert de 4 M\$ aux immobilisations corporelles de projets qui se sont qualifiés pour la construction.

- Une hausse de 19 M\$ du Goodwill, dont 15 M\$ proviennent de la répartition préliminaire du prix d'achat des actions de Kallista et la différence des variations sur taux de change.
- Une hausse de 244 M\$ des Participations résultant de l'acquisition des participations d'Invenergy dans cinq sites éoliens au Québec et des impôts afférents.
- La hausse des divers Actifs non courants de 35 M\$, dont 12 M\$ pour les fonds de réserve au service des Emprunts non courants acquis de Kallista, ainsi que 18 M\$ au chapitre des Autres actifs financiers non courants, principalement liés aux options d'achat de participations d'un partenaire de 15 M\$ à la suite de l'acquisition des sites éoliens DM I, DM II et LP I ainsi que 4 M\$ au titre de comptes à recevoir à long terme.

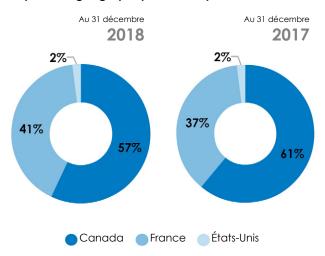
Passifs courants

Les Passifs courants au 31 décembre 2018 s'élevaient à 564 M\$, par rapport à 429 M\$ au 31 décembre 2017. Cette hausse de 135 M\$ résulte de l'augmentation de 190 M\$ de la Part à moins d'un an des emprunts qui s'explique par de nouveaux financements, la présentation à court terme du prêt à terme de Cube de 63 M\$, les dettes des sites acquis de Kallista et la reclassification de 89 M\$ des prêts des parcs éoliens Fortel-Bonnières, St-François et Calmont à la suite d'un défaut potentiel sur l'atteinte des ratios au 31 décembre 2018, basé sur les estimés de la Direction. Lorsque les prêteurs renonceront à leur recours, les soldes de ces deux dettes seront reclassés aux Emprunts non courants. Le tout a partiellement été annulé par la baisse de 11 M\$ des Fournisseurs et autres créditeurs et de 45 M\$ des Autres passifs financiers courants puisque la Société a débouclé au cours de l'exercice pour 44 M\$ de swaps financiers de taux d'intérêt.

Passifs non courants

Le total des Passifs non courants a augmenté de 513 M\$, en raison de l'augmentation de 439 M\$ des Emprunts non courants (net des remboursements de la période et des frais de financement reportés) dont 144 M\$ provenant des emprunts non courants de Kallista. Par ailleurs, il faut noter la hausse de 21 M\$ des Passifs relatifs au démantèlement en majeure partie liée à l'acquisition de Kallista. À cela s'ajoute la hausse du Passif d'impôts différés de 36 M\$ liés à l'acquisition de Kallista et des participations d'Invenergy. Les principales transactions de financement sont résumées à la section Analyse des résultats et de la Situation financière pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (voir section Activités de financement). De plus, au 31 décembre 2018, Boralex disposait d'un montant de 145 M\$ de dette contractée qui n'était toujours pas tiré, excluant la clause accordéon du crédit rotatif de 100 M\$, ainsi qu'un total de 116 M\$ disponible sur la facilité de lettres de crédit et le crédit rotatif sujet au respect des ratios financiers inclus dans les différentes ententes de crédit.

Répartition géographique des emprunts non courants



Contribution des Participations au Combiné

La contribution des actifs des Participations au Combiné est de 871 M\$ au 31 décembre 2018, ce qui est supérieur aux 383 M\$ à la même date en 2017. La contribution aux passifs des participations est de 584 M\$ comparativement à 312 M\$. Ces augmentations sont directement liées à l'acquisition des participations d'Invenergy dans cinq parcs éoliens. Pour plus de détails, se référer à la rubrique Mesures non conformes aux IFRS et à la note Participations dans les Coentreprises et entreprises associées des états financiers de l'exercice.

Capitaux propres

La valeur des Capitaux propres a augmenté de 172 M\$ au cours de l'exercice 2018, pour s'établir à 901 M\$ au 31 décembre 2018. Cette hausse résulte notamment de l'augmentation de 251 M\$ du capital-actions compte tenu de la transaction pour l'acquisition des participations d'Invenergy, à la variation de 20 M\$ du Cumul des autres éléments du résultat global lié à la conversion des états financiers, en partie annulées par l'augmentation de la perte nette de 44 M\$ et des dividendes versés aux actionnaires de Boralex de 50 M\$ et de distributions de 7 M\$ aux actionnaires sans contrôle.

Coefficients d'endettement

L'endettement net, tel que défini à la rubrique Mesures non conformes aux IFRS, s'établissait à 3 048 M\$ au 31 décembre 2018, contre 2 519 M\$ au 31 décembre 2017.

Par conséquent, le coefficient d'endettement net, au marché, tel que défini à la rubrique Mesures non conformes aux IFRS, est passé de 56 % au 31 décembre 2017 à 65 % au 31 décembre 2018.

L'augmentation du coefficient s'explique principalement par la baisse du cours boursier de Boralex, de 23,50 \$ par action au 31 décembre 2017 à 16,84 \$ par action au 31 décembre 2018.

Renseignements sur les capitaux propres de la Société

Au 31 décembre 2018, le capital-actions de Boralex consistait en 89 184 175 actions de catégorie A émises et en circulation (76 255 051 au 31 décembre 2017). Le nombre d'options d'achat d'actions en circulation était de 605 065, dont 480 338 pouvant être levées. Boralex avait 1 437 070 débentures convertibles émises et en circulation pour un montant de 144 M\$ (1 437 400 au 31 décembre 2017 pour un montant de 144 M\$).

Entre le 1^{er} janvier et le 28 février 2019, aucune nouvelle action n'a été émise dans le cadre d'une levée d'options d'achat d'actions et dans le cadre de la conversion de débentures.

Opérations entre parties liées

La Société a conclu 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 2018, les produits découlant de cette entente sont de 1 M\$.

La Société a un contrat de location de bureaux avec lvanhoé Cambridge, une entité pour laquelle la Caisse détient aussi des participations. Au 31 décembre 2018, le montant de la dépense de loyers relié à ce contrat est de 1 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\$. Au 31 décembre 2018, le montant des intérêts liés à ces transactions est de 9 M\$.

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 et qui sera remboursé, avec intérêts, 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 terminé le 31 décembre 2018, le montant des intérêts liés à cette avance est de 2 M\$.

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. Au 31 décembre 2018, le montant des intérêts liés à ce dû n'est pas significatif.

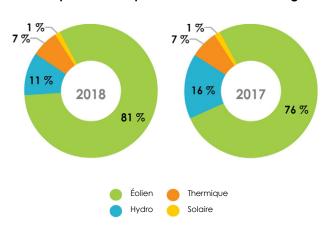
Le 14 septembre 2018, la Société a conclu l'acquisition des participations d'Invenergy dans cinq parcs éoliens. L'acquisition est considérée comme une transaction entre parties liées car la Caisse détenait alors une participation de 52,4 % dans Invenergy et une participation de 19,9 % des actions de Boralex.

Répartitions sectorielle et géographique des résultats des exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

Répartition sectorielle

Cette rubrique décrit l'évolution des produits et du BAIIA(A) par secteur pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 par rapport à l'exercice précédent.

Répartition des produits de la vente d'énergie





Pour l'exercice 2018, les produits du secteur éolien sont en hausse de 22 % par rapport à l'exercice 2017 et correspondent à 81 % des produits consolidés, contre 76 % un an plus tôt. Cette progression s'explique essentiellement par l'ajout de 91 MW à la puissance installée du secteur en 2017, à la contribution du site NRWF pour les 14 premiers jours de 2018, à l'acquisition des sites de Kallista le 20 juin 2018 et à la mise en service des sites Inter Deux Bos le 24 septembre 2018, Noyers Bucamps le 1er novembre 2018, Hauts de Comble le 5 novembre 2018 et Côteaux du Blaiseron le 9 novembre 2018.

Le BAllA(A) du secteur éolien pour l'exercice 2018 a augmenté de 19 % par rapport à la période correspondante de 2017 et correspond à 88 % du BAllA(A) consolidé (avant éléments corporatifs et éliminations), un résultat supérieur aux 81 % de l'exercice 2017. Non seulement le secteur éolien compte-t-il pour la plus grande part du BAllA(A) de Boralex, il affiche également une marge de BAllA(A) supérieure à la moyenne des actifs globaux de Boralex, soit 81 % pour l'exercice 2018.

Compte tenu des mises en service prévues d'ici 2020 pour une puissance additionnelle de 100 MW, de même que l'important bassin de projets potentiels auxquels Boralex a accès, l'apport de ce secteur à la rentabilité d'exploitation de la Société ira en s'accentuant au cours des trimestres et des exercices à venir, favorisant le maintien d'une solide marge bénéficiaire moyenne.

Répartition du BAIIA(A)⁽¹⁾ 1% 2% 3 % 15 % 2018 88 %

(1) Excluant le secteur corporatif et les éliminations

Hydro

Thermique

Solaire

Hydroélectrique

Pour l'exercice 2018, les produits et le BAllA(A) du secteur hydroélectrique ont diminué de 24 % et de 32 %, respectivement, par rapport à l'exercice 2017, compte tenu principalement de conditions hydrauliques moins favorables et de prix moindres pour les centrales américaines. Vu la croissance du secteur éolien, la contribution du secteur hydroélectrique aux produits consolidés de la Société est passée de 16 % pour l'exercice 2017 à 11 % pour la même période de 2018, tandis que sa contribution au BAllA(A) (avant corporatif et éliminations) est passée de 15 % à 9 %. Quant à la marge de BAllA(A) en pourcentage des produits de ce secteur, elle est passée de 75 % pour l'exercice 2017 à 67 % en 2018.

Thermique

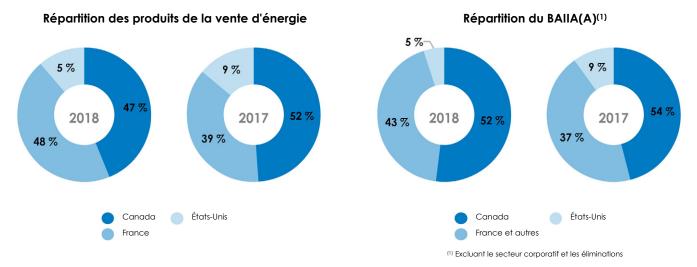
Les produits du secteur thermique ont augmenté de 10 % au cours de l'exercice 2018 par rapport à l'an dernier, en raison de prix de vente supérieurs obtenus à la centrale de Blendecques. Rappelons que les prix de vente de cette centrale sont liés aux prix du gaz naturel et que les hausses de prix sont généralement accompagnées de hausse des coûts. Ce secteur a compté pour 7 % des produits consolidés de l'exercice 2018, le même pourcentage qu'un an plus tôt. La contribution du secteur thermique au BAllA(A) consolidé (avant corporatif et éliminations) est également demeuré autour de 2 %. La marge de BAllA(A) du secteur est passée de 29 % pour l'exercice 2017 à 26 % pour la période correspondante de 2018.

Solaire

Pour l'exercices 2018, le secteur solaire a enregistré un BAllA(A) de 5 M\$, soit des résultats du même ordre de grandeur qu'un an plus tôt. Le secteur de l'énergie solaire ne représente pour l'instant qu'une part marginale du portefeuille d'actifs de Boralex.

Répartition géographique

Cette rubrique décrit l'évolution des produits et du BAIIA(A) par pays pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 par rapport à l'exercice 2017.



Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la répartition géographique des produits de la vente d'énergie de Boralex est la suivante :

- 47 % au **Canada**, par rapport à 52 % en 2017 ;
- 48 % en **France**, par rapport à 39 % en 2017, compte tenu de la contribution des sites éoliens mis en service en 2017, des sites acquis de Kallista le 20 juin 2018 et des sites Inter Deux Bos, Noyers Bucamps, Hauts de Comble et Côteaux du Blaiseron au fur et à mesure de leur mise en service au cours de l'exercice 2018;
- 5 % aux **États-Unis**, contre 9 % en 2017, compte tenu d'un plus faible volume de production et de l'ajustement à la baisse du prix par MWh pour la centrale de Hudson Falls, laquelle bénéficiait d'un prix de contrat de 80,58 \$US/MWh en 2017, alors qu'il est maintenant de 48,27 \$US/MWh.

Soulignons que les cinq sites éoliens acquis au Québec en septembre 2018 sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence conformément aux IFRS. C'est pourquoi, ils n'ont aucun impact sur la répartition des produits et très peu d'effet sur la répartition du BAIIA(A).

Mesures non conformes aux IFRS

Afin d'évaluer la performance de ses actifs et de ses secteurs d'activité, Boralex utilise le BAIIA, le BAIIA(A), la marge de BAIIA(A), la marge brute d'autofinancement, le coefficient d'endettement net, les flux de trésorerie discrétionnaires, le ratio de distribution et les dividendes versés par action ordinaire 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 non 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.

Le rapport de gestion présente également certaines de ces mesures sous la forme du Combiné, en vertu de laquelle les résultats de ses Participations dans des Coentreprises et entreprises associées sont considérés en fonction des pourcentages de détention. Étant donné qu'elles représentent un investissement significatif pour Boralex, la Direction considère que cette information constitue une donnée utile pour les investisseurs. Pour plus d'informations, se référer à la note Participations dans des Coentreprises et entreprises associées du rapport intermédiaire et du rapport annuel. Voici les participations significatives qui sont retraitées dans le Combiné :

	% 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 %

Rapprochement entre IFRS et Combiné

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

Consolidé

2018

(en millions de dollars canadiens)	IFRS	Participations	Éliminations	Combiné
Période de trois mois close le 31 décembre :				
Production d'électricité (GWh)	1 065	324	_	1 389
Produits de la vente d'énergie	145	33	_	178
BAIIA(A)	98	28	(5)*	121
Résultat net	6	5	(5)*	6
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	23	33	(4)	52
Marge brute d'autofinancement	71	17	(4)**	84
Exercice clos le 31 décembre :				
Production d'électricité (GWh)	3 415	737	_	4 152
Produits de la vente d'énergie	471	78	_	549
BAIIA(A)	298	66	(10)*	354
Résultat net	(44)	12	(12)*	(44)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	202	55	(22)	235
Marge brute d'autofinancement	192	39	(23)**	208
Au 31 décembre :				
Total de l'actif	4 746	871	(213)***	5 404
Emprunts, incluant les emprunts non courants et la part à moins d'un an des emprunts	3 271	584	_	3 855

^{*} Quote-part des profits des Coentreprises et entreprises associées.

^{**} Distributions reçues des Coentreprises et entreprises associées.

Participations dans les Coentreprises et entreprises associées.

2017

(en millions de dollars canadiens)	IFRS	SDBI et II (50 %)	Éliminations	Combiné
Période de trois mois close le 31 décembre :				
Production d'électricité (GWh)	871	171	_	1 042
Produits de la vente d'énergie	129	18	_	147
BAIIA(A)	93	16	(5)*	104
Résultat net	28	6	(6)*	28
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	17	11	(1)	27
Marge brute d'autofinancement	69	12	(1)**	80
Exercice clos le 31 décembre :				
Production d'électricité (GWh)	3 129	546	_	3 675
Produits de la vente d'énergie	414	59	_	473
BAIIA(A)	276	49	(6)*	319
Résultat net	10	10	(10)*	10
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	145	33	(16)	162
Marge brute d'autofinancement	195	32	(17)**	210
Au 31 décembre :				
Total de l'actif	3 926	383*	(21)***	4 288
Emprunts, incluant les emprunts non courants et la part à moins d'un an des emprunts	2 642	312*	_	2 954

^{*} Quote-part des profits des Coentreprises et une entreprise associée.

Éolien

2018

(en millions de dollars canadiens)	IFRS	Participations	Éliminations	Combiné
Période de trois mois close le 31 décembre :				
Production d'électricité (GWh)	852	324	_	1 176
Produits de la vente d'énergie	123	33	_	156
BAIIA(A)	105	28	(6)*	127
Exercice clos le 31 décembre :				
Production d'électricité (GWh)	2 581	737	_	3 318
Produits de la vente d'énergie	385	78	_	463
BAIIA(A)	310	66	(13)*	363

^{*} Quote-part des profits des Coentreprises et entreprises associées.

2017

(en millions de dollars canadiens)	IFRS	SDB - I et II (50 %)	Éliminations	Combiné
Période de trois mois close le 31 décembre :				
Production d'électricité (GWh)	676	171	_	847
Produits de la vente d'énergie	107	18	_	125
BAIIA(A)	95	17	(6)*	106
Exercice clos le 31 décembre :				
Production d'électricité (GWh)	2 204	546	_	2 750
Produits de la vente d'énergie	315	59	_	374
BAIIA(A)	261	49	(9)*	301

^{*} Quote-part des profits des Coentreprises et une entreprise associée.

^{**} Distributions reçues des Coentreprises et une entreprise associée.

^{***} Participations dans des Coentreprises et une entreprise associée.

BAIIA(A)

Le BAllA(A) représente le bénéfice avant impôts, intérêts et amortissement, ajusté pour exclure d'autres éléments, tels que les frais d'acquisition, la perte nette sur instruments financiers et le gain de change, ces deux derniers étant regroupés sous Autres. Le BAllA(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 BAllA(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 :

-	\sim	-	$\boldsymbol{\alpha}$
-/	6 1		×
-	v		u

(en millions de dollars canadiens)	IFRS	Participations	Éliminations	Combiné
Période de trois mois close le 31 décembre :				
Résultat net	6	5	(5)	6
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(1)	_	_	(1)
Charges financières	33	8	_	41
Dépréciation des immobilisations corporelles et incorporelles	3	_	_	3
Amortissement	61	15	_	76
BAIIA	102	28	(5)	125
Ajustements:				
Gains de change	_	_	_	_
Frais d'acquisition	(4)	_	_	(4)
BAIIA(A)	98	28	(5)	121
Exercice clos le 31 décembre :				
Résultat net	(44)	12	(12)	(44)
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(16)	_	_	(16)
Charges financières	123	24	2	149
Amortissement	216	32	_	248
Dépréciation des immobilisations corporelles et incorporelles	15	_	_	15
BAIIA	294	68	(10)	352
Ajustements:				
Frais d'acquisition	5	_	_	5
Autres gains	(1)	(2)	_	(3)
BAIIA(A)	298	66	(10)	354

2017

(en millions de dollars canadiens)	IFRS	SDB - I et II (50 %)	Éliminations	Combiné
Période de trois mois close le 31 décembre :				
Résultat net	28	6	(6)	28
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(9)	_	_	(9)
Charges financières	27	5	1	33
Amortissement	46	5	_	51
BAIIA	92	16	(5)	103
Ajustements:				
Gains de change	1	_	_	1
BAIIA(A)	93	16	(5)	104
Exercice clos le 31 décembre :				
Résultat net	10	9	(9)	10
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(10)	_	_	(10)
Charges financières	104	20	3	127
Amortissement	172	22	_	194
BAIIA	276	51	(6)	321
Ajustements:				
Autres gains	(1)	(2)	_	(3)
Autres	1	_	_	1
BAIIA(A)	276	49	(6)	319

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 :

2018

(en millions de dollars canadiens)	IFRS	Participations	Éliminations	Combiné
Période de trois mois close le 31 décembre :				
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	23	33	(4)	52
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	48	(16)	_	32
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	71	17	(4)*	84
Exercice clos le 31 décembre :	999		(00)	005
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	202	55	(22)	235
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	(10)	(16)	(1)	(27)
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	192	39	(23)*	208

Distributions reçues des Coentreprises et entreprises associées.

				2017
(en millions de dollars canadiens)	IFRS	SDB - I et II (50 %)	Éliminations	Combiné
Période de trois mois close le 31 décembre :				
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	17	11	(1)	27
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	52	1	_	53
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	69	12	(1)*	80
Exercice clos le 31 décembre :				
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	145	33	(16)	162
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	50	(1)	(1)	48
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	195	32	(17)*	210

^{*} Distributions reçues des Coentreprises et une entreprise associée.

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 :

	IFRS	
	Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Emprunts non courants	2 857	2 418
Part à moins d'un an des emprunts	414	224
Coûts d'emprunts, nets de l'amortissement cumulé	30	27
Moins:		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	157	115
Encaisse affectée	96	35
Endettement net	3 048	2 519
Endettement net excluant les emprunts non courants tirés sur		
les projets en construction	2 707	2 394

La Société définit sa capitalisation totale au marché comme suit :

	IFRS	
	Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017
Nombre d'actions en circulation (en milliers)	89 184	76 255
Valeur boursière des actions (en \$ par action)	16,84	23,50
Valeur au marché des capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 502	1 792
Part des actionnaires sans contrôle	31	44
Endettement net	3 048	2 519
Débentures convertibles, valeur nominale	144	144
Capitalisation totale au marché	4 725	4 499

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

	IFRS	
	Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017
Endettement net	3 048	2 519
Capitalisation totale au marché	4 725	4 499
COEFFICIENT D'ENDETTEMENT NET, au marché	65 %	56 %
COEFFICIENT D'ENDETTEMENT NET, au marché excluant les emprunts non courants tirés sur les projets en construction	57 %	53 %

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 désormais calculés en tenant compte des données tirées des états financiers selon les IFRS, alors qu'auparavant ils étaient calculés à partir du Combiné. Ce changement n'a aucun effet sur les flux de trésorerie discrétionnaires, ni sur le ratio de distribution. Selon les IFRS, les flux de trésorerie discrétionnaires incluent les distributions des Coentreprises et entreprises associées tandis que selon le Combiné, ces distributions sont éliminées et remplacées par la contribution des Coentreprises et entreprises associées au BAIIA(A), nette des remboursements de dettes qu'elles ont effectués.

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 le tout calculé sur la base des douze derniers mois d'exploitation. 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 la période de douze mois close le 31 décembre 2018, les dividendes versés aux actionnaires par la Société ont représenté 85 % des flux de trésorerie discrétionnaires. Le ratio au-dessus de la fourchette cible pour l'exercice 2018 résulte principalement du fait que le volume de production des sites éoliens a été de 12 % inférieur à la production anticipée.

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 comme suit :

	IFRS		
	Exercices clos les		
	31 décembre	31 décembre	
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017	
Marge brute d'autofinancement	192	195	
Ajustements ⁽¹⁾	6	_	
Distributions versées aux actionnaires sans contrôle	(7)	(8)	
Nouvelles immobilisations corporelles (maintien de l'exploitation)	(8)	(8)	
Versements sur les emprunts non courants (projets) (2) (3)	(150)	(125)	
Frais de développement (aux résultats)	26	17	
Flux de trésorerie discrétionnaires	59	71	
Flux de trésorerie discrétionnaires - par action	0,74 \$	0,94 \$	
Dividendes versés aux actionnaires de Boralex	50 \$	46 \$	
Nombre moyen pondéré d'actions de base en circulation (en milliers)	80 102	75 436	
Dividendes versés aux actionnaires - par action	0,63 \$	0,60 \$	
Ratio de distribution	85 %	64 %	

⁽¹⁾ Excluant principalement les frais d'acquisition encourus pour Kallista.

⁽²⁾ Ajustement du remboursement de la dette de NRWF de mars 2017 au prorata du nombre de jours de détention depuis l'acquisition (2017).

⁽³⁾ Excluant les prêts-relais TVA, le remboursement des emprunts assumés lors de l'acquisition de Kallista (2018) et le remboursement anticipé d'une dette.

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 iusau'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 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. 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'intérêts 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 2018, les centrales françaises (sauf Avignonet I et Chépy) et canadiennes (sauf Oldman en Alberta, Canada), ainsi que celles de Hudson Falls et de South Glens Falls 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 2 % de la puissance installée de Boralex est assujettie actuellement à ce risque.

Risque de taux d'intérêt

Selon les IFRS, en date du 31 décembre 2018, environ 54 % des emprunts non courants émis portent intérêt à taux variables, excluant le crédit rotatif et le crédit-relais. 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 6 % de la dette totale en IFRS.

Les tableaux ci-dessous résument les instruments financiers dérivés de la Société au 31 décembre 2018 :

Au 31 décembre

2018 Notionnel actuel Juste valeur (devise d'origine) (devise d'origine) (CAD) (en millions de dollars canadiens) Devise (CAD) (32)Swaps financiers de taux d'intérêt Euro 381 595 (21)787 787 Swaps financiers de taux d'intérêt CAD 30 30 108 Contrats de change à terme Euro contre CAD 70 (7)(7) Swaps croisés sur taux d'intérêt et Euro contre CAD 165 251 (8)(8) devises (17)

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.

Engagements et éventualités

	_	Paiements			
(en millions de dollars canadiens)	_	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
Contreparties conditionnelles		19	9	_	28
Contrats d'achat et de construction		127	_	_	127
Contrats d'entretien		28	98	124	250
Contrats de location simple		15	52	142	209
Autres		1	6	19	26
		190	165	285	640

Contreparties conditionnelles

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

Contrats de vente d'énergie - Sites en exploitation

Canada

Pour les centrales canadiennes, la Société s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité (sujet à certains minimums) en vertu de contrats à long terme avec une échéance s'échelonnant de 2019 à 2054 selon l'installation. Ces contrats prévoient une indexation annuelle partielle, selon l'évolution de l'IPC. Au Québec, une centrale hydroélectrique bénéficie d'une indexation fixe du prix de vente d'énergie, alors que dans le cas de deux autres centrales, l'indexation est liée à l'IPC, sujette à un minimum de 3 % et à un maximum de 6 %.

France

Pour les sites éoliens, excluant **Avignonet I et Chépy**, la centrale thermique et les sites solaires en France, la Société s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité en vertu de contrats à long terme avec une échéance s'échelonnant de 2019 à 2035 selon le site. Ces contrats prévoient une indexation annuelle, selon l'évolution d'indices relatifs au coût horaire du travail et aux activités de l'industrie.

États-Unis

Aux États-Unis, en vertu d'un contrat à long terme, la Société s'est engagée à vendre jusqu'en 2029 la totalité de la production d'énergie de la centrale hydroélectrique **Middle Falls**. Le contrat prévoit un prix correspondant à 90 % du taux du marché.

Pour les centrales hydroélectriques américaines South Glens Falls et Hudson Falls, la Société s'est engagée à vendre sa production d'électricité en vertu de contrats à long terme échéant en 2034 et en 2035, respectivement. Ces contrats prévoient des tarifs contractuels pour la majorité de la production d'électricité. La structure de prix est établie comme suit :

	South Glens Falls \$ US/MWh	Hudson Falls \$ US/MWh
Janvier 2019 - Novembre 2024	86,65	48,27
Décembre 2024 - Novembre 2025	121,79 ou marché ⁽¹⁾	48,27
Décembre 2025 et après	121,79 ou marché ⁽¹⁾	56,28 ou marché ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Le client possède une option de choisir le prix du marché en remplacement du prix contractuel jusqu'au terme de son contrat, en 2025 pour la centrale de South Glens Falls et en 2026 pour la centrale de Hudson Falls.

Contrats de vente d'énergie -Projets en développement

Canada

- a) Pour le projet hydroélectrique Yellow Falls, la Société est détentrice d'un contrat de vente d'énergie d'une durée initiale de 20 ans auquel s'ajoutent quatre options de renouvellement de cinq ans chacune, pouvant être exercées au gré de la Société. Ce contrat entrera en vigueur à la mise en service de la centrale et le prix sera indexé annuellement.
- b) Pour le projet éolien **Moose Lake**, la Société est détentrice d'un contrat de vente d'énergie d'une durée initiale de 40 ans. Ce contrat entrera en vigueur à la mise en service du site éolien et sera indexé annuellement.
- c) Pour le projet d'augmentation de puissance de la centrale hydroélectrique **Buckingham**, la Société est détentrice d'un contrat de vente d'énergie qui entrera en vigueur au moment de la mise en service du projet et viendra à échéance en 2038.

France

Pour les projets éoliens Seuil du Cambrésis, Basse Thiérache Nord et Moulins du Lohan, la Société a accès à des contrats de vente d'énergie d'une durée de 15 ans et d'une durée de 20 ans pour les projets éoliens Catésis, Santerre et Cham Longe I. Ces contrats entreront en vigueur au moment de la mise en service des parcs éoliens et les prix de vente seront indexés annuellement.

Contrats d'achat et de construction

Canada

- a) Pour le projet d'augmentation de puissance de la centrale hydroélectrique de **Buckingham**, la Société a conclu des contrats d'achat de turbines, de construction et de raccordement.
- b) Pour le projet éolien **Moose Lake**, la Société a un contrat d'achat de turbines et de construction.

France

- a) Pour les projets éoliens Basse Thiérache Nord, Catésis et Seuil du Cambrésis, la Société a conclu plusieurs ententes pour l'achat de turbines, la construction et le raccordement.
- b) Pour le parc éolien **Sources de l'Ancre**, la Société a conclu un contrat d'achat de turbines.
- c) Pour le projet éolien Moulins du Lohan, la Société a plusieurs ententes pour l'achat de turbines et la construction.
- d) En 2018, dans le cadre du projet de rééquipement du site éolien de Cham Longe I, la Société a conclu certains contrats de construction.

Contrats d'entretien

Canada

Pour les sites en exploitation au Canada, la Société a conclu des contrats d'entretien des éoliennes. Les contrats ont des durées initiales de 15 ans. Les contrats des sites éoliens de **Port Ryerse**, de **Témiscouata I** et **Côte-de-Beaupré** comprennent une option de résiliation, au gré de la Société, pouvant être exercée après la cinquième année et après la septième année dans le cas des sites éoliens **Témiscouata II** et **Frampton**. Il n'y a pas d'option de résiliation pour le contrat d'entretien du parc éolien **NRWF**.

France

Pour les sites en exploitation en France, la Société a conclu des contrats d'entretien des éoliennes. Les contrats ont des durées initiales entre trois et 20 ans.

Contrats de location simple

Canada

- a) Pour les sites éoliens au Canada, la Société loue des terrains sur lesquels sont situées les éoliennes en vertu de baux dont les durées varient de 14 à 22 ans.
- b) Pour les six centrales hydroélectriques situées au Canada, la Société est liée par des conventions de location de l'emplacement des centrales ainsi que des droits relatifs à l'utilisation de la force hydraulique, nécessaire à leur exploitation. En vertu de ces conventions, avec une échéance s'échelonnant de 2019 à 2022 selon la centrale, la Société paie un loyer basé sur le niveau de production d'électricité.
- c) En vue du déménagement des bureaux d'affaires de Montréal, la Société a conclu un contrat de location de bureaux d'une durée initiale de 16 ans. Ce contrat conclu auprès d'Ivanhoé Cambridge se traduira par des opérations entre parties liées car la Caisse détient aussi des participations dans cette dernière.

France

Les terrains sur lesquels sont installés les sites éoliens et les sites solaires en France sont loués en vertu de baux emphytéotiques dont les durées varient de 25 à 99 ans. Les redevances sont payables et indexées annuellement en fonction d'indices à la consommation et à la construction publiés par l'Institut National de la Statistique et des Études Économiques.

États-Unis

- a) Pour la centrale de Middle Falls, la Société loue le terrain où est située la centrale à NMPC en vertu d'un bail échéant en 2029. Le loyer est variable à raison de 30 % des revenus bruts de cette centrale.
- b) La Société loue auprès de NMPC le terrain sur lequel sont situées ses installations hydroélectriques américaines, South Glens Falls et Hudson Falls. Les baux viennent à échéance à l'expiration des contrats de vente d'énergie soit en 2034 et 2035, respectivement. Les charges locatives relatives aux paiements de loyers non conditionnels sont constatées aux résultats selon une formule linéaire en fonction du loyer moyen sur la durée des baux. En raison de l'impossibilité d'en établir les montants avec certitude, le total des paiements de loyers minimaux futurs de la centrale de South Glens Falls, dans l'état de New York, n'inclut pas les loyers conditionnels des exercices compris entre la 26e et la 40e année du bail, inclusivement. Les charges locatives pour ces exercices sont établies en fonction d'un pourcentage des produits bruts. En outre, les baux accordent à NMPC un droit de préemption à l'égard de l'acquisition des installations hydroélectriques à la juste valeur à la fin du bail. Les baux obligent également la Société à transférer le titre des installations hydroélectriques, en cas d'abandon pendant la durée du bail, et obligent NMPC à acheter et la Société à vendre les installations hydroélectriques à la fin de la durée du bail, au moindre de la juste valeur ou de 10 M\$ US (centrale de Hudson Falls) et de 5 M\$ US (centrale de South Glens Falls).

Autres engagements

Pour le parc éolien **NRWF**, la Société est liée par des contrats de redevances avec les Premières Nations et par des accords communautaires, les deux venant à échéance en 2036. Les accords communautaires incluent des ententes pour la conservation du milieu naturel, l'usage routier et le fond communautaire.

Les engagements ci-dessus ne comprennent pas les redevances conditionnelles qui représentent 8,3 % du chiffre d'affaires lié à la production sur la durée du contrat d'énergie du projet éolien **Moose Lake**.

Éventualités

Canada

Depuis janvier 2011, O'Leary Funds Management LP et al. poursuivait la Société en Cour supérieure du Québec. Cette procédure allèguait que le regroupement d'entreprises intervenu le 1er novembre 2010 entre Boralex et le Fonds de revenu Boralex Énergie est 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. dispose d'un délai de 60 jours suivant la date du jugement de la Cour d'appel pour déposer une demande d'autorisation d'appel à la Cour suprême du Canada.

En conséquence, la Société n'a enregistré aucune provision à l'encontre de ce litige. De plus, la Société a déposé, dans le cadre de sa défense, une demande reconventionnelle de plus de 1 M\$.

France - Projet éolien Moulins du Lohan

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), soit 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.

En date du 14 avril 2017, des riverains ont déposé une requête en référé de suspension à l'encontre du projet afin d'en faire cesser la construction en attente d'une décision des tribunaux en regard de l'annulation des permis délivrés par le Préfet du Morbihan. Le 11 mai 2017, une ordonnance de référé a été reçue indiquant la suspension temporaire du permis de construction, et exigeant l'arrêt immédiat des travaux. À ce stade, une portion importante des fondations et des routes avait été complétée.

Par jugement rendu le 7 juillet 2017, le Tribunal administratif de Rennes a prononcé l'annulation des permis de construction du projet sur la base de son appréciation subjective du risque d'atteinte paysagère à la forêt de Lanouée devant héberger le projet sur des terrains détenus par la Société. Aucune erreur de droit de la part de l'administration n'a été retenue par le Tribunal. La construction du projet a été interrompue dans le cadre de ces procédures. Conséquemment, au 31 décembre 2017 la Société a enregistré un montant de 1 M\$ au poste Charges d'exploitation. Ces charges sont liées à la sécurisation et à la démobilisation du chantier.

La Société croit que les décisions du Tribunal administratif de Rennes sont mal fondées en fait et en droit. Le projet éolien des **Moulins du Lohan** avait reçu l'aval des services spécialisés de l'État français, et la forêt de Lanouée, territoire sur lequel est situé le projet des **Moulins du Lohan**, fait l'objet d'exploitation forestière commerciale et ne constitue donc pas, à notre avis, un territoire protégé ou remarquable.

Le 11 septembre 2017, Boralex a porté ces décisions en appel à la Cour administrative d'appel de Nantes. Lors de l'audition tenue le 4 février 2019, cette dernière a procédé à une nouvelle appréciation des faits et de l'intégralité de la preuve, ce qui peut conduire à une décision contraire de celle conclue en première instance. À compter de l'audition, une décision est généralement rendue à l'intérieur d'un délai d'un à trois mois.

Les raisons invoquées par le Tribunal administratif de Rennes qui ont conduit à l'annulation des permis ne sont pas de nature juridique et plutôt empreintes de subjectivité. Conformément aux avis juridiques reçus, la Société est d'avis qu'il est plus probable qu'improbable que le résultat de l'appel de la décision lui soit favorable à la lumière du contexte et de la jurisprudence.

Advenant que la procédure d'appel soit un échec, la Société pourra toujours demander un pourvoi en cassation devant le Conseil d'État. À cette étape, le Conseil d'État se penche sur le fondement de la décision de la Cour administrative d'appel mais ne réexamine pas l'ensemble des faits. Il faut donc qu'une faute grossière ait été commise dans l'arrêt et par conséquent les chances de succès à cette étape sont limitées.

Si toutes ces procédures conduisent à l'annulation des permis, alors la conclusion serait que l'État a commis une erreur en émettant les permis initialement. Puisque la Société a investi des sommes considérables sur la base de permis valides qui auraient été déclarés nuls a posteriori, elle serait en plein droit de réclamer l'indemnisation des préjudices qu'elle a subi directement par la faute de l'État.

En date du 31 décembre 2018, les actifs inscrits à l'état de la situation financière pour ce projet s'élevaient à 60 M\$ (38 M€), soit 25 M\$ (16 M€) en Immobilisations corporelles et 35 M\$ (22 M€) en Immobilisations incorporelles. Ceci n'inclut pas certaines pénalités contractuelles qui sont liées à la suspension des contrats de construction et jusqu'à maintenant aucune réclamation n'a été soumise par les fournisseurs. La Société met actuellement en place des mesures d'atténuation de ces effets et considère que l'effet net de ces pénalités serait négligeable.

Après que le Tribunal administratif de Rennes eut ordonné l'annulation des permis, la Société s'est penchée sur la nécessité de procéder à une dépréciation des actifs liés à ce projet. Dans son test de dépréciation, la direction a posé deux hypothèses significatives, soit le taux d'actualisation et la date de mise en service qui a été décalée en 2020, alors que la date initialement prévue était en 2018. Advenant un changement significatif à ces hypothèses, la direction pourrait revoir son test de dépréciation. Ainsi, si le taux d'actualisation augmentait de 0,25 % par exemple, en considérant que toutes les autres variables demeurent constantes, une dépréciation d'actif d'environ 2 M\$ devrait être constatée. Tel que décrit plus haut, le système juridique français comporte deux degrés de juridiction totalement indépendants.

À notre avis, notre succès en deuxième instance est plus probable qu'improbable en raison des faits et des avis juridiques reçus mentionnés ci-haut. Par conséquent, la direction considère que les actifs n'ont pas subi de dépréciation sur la base des faits décrits ci-haut. Advenant un rejet de l'appel et compte tenu des chances de succès limitées d'un pourvoi en cassation, la Société pourrait faire face à une dévaluation de ses actifs conformément aux IFRS.

La Société tient à souligner que le jugement rendu par le Tribunal administratif de Rennes ne lui reconnaît aucune faute, mais conclut à une erreur d'appréciation de l'Administration qui aurait négligé l'impact sur le paysage de l'érection d'un parc éolien dans la forêt concernée. Il va sans dire que l'Administration en question soutient qu'elle a bien évalué l'impact paysager et a donc logé son propre appel des décisions. Boralex et l'Administration ont l'intention de faire front commun et coordonner leurs efforts à la Cour d'appel administrative de Nantes.

Contenus local et régional

En vertu des contrats de vente d'énergie conclus avec Hydro-Québec Distribution pour ses projets éoliens, la Société doit 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 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 entrainer 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 par la Société aux termes des contrats de vente d'énergie dépend principalement du respect par le manufacturier d'éoliennes de ces mêmes exigences, dans chacun des contrats d'achat d'éoliennes ayants été conclus avec Enercon Canada pour les parcs éoliens québécois de la Société, Enercon Canada s'est engagée envers la Société à respecter les exigences de contenu régional et à assumer le paiement des pénalités qui y sont associées. 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, en fayeur de la Société.

Une vérification a été amorcée par Hydro-Québec Distribution afin de confirmer le respect des exigences de contenu local. Dans le cadre de cette vérification, certaines discussions entre Hydro-Québec, Enercon Canada et les entités de projets pertinentes portent notamment sur la méthodologie de calcul à appliquer pour établir le coût des éoliennes ou composantes d'éoliennes devant être utilisé pour déterminer la conformité des projets avec les exigences de contenu régional. À l'heure actuelle, un différend existe entre les parties relativement à cette méthodologie de calcul. Dans la mesure où la détermination finale de la méthodologie de calcul à utiliser résultait en un non-respect des exigences de contenu local, la Société exigera qu'Enercon Canada et Enercon GmbH assument le paiement des pénalités applicables. Il est impossible à ce moment-ci d'évaluer avec un niveau raisonnable de certitude l'étendue d'une réclamation potentielle. En cas de défaut de paiement, Hydro-Québec Distribution pourrait tenter d'exercer son droit d'opérer compensation de la pénalité, si applicable, à même les sommes payables à la Société 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 des pénalités, et pourrait avoir une incidence défavorable sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société.

Contexte réglementaire et politique

Les activités de la Société sont tributaires des exigences réglementaires et des lois applicables à ses activités, y compris la réglementation relative à l'environnement et à l'énergie, les règles de marchés, et autres questions ou décisions des autorités compétentes. Bien que ces exigences soient généralement stables et prévisibles dans les marchés où Boralex exerce ses activités, la Société demeure sujet à des changements potentiels de la législation ou à une interprétation faite par les autorités responsables de leur application contraire à celle de la Société. Les changements réglementaires, l'interprétation de la réglementation en vigueur ou les délais dans la prise de décision par les autorités pourraient entraîner des effets défavorables importants sur la Société et ses projets en développement, en construction ou en exploitation.

Quote-part de Boralex dans les engagements des Coentreprises et de l'entreprise associée au Québec

	2018			
	Paiements			
(en millions de dollars canadiens)	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
Ententes de service	1	5	17	23
Contrats d'entretien	11	6	_	17
Contrats de location	2	8	24	34
Total	14	19	41	74

Contrats de vente d'énergie

Les Coentreprises et l'entreprise associée se sont engagées à vendre la totalité de leur production d'électricité (sujette à certains minimums) en vertu de contrats d'une durée de 20 ou de 25 ans avec une échéance s'échelonnant de 2032 à 2041. Une portion du prix stipulé par ces contrats est assujettie à une indexation annuelle, selon l'évolution de l'IPC.

Ententes de service

Boralex, en vertu de contrats de service conclus avec les Coentreprises, est l'opérateur des parcs éoliens et est chargé d'en assurer l'exploitation, l'entretien et l'administration. Les contrats d'une durée de 21 ans viennent à échéance en 2033 et en 2034. Les sommes à payer payer en vertu de ces ententes sont limitées aux frais d'exploitation et d'entretien et comprennent des frais de gestion fixes et variables. Les frais de gestion fixes sont indexés annuellement selon un multiple de l'IPC.

Les Coentreprise et l'entreprise associée ont conclu des ententes de services avec les municipalités selon lesquelles des redevances doivent être versées selon un montant déterminé par MW. Les contrats prévoient une indexation annuelle, selon l'évolution de l'IPC.

Contrats d'entretien

Les Coentreprises et l'entreprise associée ont conclu des contrats d'entretien des éoliennes d'une durée de 15 ans avec une échéance s'échelonnant de 2027 à 2031. Ces contrats ont une option de résiliation, au gré des Coentreprises, après sept ans, soit entre 2019 et 2024.

Contrats de location de terrain

Les Coentreprises et l'entreprise associée sont signataires de contrats de location de terrains en vertu de baux avec une échéance s'échelonnant de 2032 à 2042 et renouvelés annuellement au gré du locataire. Les terrains sur lesquels sont installées les éoliennes sont loués pour un montant annuel d'environ 2 M\$, indexé annuellement. Les engagements ci-dessus ne comprennent pas la quote-part additionnelle qui représentent 2,5 % du chiffre d'affaires pour une première tranche de 1 % de l'énergie vendue audelà de l'énergie contractuelle et d'un montant équivalent à 0,5 % du revenu pour chaque tranche additionnelle de 1 % de l'énergie vendue au-delà de l'énergie contractuelle du projet éolien **DM I**.

Éventualités des Coentreprises et Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C

Coentreprises phases I et II et Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C

Une action collective a été intentée par les demandeurs en raison des inconvénients allégués (notamment bruit, poussière, vibrations) causés par la construction des Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré. Les défenderesses (Parcs Éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3 S.E.N.C., Parc Éolien de la Seigneurie de Beaupré 4, S.E.N.C. et Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C.) ont toujours été et sont toujours d'avis, expertises à l'appui, que les membres du groupe n'ont subi aucun inconvénient anormal résultant des travaux de construction. Le dossier devait être entendu devant la Cour supérieure du Québec au mois d'avril 2019. Cependant, une entente de principe, faite sans admission de responsabilité, est intervenue entre les parties dans le cadre d'une conférence de règlement à l'amiable tenue à l'automne 2018. L'audience d'approbation de la transaction aura lieu le 11 avril 2019. Les assureurs couvrent les frais relatifs à cette transaction si elle est approuvée.

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.

Facteurs de risque

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, 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 celleci 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.

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 ainsi que la croissance des projets en développement et des projets potentiels et les autres dépenses en immobilisations seront également financés en partie par des emprunts ou 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.

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 2 % 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 parc 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.

Approvisionnement en matières premières

L'exploitation de centrales thermiques, qui représente 2 % de la puissance totale installée au 31 décembre 2018, 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 ou l'incapacité ou l'omission par un fournisseur de s'acquitter de ses enaggements contractuels ou une fluctuation du prix des résidus de bois ou du gaz naturel destinés aux centrales de la Société, cela compromettra la capacité des centrales thermiques de produire de l'électricité ou d'en produire de manière rentable. La Société atténue ce risque en établissant des partenariats avec des fournisseurs et en recherchant d'autres carburants que les résidus vierges, ainsi au'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.

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.

Sécurité des barrages

Les centrales hydroélectriques situées au Québec, qui représentent 2 % de la puissance totale installée au 31 décembre 2018, 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 du Développement durable, 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.

La conséquence d'un bri 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 cellesci) et aux exigences des licences, permis et autres approbations demeurera importante pour l'entreprise de la Société.

Par ailleurs, à l'exception de la centrale de Buckingham dont les travaux se poursuivront au cours de la prochaine année, toutes les centrales de Boralex répondent aux critères de la loi et de ses rèalements.

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. Au cours de ces processus, la Société doit se mesurer à des concurrents, en l'occurrence des services publics de grande envergure et de grands producteurs d'énergie indépendants, dont certains possèdent des ressources, notamment financières, supérieures à celles de la Société. Il n'est pas certain que la Société soit en mesure de rivaliser efficacement avec ses concurrents à long terme, ni qu'elle ne 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.

L'énergie produite par la Société est en grande partie vendue aux termes de plusieurs contrats de vente d'énergie à long terme. Si, pour toute raison, l'un des acheteurs de l'énergie aux termes de ces contrats de vente d'énergie est incapable de respecter ses obligations contractuelles aux termes du contrat de vente d'énergie pertinent ou n'est pas prêt à le faire, ou s'il refuse d'accepter la livraison de l'énergie aux termes d'un contrat de vente d'énergie pertinent, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société pourraient être touchés de manière défavorable. Si les projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits par leur contrat de vente d'énergie respectif, la Société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au contrat de vente d'énergie concerné.

Employés clés

Les dirigeants 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 l'équipe 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. Si elle n'y parvient pas, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur son entreprise, ses résultats d'exploitation, ses activités d'exploitation et ses perspectives

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 pourrait 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 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.

Défauts d'exécution des contreparties

La Société vend la majeure partie de son énergie à un nombre restreint de clients. Elle s'expose à un risque de crédit qui provient principalement d'une éventuelle incapacité de ses clients à satisfaire à leurs obligations et leurs contrats de vente d'énergie. Si un ou plusieurs de ces clients sont incapables de respecter leurs engagements aux termes de leurs contrats respectifs, cela pourrait entraîner des pertes de revenu, des retards dans la construction et une augmentation des coûts de construction pour la Société. La Société atténue ce risque avec les contreparties aux effets financiers et aux opérations matérielles sur l'énergie et le gaz en choisissant, en surveillant et en diversifiant les contreparties, en évaluant régulièrement le risque de crédit et l'évolution de leur situation financière, en ayant recours à des contrats de négociation standards, en exigeant des garanties et en recourant à d'autres mécanismes d'atténuation des risques en matière de solvabilité.

En outre, les conventions de vente d'énergie de la Société sont presque exclusivement conclues avec des clients qui ont d'excellents antécédents en matière de solvabilité ou des cotes de crédit de qualité. Si un client n'a pas de cote de crédit publiée, la Société évalue le risque en cause à partir des informations financières disponibles et peut exiger des garanties financières.

Risques inhérents au secteur et concurrence

La Société exerce actuellement ses activités dans le secteur de l'énergie renouvelable 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.

Dettes

Comme les projets de la Société exigent des capitaux considérables, la Société a recours à une stratégie de financement par projet 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; (iii) la Société pourrait être soumise à des frais d'intérêts plus élevés sur les emprunts à taux variables; et (iv) la Société pourrait devenir plus vulnérable aux ralentissements économiques et voir sa capacité de résister aux pressions concurrentielles diminuer.

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 propre 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'acquérir 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 2018, compte tenu de l'effet des swaps de taux d'intérêt en vigueur, seulement environ 6 % de la dette totale est exposée à la fluctuation des taux d'intérêt 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'offre 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 influer 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. Au cours de l'exercice 2017, la Société a aussi conclu 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. 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, 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.

En ce qui a trait à la conversion des filiales étrangères en devises canadiennes, étant donné que toutes les filiales sont autonomes, l'incidence de la fluctuation du cours du change se reflète dans le placement net de la Société dans ses filiales et les écarts sont constatés dans le Cumul des autres éléments du résultat global, dans les capitaux propres, et non dans l'état des résultats, jusqu'à ce que la Société dispose de la totalité de son investissement net dans ce pays. En ce qui a trait à la conversion des devises dans le cas des filiales étrangères de la Société, les 101 sites de la Société sont répartis comme suit : 61 en Europe, 7 aux États-Unis et 33 au Canada.

Déclaration de dividendes à la discrétion du conseil d'administration

La déclaration de dividendes est 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.

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 propriété et l'exploitation de l'actif 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 et 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 demeurera importante pour l'entreprise de 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 et la réglementation, les taxes, les impôts, les redevances, les droits, le cours du taux de change, l'inflation, le rapatriement des bénéfices 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 ou des lois applicables, y compris la réglementation relative à l'environnement et à l'énergie, les incidences environnementales imprévues, la conjoncture économique générale 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. Il y a toujours un risque que les politiques gouvernementales et les lois soient modifiées, y compris les différents impôts et taxes auxquels la Société est assujettie.

Les activités qui ne sont pas règlementées 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 règlementées par des organismes gouvernementaux qui exercent un discrétionnaire conféré par les lois. Étant donné que la portée de ces pouvoirs 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.

Risques liés aux prix

Dans le Nord-Est des États-Unis, 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) visée par des contrats expirant jusqu'en mars 2023 sera vendue aux prix du marché. En France, de nouvelles règles ont été introduites selon lesquelles les taux stipulés dans les contrats seront 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.

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'acception sociale de projets en exploitation ou de leur expansion pourrait avoir une incidence défavorable sur l'exploitation de sites existants et leurs résultats.

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 des intérêts et des objectifs 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.

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.

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

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 règlementent 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.

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 reliés 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.

Diversification sectorielle et géographique

La Société bénéficie d'une diversification sur les plans tant géographique que 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 l'un ou l'autre de ses secteurs d'activités.

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 rempliront leurs fabricants toutes 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.

Cybersécurité

La Société dépend de plusieurs technologies de l'information pour mener de multiples activités commerciales. Une cyberintrusion réussie, notamment, les accès non autorisés, les logiciels malveillants ou d'autres violations du système qui contrôle la production et la transmission à ses bureaux ou à ses centrales pourraient gravement perturber ou autrement toucher les activités commerciales, avoir une incidence sur ses réseaux de distribution d'énergie ou diminuer les avantages concurrentiels. Ces attaques visant les systèmes informatiques de la Société pourraient générer des dépenses imprévues en vue d'enquêter et de réparer les violations de sécurité ou les dommages au système et pourraient entraîner des litiges, des amendes ou d'autres mesures correctives, un examen réglementaire accru et nuire à la réputation de la Société. Une violation de ses mesures de sécurité des données ou de cybersécurité pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités de la Société, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

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 après ces acquisitions 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.

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 indéterminée 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 indéterminée 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 de calculs de la valeur d'utilité basés sur 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.

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.

Taux de croissance

Le taux de croissance a été établi en tenant compte de l'expérience passée, des tendances économiques ainsi que des tendances du marché et de l'industrie.

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 aux démantèlements

Les coûts de restauration futurs, exigées 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 alobal.

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.

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 (PMLT). 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 PMLT estimée sur une période prolongée.

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 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 facon 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 9, Instruments financiers

En juillet 2014, l'IASB a terminé le projet en trois parties visant à remplacer l'IAS 39, « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation », en publiant l'IFRS 9, « Instruments financiers ». L'IFRS 9 traite du classement et de l'évaluation des actifs et des passifs financiers, et introduit un modèle prospectif de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues de même qu'une approche revue en profondeur de la comptabilité de couverture.

Pour déterminer si un actif financier doit être évalué au coût amorti ou à la juste valeur, l'IFRS 9 a recours à une nouvelle approche qui remplace les multiples règles de l'IAS 39. L'approche préconisée par l'IFRS 9 repose sur la manière dont une entité gère ses instruments financiers et les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels rattachés aux actifs financiers. La plupart des exigences de l'IAS 39 en matière de classement et d'évaluation des passifs financiers sont reprises dans l'IFRS 9. Cependant, dans le cadre de l'évaluation d'un passif financier à la juste valeur par le biais du résultat net, la partie des variations de la juste valeur liée au risque de crédit propre à l'entité sera présentée dans le Cumul des autres éléments du résultat global plutôt qu'à l'état du résultat.

L'IFRS 9 introduit aussi un modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues selon lequel les pertes de crédit devront être comptabilisées en temps opportun. Plus précisément, les entités devront comptabiliser les pertes de crédit attendues dès la comptabilisation initiale des instruments financiers, et comptabiliser en temps opportun les pertes de crédit attendues sur leur durée de vie.

Enfin, l'IFRS 9 introduit un nouveau modèle de comptabilité de couverture ainsi que de nouvelles exigences en termes de divulgation d'informations sur les activités de gestion des risques. Le nouveau modèle de comptabilité de couverture représente une refonte importante de la comptabilité de couverture, qui permettra aux entités de mieux rendre compte de leurs activités de gestion des risques dans leurs états financiers.

La Société a adopté l'IFRS 9, « Instruments financiers » avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018. L'adoption de l'IFRS 9 a donné lieu à des changements de méthodes comptables, mais à aucun ajustement aux montants comptabilisés dans les états financiers consolidés.

La Société a effectué une évaluation détaillée de ses actifs et passifs financiers au 1^{er} janvier 2018. Le tableau suivant présente le classement initial selon l'IAS 39 et le nouveau classement selon l'IFRS 9 :

Actifs et passifs financiers	Classement initial selon l'IAS 39	Nouveau classement selon l'IFRS 9
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Prêts et créances (coût amorti)	Coût amorti
Encaisse affectée	Prêts et créances (coût amorti)	Coût amorti
Clients et autres débiteurs	Prêts et créances (coût amorti)	Coût amorti
Avance à un actionnaire sans contrôle	Prêts et créances (coût amorti)	Coût amorti
Autres actifs financiers non courants(1)	Dérivés utilisés à des fins de couverture (JVRN)	JVRN/JVAERG
Fonds de réserve ⁽²⁾	Prêts et créances (coût amorti)	Coût amorti
Fournisseurs et autres créditeurs	Autres passifs financiers (coût amorti)	Coût amorti
Contreparties conditionnelles	Autres passifs financiers (coût amorti)	Coût amorti
Autres passifs financiers courants(3)	Dérivés utilisés à des fins de couverture (JVRN)	JVRN/JVAERG
Emprunts courants et non courants	Autres passifs financiers (coût amorti)	Coût amorti
Débentures convertibles	Autres passifs financiers (coût amorti)	Coût amorti
Autres passifs financiers non courants	Dérivés utilisés à des fins de couverture (JVRN)	JVRN/JVAERG

⁽¹⁾ Excluant l'Avance à un actionnaire sans contrôle et les Options d'achat d'une participation d'un partenaire.

⁽²⁾ Inclus dans Autres actifs non courants.

⁽³⁾ Excluant les Contreparties conditionnelles.

IFRS 15, Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

En mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients ». L'IFRS 15 est une nouvelle norme qui énonce les étapes à suivre pour comptabiliser les produits, et le moment auquel il convient de le faire, et prévoit la présentation d'informations pertinentes et plus complètes. Le principe de base de l'IFRS 15 est qu'une entité doit comptabiliser ses produits afin de refléter le transfert des services promis aux clients pour un montant correspondant à la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces services. Cette norme remplace l'IAS 11, « Contrats de construction », l'IAS 18, « Produits des activités ordinaires », ainsi que plusieurs interprétations relatives aux produits.

La Société a adopté l'IFRS 15 avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, 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. Conformément aux modalités transitoires énoncées dans l'IFRS 15, la Société a appliqué les nouvelles règles de manière rétrospective.

Modifications futures de méthodes comptables

IFRS 16. Contrats de location

En janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16, « Contrats de location », qui remplacera IAS 17, « Contrats de location », ainsi que plusieurs interprétations sur les contrats de location. IFRS 16 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019, et l'application anticipée est permise. La nouvelle norme exige que le preneur 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'exception limités. La Société étant assujettie à d'importantes obligations contractuelles sous forme de contrats de location simple (note 28) conformément à IAS 17, l'adoption d'IFRS 16 donnera lieu à une hausse significative des actifs et des passifs et dans une moindre mesure, influencera le moment de la comptabilisation.

Les principaux aspects de la Société qui seront touchés par l'adoption d'IFRS 16 sont présentés dans le tableau qui suit :

Présentation de l'information financière

Analyse	Incidence
L'analyse vise à déterminer les contrats qui entreront dans le champ d'application de la nouvelle norme ainsi que les options offertes par celle-ci, comme l'adoption anticipée, les exemptions de comptabilisation et l'évaluation et la nécessité de l'appliquer de manière rétrospective intégrale aux termes d'IAS 8 « Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs » ou la possibilité d'appliquer une « approche rétrospective modifiée ».	sur son état consolidé de la situation financière, son état consolidé du résultat net et son état consolidé du résultat global. De plus, la Société travaille avec un tiers fournisseur de services-conseils. Au

Systèmes informatiques

Analyse	Incidence
systèmes informatiques afin d'optimiser la gestion de plus de 2 000	La Société a choisi une solution informatique aux fins de la comptabilisation et de l'évaluation éventuelle des contrats de location qui entrent dans le champ d'application de la nouvelle norme. La solution informatique est en cours de mise en œuvre.

Contrôles internes et procédures

- Commond of procedures	
Analyse	Incidence
La Société réalisera une analyse des changements à apporter aux contrôles internes et procédures à la suite de l'adoption d'IFRS 16.	

Parties prenantes

· amos promanios	
Analyse	Incidence
La Société réalisera une analyse de l'incidence sur les c de crédit et sur la communication de l'information à prenantes par suite de l'adoption d'IFRS 16.	conventions La Société a commencé à communiquer l'incidence d'IFRS 16 à ses parties parties prenantes internes et externes.

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 s'appliquent de manière prospective aux acquisitions réalisées au cours des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2020, l'application anticipée étant permise.

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 1er janvier 2020, l'application anticipée étant permise. La société évalue actuellement l'incidence de ces modifications.

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 1er janvier 2020 et l'application anticipée est permise. La société ne prévoit pas que son application aura des incidences importantes.

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.

Une entité doit appliquer l'IFRIC 23 pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019, l'application anticipée étant toutefois permise. La Société n'adoptera pas l'IFRIC 23 de façon anticipée et ne prévoit pas que son incidence soit importante.

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.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, il n'y a eu aucune modification du CIIF ayant eu une incidence importante ou susceptible d'avoir une incidence importante sur le CIIF.

Limitation de l'étendue de la conception des CPCI et du CIIF

L'étendue de la conception du CPCI et du CIIF de la Société au 31 décembre 2018, ne couvrait pas les contrôles et procédures des activités de Kallista qui a été acquise le 20 juin 2018, et qui sont inclus dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2018. La Société s'est ainsi prévalue de l'article 3.3 (1)(b) du Règlement 52-109 qui permet d'exclure cette acquisition de l'évaluation de la conception des CPCI et du CIIF pour une période maximale de 365 jours à compter de la date d'acquisition. La limitation du champ d'application est fondée essentiellement sur le temps que nécessite l'évaluation des CPCI et du CIIF à l'égard de l'information se rapportant à Kallista.

Depuis la date d'acquisition, Kallista a contribué aux produits de la vente d'énergie pour la somme de 21 M\$ (14 M€) et a engendré une perte nette de 9 M\$ (6 M€). De plus, les actifs courants et les passifs courants ont représenté 6 % et 4 % respectivement des actifs et des passifs courants consolidés. Tandis que les actifs non courants et les passifs non courants ont représenté respectivement 9 % et 8 % des actifs et des passifs non courants consolidés.

États financiers consolidés

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés et les autres informations financières contenus dans ce rapport annuel sont la responsabilité de la direction de Boralex inc., et ont été dressés par la direction dans des limites raisonnables d'importance relative. Pour s'acquitter de cette responsabilité, la direction maintient des systèmes de contrôles internes, des politiques et des procédés adéquats. Ces systèmes de contrôles internes, politiques et procédés aident à s'assurer que les pratiques en matière de présentation de l'information ainsi que ses procédés comptables et administratifs fournissent une assurance raisonnable que l'information financière est pertinente, fiable et exacte, que les actifs sont protégés et que les opérations sont effectuées conformément aux autorisations appropriées. Ces états financiers consolidés audités ont été dressés selon les Normes internationales d'information financière (« IFRS »), dont un résumé figure dans les états financiers consolidés. S'il y a lieu, ces états financiers consolidés tiennent compte d'estimations faites au meilleur du jugement de la direction. L'information financière présentée ailleurs dans ce rapport annuel est conforme, le cas échéant, à celle présentée dans les états financiers consolidés ci-joints.

Les états financiers consolidés audités ont été révisés par le conseil d'administration et son comité d'audit. Le comité d'audit se compose exclusivement de membres indépendants et rencontre périodiquement, pendant l'exercice, l'auditeur indépendant. L'auditeur indépendant a libre accès au comité d'audit et le rencontre, avec ou sans la présence de la direction.

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.a audité les états financiers consolidés de Boralex inc. La responsabilité de l'auditeur indépendant consiste à exprimer une opinion professionnelle sur la présentation fidèle des états financiers consolidés. Le rapport de l'auditeur indépendant présente l'étendue de leurs audits ainsi que leur opinion sur les états financiers consolidés.

(s) Patrick Lemaire

Patrick Lemaire

Président et chef de la direction

(s) Bruno Guilmette

Bruno Guilmette

Vice-président et chef de la direction financière

Montréal, Canada

Le 28 février 2019

Rapport de l'auditeur indépendant

Aux actionnaires de Boralex inc.

Notre opinion

À notre avis, les états financiers consolidés ci-joints donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de Boralex inc. et de ses filiales (collectivement, la « Société ») aux 31 décembre 2018 et 2017, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, conformément aux Normes internationales d'information financière, publiées par l'International Accounting Standards Board (IFRS).

Notre audit

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés de la Société, qui comprennent :

- les états consolidés de la situation financière aux 31 décembre 2018 et 2017;
- les états consolidés des résultats pour les exercices clos à ces dates;
- les états consolidés du résultat global pour les exercices clos à ces dates;
- les états consolidés des variations des capitaux propres pour les exercices clos à ces dates;
- les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates; et
- les notes annexes, y compris le résumé des principales méthodes comptables.

Fondement de l'opinion

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

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

Indépendance

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

Autres informations

La responsabilité des autres informations incombe à la direction. Les autres informations se composent du rapport de gestion, que nous avons obtenu avant la date du présent rapport, et des informations, autres que les états financiers consolidés et notre rapport de l'auditeur sur ces états, incluses dans le rapport annuel, qui est censé être mis à notre disposition après cette date.

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

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

Si, à la lumière des travaux que nous avons effectués à l'égard des autres informations que nous avons obtenues avant la date du présent rapport, nous concluons à la présence d'une anomalie significative dans les autres informations, nous sommes tenus de signaler ce fait. Nous n'avons rien à signaler à cet égard. Si, à la lecture des informations, autres que les états financiers consolidés et notre rapport de l'auditeur sur ces états, incluses dans le rapport annuel, nous concluons à la présence d'une anomalie significative dans les autres informations, nous serons tenus de signaler ce fait aux responsables de la gouvernance.

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

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

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

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

Responsabilités de l'auditeur à l'égard de l'audit des états financiers consolidés

Nos objectifs sont d'obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés pris dans leur ensemble sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et de délivrer un rapport de l'auditeur contenant notre opinion. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, qui ne garantit toutefois pas qu'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada permettra toujours de détecter toute anomalie significative qui pourrait exister. Les anomalies peuvent résulter de fraudes ou d'erreurs et elles sont considérées comme significatives lorsqu'il est raisonnable de s'attendre à ce que, individuellement ou collectivement, elles puissent influer sur les décisions économiques que les utilisateurs des états financiers consolidés prennent en se fondant sur ceux-ci.

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

- nous identifions et évaluons les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, concevons et mettons en œuvre des procédures d'audit en réponse à ces risques, et réunissons des éléments probants suffisants et appropriés pour fonder notre opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative résultant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne;
- nous acquérons une compréhension des éléments du contrôle interne pertinents pour l'audit afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de la Société;
- nous apprécions le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que des informations y afférentes fournies par cette dernière;
- nous tirons une conclusion quant au caractère approprié de l'utilisation par la direction du principe comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments probants obtenus, quant à l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou situations susceptibles de jeter un doute important sur la capacité de la Société à poursuivre son exploitation. Si nous concluons à l'existence d'une incertitude significative, nous sommes tenus d'attirer l'attention des lecteurs de notre rapport sur les informations fournies dans les états financiers consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas adéquates, d'exprimer une opinion modifiée. Nos conclusions s'appuient sur les éléments probants obtenus jusqu'à la date de notre rapport. Des événements ou situations futurs pourraient par ailleurs amener la Société à cesser son exploitation;
- nous évaluons la présentation d'ensemble, la structure et le contenu des états financiers consolidés, y compris les informations fournies dans les notes, et apprécions si les états financiers consolidés représentent les opérations et événements sous-jacents d'une manière propre à donner une image fidèle;
- nous obtenons des éléments probants suffisants et appropriés concernant l'information financière des entités et activités de la Société pour exprimer une opinion sur les états financiers consolidés. Nous sommes responsables de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit du groupe, et assumons l'entière responsabilité de notre opinion d'audit.

Nous communiquons aux responsables de la gouvernance notamment l'étendue et le calendrier prévus des travaux d'audit et nos constatations importantes, y compris toute déficience importante du contrôle interne que nous aurions relevée au cours de notre audit.

Nous fournissons également aux responsables de la gouvernance une déclaration précisant que nous nous sommes conformés aux règles de déontologie pertinentes concernant l'indépendance, et leur communiquons toutes les relations et les autres facteurs qui peuvent raisonnablement être considérés comme susceptibles d'avoir des incidences sur notre indépendance ainsi que les sauvegardes connexes, s'il y a lieu.

L'associé responsable de la mission d'audit au terme de laquelle le présent rapport de l'auditeur indépendant est délivré est Jean-François Lecours.

(s) PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.¹

Montréal (Québec)

Le 28 février 2019

¹ CPA auditeur, CA, permis de comptabilité publique no. A126402

Table des matières

ETATS FINAN	ICIERS CONSOLIDES	87
NOTES ANN	EXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS	92
NOTE 1	STATUTS CONSTITUTIFS ET NATURE DES ACTIVITÉS	92
NOTE 2	BASE DE PRÉSENTATION	92
NOTE 3	PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES	92
NOTE 4	PRINCIPALES SOURCES D'INCERTITUDE	105
NOTE 5	REGROUPEMENT D'ENTREPRISES	108
NOTE 6	CLIENTS ET AUTRES DÉBITEURS	109
NOTE 7	IMMOBILISATIONS CORPORELLES	110
NOTE 8	IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET GOODWILL	111
NOTE 9	PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET ENTREPRISES ASSOCIÉES	112
NOTE 10	AUTRES ACTIFS NON COURANTS	113
NOTE 11	FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS	113
NOTE 12	EMPRUNTS NON COURANTS	112
NOTE 13	DÉBENTURES CONVERTIBLES	116
NOTE 14	IMPÔTS	117
NOTE 15	PASSIF RELATIF AU DÉMANTÈLEMENT	118
NOTE 16	CAPITAL-ACTIONS, SURPLUS D'APPORT ET DIVIDENDES	119
NOTE 17	rémunération à base d'actions	120
NOTE 18	PART DES ACTIONNAIRES SANS CONTRÔLE	121
NOTE 19	CHARGES PAR NATURE	121
NOTE 20	DÉPRÉCIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET INCORPORELLES	122
NOTE 21	CHARGES FINANCIÈRES	122
NOTE 22	RÉSULTAT NET PAR ACTION	123
NOTE 23	variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	124
NOTE 24	TABLEAU DES FLUX DE TRÉSORERIE	124
NOTE 25	INSTRUMENTS FINANCIERS	125
NOTE 26	RISQUES FINANCIERS	129
NOTE 27	GESTION DU CAPITAL	132
NOTE 28		134
NOTE 29	OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES	140
NOTE 30	INFORMATION SECTORIELLE	141

États consolidés de la situation financière

		Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en millions de dollars canadiens)	Note	2018	2017
ACTIF			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		157	115
Encaisse affectée		96	35
Clients et autres débiteurs	6	142	134
Autres actifs courants		27	41
ACTIFS COURANTS		422	325
Immobilisations corporelles	7	2 941	2 621
Immobilisations incorporelles	8	760	655
Goodwill	8	201	182
Participations dans des Coentreprises et entreprises associées	9	270	26
Autres actifs financiers non courants	25	80	62
Autres actifs non courants	10	72	55
ACTIFS NON COURANTS		4 324	3 601
TOTAL DE L'ACTIF		4 746	3 926
PASSIF			
Fournisseurs et autres créditeurs	11	142	152
Part à moins d'un an des emprunts	12	414	224
Autres passifs financiers courants	25	8	53
PASSIFS COURANTS	-	564	429
Emprunts non courants	12	2 857	2 418
Débentures convertibles	13	140	137
Passif d'impôts différés	14	146	110
Passif relatif au démantèlement	15	69	48
Autres passifs financiers non courants	25	45	30
Autres passifs non courants		24	25
PASSIFS NON COURANTS		3 281	2 768
TOTAL DU PASSIF		3 845	3 197
CAPITAUX PROPRES			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires		870	685
Part des actionnaires sans contrôle		31	44
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES		901	729
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES		4 746	3 926
	'		

Les notes afférentes font partie intégrante des états financiers consolidés.

Le conseil d'administration a approuvé les présents états financiers consolidés audités le 28 février 2019.

(s) Alain Rhéaume

(s) Pierre Seccareccia

Alain Rhéaume, administrateur

Pierre Seccareccia, administrateur

États consolidés des résultats

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Note	2018	2017
REVENUS			
Produits de la vente d'énergie		471	414
Autres revenus		8	5
		479	419
CHARGES ET AUTRES			
Charges d'exploitation	19	133	108
Administration	19	31	25
Développement		26	17
Amortissement		216	172
Dépréciation des immobilisations corporelles et incorporelles	20	15	_
Autres gains		(1)	(1)
		420	321
RÉSULTAT D'EXPLOITATION		59	98
Frais d'acquisition	5	5	_
Charges financières	21	123	104
Quote-part des profits dans des Coentreprises et entreprises associées		9	7
Autres		_	1
RÉSULTAT AVANT IMPÔTS		(60)	_
Recouvrement d'impôts sur le résultat	14	(16)	(10)
RÉSULTAT NET		(44)	10
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX :			
Actionnaires de Boralex		(36)	22
Actionnaires sans contrôle		(8)	(12)
RÉSULTAT NET		(44)	10
RÉSULTAT NET PAR ACTION (DE BASE ET DILUÉ) ATTRIBUABLE			
AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX	22	(0,45) \$	0,29 \$

États consolidés du résultat global

(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
RÉSULTAT NET	(44)	10
Autres éléments du résultat global qui seront reclassés ultérieurement en résultat net lorsque certaines conditions seront remplies		
Écarts de conversion :		
Gain de change latent sur conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes	26	17
Couverture d'un investissement net :		
Variation de la juste valeur	(8)	(7)
Couvertures de flux de trésorerie :		
Variation de la juste valeur	(11)	16
Éléments de couverture réalisés et portés au résultat net	14	15
Impôts	(1)	(9)
Couvertures de flux de trésorerie - Participations :		
Variation de la juste valeur	(4)	4
Éléments de couverture réalisés et portés au résultat net	4	6
Impôts	_	(3)
Total des autres éléments du résultat global	20	39
RÉSULTAT GLOBAL	(24)	49
RÉSULTAT GLOBAL ATTRIBUABLE AUX :		
Actionnaires de Boralex	(16)	59
Actionnaires sans contrôle	(8)	(10)
RÉSULTAT GLOBAL	(24)	49

États consolidés des variations des capitaux propres

2018

	Capitaux propres attribuables aux actionnaires							
(en millions de dollars canadiens)	Capital- actions	Composante équité des débentures convertibles	Surplus d'apport	Résultats non distribués	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Part des actionnaires sans contrôle	Total des capitaux propres
SOLDE AU 1 ^{ER} JANVIER 2018	733	4	9	(43)	(18)	685	44	729
Résultat net	_	_	_	(36)	_	(36)	(8)	(44)
Autres éléments du résultat global RÉSULTAT GLOBAL				(36)	20	(16)	(0)	20
RESULTAT GLOBAL				(30)	20	(10)	(8)	(24)
Dividendes (note 16)	_	_	_	(50)	_	(50)	_	(50)
Émissions d'actions (note 16)	250	_	_	_	_	250	-	250
Exercice d'options (note 16)	2	_	_	_	_	2	_	2
Distributions versées aux actionnaires sans contrôle (note 18)	_	_	_	_	_	_	(7)	(7)
Autres (note 16)	(1)	_	_	_	_	(1)	2	1
SOLDE AU 31 DÉCEMBRE 2018	984	4	9	(129)	2	870	31	901

2017

		Capita	ux propres at	tribuables au	x actionnaires			
(en millions de dollars canadiens)	Capital- actions	Composante équité des débentures convertibles	Surplus d'apport	Résultats non distribués	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Part des actionnaires sans contrôle	Total des capitaux propres
SOLDE AU 1 ^{ER} JANVIER 2017	557	4	9	(19)	(55)	496	18	514
Résultat net	_	_	_	22	_	22	(12)	10
Autres éléments du résultat global	_	_	_	_	37	37	2	39
RÉSULTAT GLOBAL	_	_	_	22	37	59	(10)	49
Dividendes (note 16)	— 170	_	_	(46)	_	(46) 170	_	(46)
Émissions d'actions (note 16) Exercice d'options (note 16)	6	_	_	_	_	6	_	170 6
Rachat d'un actionnaire sans contrôle (note 18)	_	_	_	_	_	_	(3)	(3)
Part d'un actionnaire sans contrôle découlant d'un regroupement d'entreprises	_	_	_	_	_	_	47	47
Distributions versées aux actionnaires sans contrôle (note 18)	_	_	_	_	_	_	(8)	(8)
SOLDE AU 31 DÉCEMBRE 2017	733	4	9	(43)	(18)	685	44	729

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(en millions de dollars canadiens)	Note	2018	2017
Résultat net		(44)	10
Distributions reçues des Coentreprises et entreprises associées		23	17
Charges financières	21	123	104
Intérêts payés		(115)	(92)
Recouvrement d'impôts sur le résultat		(16)	(10)
Impôts payés		(3)	(2)
Éléments hors caisse du résultat :			
Amortissement		216	172
Quote-part des profits dans des Coentreprises et entreprises associées		(9)	(7)
Dépréciation des immobilisations corporelles et incorporelles	20	15	_
Autres		2	3
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	23	10	(50)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		202	145
Acquisition d'entreprises, net de la trésorerie acquise	5	(108)	(241)
Augmentation de la participation dans des Coentreprises et entreprises associées	9	(205)	_
Options d'achat de participations d'un partenaire	9	(15)	_
Nouvelles immobilisations corporelles	7	(282)	(231)
Produit de la cession d'actifs		55	2
Acquisition de contrats de vente d'énergie	8	(24)	(40)
Variation de l'encaisse affectée		(59)	175
Autres		(3)	(10)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(641)	(345)
		001	401
Augmentation des emprunts non courants		881	421
Versements sur les emprunts non courants	_	(459)	(149)
Remboursement des emprunts assumés lors d'une acquisition d'entreprise	5	(86)	
Distributions versées aux actionnaires sans contrôle	18	(7)	(8)
Dividendes versés aux actionnaires de Boralex	16	(50)	(46)
Frais d'émission d'actions et de financement	16	(19)	(10)
Émission d'actions	16	259	6
Rachat avant échéance d'instruments financiers	25	(44)	
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	,	475	214
ÉCART DE CONVERSION SUR LA TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	,	6	1
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		42	15
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE DE L'EXERCICE		115	100
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE		157	115

Notes annexes aux états financiers consolidés

Au 31 décembre 2018

(Les chiffres des tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)

Note 1. Statuts constitutifs et nature des activités

Boralex inc., ses filiales et ses Coentreprises (« Boralex » ou la « Société ») sont vouées au développement, à la construction et à l'exploitation de sites de production d'énergie renouvelable. En date du 31 décembre 2018, Boralex détient des participations dans 81 sites éoliens, 15 centrales hydroélectriques, deux centrales thermiques et trois sites solaires; le tout représentant une base d'actifs totalisant une puissance installée sous son contrôle de 1 942 mégawatts (« MW »). De plus, Boralex oeuvre à l'aménagement de nouveaux sites de production représentant 126 MW additionnels. La Société assure également l'exploitation de deux centrales hydroélectriques pour le compte de R.S.P. Energie inc., une entité dont un des trois actionnaires est Patrick Lemaire, président, chef de la direction et administrateur de la Société. Les produits de la vente d'énergie se font principalement au Canada, en France et aux États-Unis.

La Société est constituée en vertu de la Loi canadienne sur les sociétés par actions. Le bureau principal de Boralex est situé au 36, rue Lajeunesse, Kingsey Falls, Québec, Canada et les actions et débentures convertibles sont cotées à la bourse de Toronto (« TSX »).

(Les données relatives aux MW et GWh incluses dans les notes 1, 5, 9, 20, 28 et 30 n'ont pas fait l'objet d'un audit de la part de l'auditeur.)

Note 2. Base de présentation

Les présents états financiers consolidés audités ont été dressés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») et énoncées dans le manuel de CPA Canada. La Société a uniformément appliqué les mêmes conventions comptables dans l'ensemble des périodes présentées à l'exception des nouvelles normes adoptées durant l'année.

La préparation des états financiers conformément aux IFRS nécessite l'utilisation de certaines estimations comptables critiques. Elle exige également que la direction exerce son jugement dans le processus d'application des politiques comptables de la Société. Ces domaines impliquant un degré plus élevé de jugement ou de complexité, ou des zones où les hypothèses et estimations sont importantes pour les états financiers consolidés sont présentés à la note 4.

Note 3. Principales méthodes comptables

Les principales méthodes comptables utilisées dans la préparation de ces états financiers consolidés audités sont les suivantes:

Base de mesure

Les présents états financiers consolidés ont été préparés selon l'hypothèse de continuité d'exploitation et selon la méthode du coût historique, à l'exception de certains actifs financiers et passifs financiers qui sont réévalués à la juste valeur par le biais du résultat net.

Périmètre de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société, qui englobent :

Filiales

Les filiales sont toutes des entités sur lesquelles la Société possède le contrôle. La Société contrôle une entité lorsqu'elle détient le pouvoir de diriger les activités pertinentes, lorsqu'elle est exposée ou a droit à des rendements variables et lorsqu'elle possède la capacité d'exercer son pouvoir de manière à influer sur les rendements qu'elle obtient. Les filiales sont entièrement consolidées dès la date de la prise de contrôle, et elles sont déconsolidées à la date où le contrôle cesse. Les opérations et soldes intersociétés ainsi que les gains et pertes latents sur les opérations entre ces sociétés sont éliminés.

Note 3. Principales méthodes comptables (suite)

Les principales filiales de la Société au 31 décembre 2018 sont les suivantes :

Nom de la filiale	Droits de vote détenus	Emplacement
Boralex Europe Sàrl	100 %	Luxembourg
Boralex EnR S.A.S.(1)	100 %	France
Boralex Energie France S.A.S.	100 %	France
Boralex S.A.S.	100 %	France
Boralex Energy Investment S.A.S.	100 %	France
Boralex Production S.A.S.	100 %	France
Groupe Ressources Forestières SAS	100 %	France
Boralex Scotland LP	100 %	Royaume-Uni
Boralex US Energy Inc.	100 %	États-Unis
Boralex Ontario Energy Holdings L.P.	100 %	Canada
Boralex Ontario Energy Holdings 2 L.P.	100 %	Canada
Jamie Creek L.P.	100 %	Canada
Éoliennes Témiscouata S.E.C.	51 %	Canada
Éoliennes Témiscouata II S.E.C.	100 %	Canada
Éoliennes Frampton S.E.C.	67 %	Canada
Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C.	51 %	Canada
Société en commandite Boralex Énergie	100 %	Canada
Yellow Falls Power LP	100 %	Canada
Moose Lake Wind LP	70 %	Canada
Port Ryerse Wind Farm LP	100 %	Canada
FWRN LP	50 %	Canada
NR Capital	100 %	Canada

 $^{^{(1)}}$ Boralex Energie Verte S.A.S. (α BEV ») est une filiale de Boralex EnR S.A.S.

Coentreprises et entreprises associées

Une Coentreprise est un partenariat dans lequel les parties sont liées par un accord contractuel qui confère le contrôle conjoint sur l'actif net. Les décisions concernant les activités pertinentes du partenariat requièrent le consentement unanime des parties partageant le contrôle.

Une entreprise associée est un partenariat dans lequel les parties sont liées par un accord contractuel qui confère une influence notable sur l'actif net. La Société comptabilise sa participation dans ces Coentreprises et entreprises associées (« Participations ») selon la méthode de la mise en équivalence. Selon la méthode de mise en équivalence, les participations sont initialement comptabilisés au coût et ajustés par la suite pour comptabiliser la quote-part de la société dans les profits ou les pertes postérieurs à l'acquisition de l'entité détenue en résultat, et la part de la société dans les mouvements d'autres résultat global. Les dividendes reçus ou à recevoir des entreprises associées et des coentreprises sont comptabilisés comme une réduction de la valeur comptable de l'investissement. La Quote-part des profits des Coentreprises et entreprises associées est comptabilisée sur une ligne distincte dans l'état consolidé des résultats. Les profits et pertes non réalisés résultant des transactions entre la Société et les sociétés contrôlées conjointement ou sous une influence notable sont éliminés à la hauteur de la participation de la Société dans ces partenariats.

Lorsqu'une participation dans une Coentreprise ou une entreprise associée devient négative, la valeur comptable de cette participation est ramenée à zéro. Cet ajustement est comptabilisé sous la rubrique Excédent des distributions reçues sur la part du résultat net. Dans la période subséquente, si la valeur comptable de la participation dans cette Coentreprise ou une entreprise associée devient positive, Boralex renversera cet ajustement jusqu'à concurrence du montant cumulé préalablement enregistré lié à l'excédent des distributions reçues sur la part du résultat net. La valeur comptable des participations comptabilisées en actions est testée pour dépréciation conformément à la politique décrite à la section Dépréciation de la valeur des actifs de la présente note.

Note 3. Principales méthodes comptables (suite)

Les principales Coentreprises et entreprises associées de la Société au 31 décembre 2018 sont les suivantes :

Nom de l'entité	Type de partenariat	% Boralex	Emplacement
Énergie Éolienne Des Moulins S.E.C. (« DM I » et « DM II »)	Coentreprise	51,00 %	Canada
Énergie Éolienne Le Plateau S.E.C. (« LP I »)	Coentreprise	51,00 %	Canada
Énergie Éolienne Communautaire Le Plateau S.E.C. (« LP II »)	Coentreprise	59,96 %	Canada
Énergie Éolienne Roncevaux S.E.C. (« Roncevaux »)	Entreprise associée	50,00 %	Canada
Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3 SENC (« SDB I »)	Coentreprise	50,00 %	Canada
Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 4 SENC (« SDB II »)	Coentreprise	50,00 %	Canada
Jammerland Bay Nearshore AIS (« Danemark »)	Coentreprise	50,00 %	Danemark

Également, voici les principales Coentreprises de la Société au 31 décembre 2017 :

Nom de l'entité	Type de partenariat	% Boralex	Emplacement
Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3 SENC (« SDB I »)	Coentreprise	50,00 %	Canada
Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 4 SENC (« SDB II »)	Coentreprise	50,00 %	Canada
Jammerland Bay Nearshore AIS (« Danemark »)	Coentreprise	50,00 %	Danemark

Part des actionnaires sans contrôle

Les actionnaires sans contrôle représentent la participation de tiers dans des filiales de la Société. La part des actionnaires sans contrôle dans l'actif net de la filiale est présentée comme une composante des capitaux propres. Leur part dans les résultats nets et le résultat global est comptabilisée directement dans les capitaux propres. Tout changement dans la participation de la Société dans la filiale qui ne résulte pas en une acquisition ou une perte de contrôle est comptabilisé comme une transaction sur les capitaux propres.

Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises sont constatés selon la méthode de l'acquisition. La contrepartie transférée par la Société en échange du contrôle d'une filiale est calculée comme étant la somme des justes valeurs des actifs transférés, des dettes contractées et des capitaux propres émis par la Société, ce qui comprend la juste valeur de tout actif ou passif résultant d'un accord de contrepartie éventuelle. Les coûts d'acquisition sont comptabilisés au résultat à mesure qu'ils sont engagés.

La Société comptabilise les actifs acquis et les passifs assumés identifiables lors d'un regroupement d'entreprises, qu'ils aient été comptabilisés antérieurement ou non dans les états financiers de l'entreprise acquise avant l'acquisition. Les actifs acquis et les passifs assumés sont évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Le goodwill est établi après la comptabilisation séparée des actifs acquis identifiables. Il est calculé comme étant l'excédent du total de la contrepartie transférée à la juste valeur, du montant de toute part des actionnaires sans contrôle dans l'entreprise acquise et de la juste valeur de la participation détenue dans l'entreprise acquise moins la juste valeur à la date d'acquisition des actifs nets identifiables. Si la juste valeur des actifs nets identifiables dépasse le total des montants calculés ci-dessus, l'excédent (profit sur une acquisition à des conditions avantageuses) est comptabilisé en résultat immédiatement.

Conversion de monnaies étrangères

Monnaie fonctionnelle et de présentation

Les éléments inclus dans les états financiers de chacune des entités de la Société sont évalués dans la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel l'entité exerce ses activités (la « monnaie fonctionnelle »). Les états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens, monnaie fonctionnelle de Boralex.

Les états financiers des entités dont la monnaie fonctionnelle est différente de celle de Boralex (sociétés étrangères) sont convertis en dollars canadiens comme suit : les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la date de clôture. Les produits et charges sont convertis au taux de change mensuel moyen pour chaque période. Les différences de change sont reportées et inscrites dans le Cumul des autres éléments du résultat global. Lors de la cession d'une société étrangère, les différences de change cumulées dans le Cumul des autres éléments du résultat global demeurent au résultat global tant que la Société n'a pas disposé de la totalité de son investissement net dans ce pays. Le cas échéant, les différences de change sont comptabilisées sous Gain ou perte de change au résultat net.

Opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères par les établissements canadiens sont converties dans la monnaie fonctionnelle à l'aide des cours de change en vigueur aux dates de transaction. À chaque date de clôture, les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au taux de clôture. Les différences de change qui résultent des opérations sont comptabilisées au résultat net, à la rubrique Gain ou perte de change, à l'exception de ceux sur les couvertures de flux de trésorerie admissibles, qui sont reportés dans le Cumul des autres éléments du résultat global aux capitaux propres.

Instruments financiers

Classement

La Société détermine le classement des instruments financiers au moment de la comptabilisation initiale et les classe dans les catégories suivantes aux fins de l'évaluation :

- instruments qui seront ultérieurement évalués à la juste valeur (soit à la juste valeur par le biais du résultat net (« JVRN ») ou à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global (« JVAERG »);
- instruments qui seront évalués au coût amorti.

Le classement des instruments découle du modèle économique que suit la Société pour la gestion des actifs financiers et des caractéristiques de flux de trésorerie contractuels de ceux-ci. Les actifs qui sont détenus pour la perception de flux de trésorerie contractuels et pour lesquels ces flux de trésorerie correspondent uniquement à des remboursements de principal et des versements d'intérêts sont évalués au coût amorti. Les instruments de capitaux propres qui sont détenus à des fins de transaction (y compris tous les instruments dérivés sur actions) sont classés comme étant à la JVRN. Pour ce qui est des autres instruments de capitaux propres, la Société peut faire le choix irrévocable (soit instrument par instrument), au jour de leur acquisition, de les désigner comme étant à la JVAERG. Les passifs financiers sont évalués au coût amorti, à moins qu'ils doivent être évalués à la JVRN (comme les instruments détenus à des fins de transaction ou les dérivés) ou que la Société ait choisi de les évaluer à la JVRN.

Les instruments financiers comportant des dérivés incorporés sont considérés intégralement pour déterminer si leurs flux de trésorerie correspondent uniquement à des remboursements de principal et des versements d'intérêts.

Évaluation

Instruments financiers au coût amorti

Les instruments financiers au coût amorti sont comptabilisés initialement à la juste valeur, et ultérieurement au coût amorti, diminué de toute perte de valeur.

Actuellement, la Société classe la trésorerie et équivalents de trésorerie, l'éncaisse affectée, les clients et autres débiteurs, l'avance à un actionnaire sans contrôle, les options d'achat d'une participation d'un partenaire et les fonds de réserve comme des actifs financiers évalués au coût amorti et les fournisseurs et autres créditeurs, les contreparties conditionnelles, les emprunts courants et non courants ainsi que les débentures convertibles comme des passifs financiers évalués au coût amorti.

Instruments financiers à la juste valeur

Les instruments financiers sont comptabilisés initialement à la juste valeur et les frais de transaction sont passés en charges dans les états consolidés des résultats. La portion effective des profits et pertes sur les instruments financiers désignés en relation de couverture est incluse dans les états consolidés du résultat global de la période pendant laquelle ils surviennent. Lorsque la Direction a choisi de comptabiliser un passif financier à la JVRN, les variations liées au risque de crédit propre à la Société seront comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

Actuellement, la Société classe les autres actifs financiers non courants (excluant l'avance à un actionnaire sans contrôle et les options d'achat d'une participation d'un partenaire) comme des actifs financiers évalués au coût amorti et les autres passifs financiers courants (excluant les contreparties conditionnelles) et non courants comme des passifs financiers au coût amorti.

Dépréciation

Depuis le 1^{er} janvier 2018, la Société évalue de façon prospective les pertes de crédit attendues liées aux instruments d'emprunt comptabilisés au coût amorti ou à la JVAERG. La méthode de dépréciation appliquée varie selon qu'il existe ou non une augmentation importante du risque de crédit.

Pour les clients, la Société applique la méthode simplifiée permise par l'IFRS 9, selon laquelle les pertes attendues sur la durée de vie doivent être comptabilisées depuis la comptabilisation initiale des clients.

Décomptabilisation

Actifs financiers

La Société décomptabilise les actifs financiers uniquement lorsque les droits contractuels sur les flux de trésorerie des actifs financiers arrivent à expiration, ou lorsqu'elle transfère les actifs financiers et la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété à une autre entité. Les profits et les pertes résultant de la décomptabilisation sont généralement comptabilisés dans les états consolidés du résultat global.

Passifs financiers

La Société décomptabilise les passifs financiers uniquement lorsque les obligations qui en résultent sont éteintes, qu'elles sont annulées ou qu'elles ont expiré. La différence entre la valeur comptable d'un passif financier décomptabilisé et la contrepartie payée ou à payer, y compris les actifs non monétaires transférés ou les passifs pris en charge, est comptabilisée dans les états consolidés des résultats.

Méthode comptable utilisée avant l'application de la nouvelle norme

Les actifs et passifs financiers sont comptabilisés lorsque la Société devient partie aux dispositions contractuelles de l'instrument. Les actifs financiers sont sortis de l'état de la situation financière lorsque les droits de recevoir des flux de trésorerie provenant des actifs ont expiré ou ont été transférés et la Société a transféré la quasi-totalité des risques et avantages liés à la propriété. Les passifs financiers sont décomptabilisés lorsque l'obligation précisée au contrat est éteinte, annulée ou terminée.

Classement des instruments financiers

La Société classe ses instruments financiers par catégorie en fonction de leur nature et de leurs caractéristiques. La direction établit le classement de ses actifs et passifs financiers à la comptabilisation initiale. La Société classe ses actifs et ses passifs financiers dans les catégories suivantes :

a) Actifs et passifs financiers à la juste valeur par le biais du résultat net

Les actifs et les passifs financiers à la juste valeur par le biais du résultat net sont des actifs et des passifs financiers détenus à des fins de transaction. Un actif ou un passif financier est classé dans cette catégorie s'il a été acquis principalement en vue d'être vendu à court terme. Les instruments dérivés sont également classés comme étant détenus à des fins de transaction, à moins qu'ils ne soient désignés comme couvertures. Les instruments classés dans cette catégorie sont présentés dans l'actif ou le passif courant. L'instrument financier est comptabilisé initialement et subséquemment à la juste valeur selon les cours du marché. Les coûts de transaction directement imputables et les variations de juste valeur sont comptabilisés en résultat net.

b) Prêts et créances

Les prêts et créances sont des actifs financiers non dérivés assortis de paiement déterminés ou déterminables qui ne sont pas cotés sur un marché actif. Ils sont présentés dans les actifs courants lorsqu'ils sont recouvrables dans les 12 mois suivant la fin de la période, sinon ils sont classés dans les actifs non courants. La Société inclut dans cette catégorie la Trésorerie et équivalents de trésorerie, l'Encaisse affectée, les Clients et autres débiteurs, les Fonds de réserve et l'Avance à un actionnaire sans contrôle. Les instruments financiers inclus dans cette catégorie sont comptabilisés initialement à la juste valeur majorée des coûts de transaction directement imputables. Par la suite, les prêts et créances sont évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif moins les provisions pour dépréciations.

c) Autres passifs au coût amorti

Les autres passifs sont comptabilisés initialement à la juste valeur et les coûts liés à la transaction sont déduits de cette juste valeur. Par la suite, les autres passifs sont évalués au coût amorti. La différence entre la valeur comptable initiale des autres passifs et leur valeur de remboursement est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Ils sont présentés dans les passifs courants lorsqu'ils sont remboursables dans les 12 mois suivant la fin de la période, sinon ils sont classés dans les passifs non courants. Ce poste comprend les Fournisseurs et autres créditeurs, les Emprunts non courants, les Débentures convertibles et les Reçus de souscription.

d) Instruments composés

Les composantes des instruments composés émis par la Société, soit les débentures convertibles, sont classées séparément comme passifs financiers et capitaux propres selon la substance de l'entente contractuelle. À la date d'émission, la juste valeur de la composante passif a été évaluée en appliquant le taux d'intérêt du marché alors en vigueur pour un instrument non convertible similaire. Ce montant est comptabilisé comme passif au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif jusqu'à son extinction au moment de la conversion ou à la date d'échéance de l'instrument. La composante capitaux propres est déterminée en déduisant le montant de la composante passif de la juste valeur totale de l'instrument composé. Ce montant est comptabilisé dans les capitaux propres, déduction faite de l'incidence fiscale, et n'est pas réévalué par la suite.

Comptabilité de couverture

Les instruments dérivés sont initialement évalués à la juste valeur à la date de la conclusion d'un contrat dérivé puis comptabilisés à leur juste valeur. La comptabilisation de l'éventuel gain ou perte varie selon que le dérivé est désigné comme un instrument de couverture ou non, et, le cas échéant, la nature de l'élément couvert. Les instruments dérivés sont désignés comme un instrument de couverture d'un risque particulier lié à un actif ou à un passif comptabilisé ou à une opération prévue qui se réalisera fort probablement (couverture de flux de trésorerie).

La Société consigne, au début de la transaction, la relation entre les instruments de couverture et les éléments couverts, ainsi que ses objectifs de gestion des risques et de sa stratégie des différentes opérations de couverture. La Société consigne également, au début de la couverture et de façon continue par la suite, son évaluation qui vise à déterminer si les dérivés utilisés dans les opérations de couverture sont hautement efficaces dans la compensation des variations de juste valeur ou de flux de trésorerie attribuables à l'élément couvert.

Le montant total de la juste valeur d'un instrument financier dérivé est classé comme un actif ou un passif non courant lorsque la durée de vie résiduelle de l'élément couvert est de plus de 12 mois, et comme un actif ou un passif courant lorsque la durée de vie résiduelle est de moins de 12 mois. Les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction sont classés comme un actif ou un passif courant.

Couverture de flux de trésorerie

Dans une relation de couverture de flux de trésorerie, la variation de valeur de la partie efficace du dérivé est comptabilisée dans le Cumul des autres éléments du résultat global. La partie inefficace du gain ou de la perte est comptabilisée immédiatement en résultat net au poste Gain ou perte nette sur instruments financiers.

Les montants cumulés en capitaux propres sont reclassés en résultat net dans les périodes où l'élément couvert influe sur le résultat net (par exemple, lorsqu'une dépense d'intérêt prévue et couverte se réalise). La partie efficace du dérivé de couverture est comptabilisée en résultat au poste Charges financières. La partie inefficace du dérivé est comptabilisée en résultat au poste Gain ou perte nette sur instruments financiers. Cependant, si la couverture d'une transaction prévue couverte mène à la comptabilisation d'un actif non financier (par exemple, les Immobilisations corporelles), les gains et les pertes déjà reportés dans les capitaux propres sont sortis des capitaux propres et inclus dans le coût initial de l'actif. Les montants reportés sont comptabilisés au titre de l'amortissement pour les immobilisations corporelles.

Lorsqu'un instrument de couverture arrive à maturité ou est vendu, que la couverture ne satisfait plus aux critères de comptabilité de couverture, le gain ou la perte cumulé dans les capitaux propres à ce moment-là doit être maintenu en capitaux propres et est comptabilisé lorsque la transaction prévue est comptabilisée en résultat. Si la transaction prévue ne se réalise pas, le gain ou la perte cumulé comptabilisé en capitaux propres est immédiatement sorti des capitaux propres et reclassé en résultat au poste Gain ou perte nette sur instruments financiers.

Couverture d'un investissement net dans un établissement étranger autonome

La Société désigne les contrats de change à terme et les swaps croisés sur taux d'intérêts et devises comme couverture d'un investissement net dans un établissement étranger autonome en monnaie étrangère. Dans cette relation de couverture d'un investissement net en devises, la variation de valeur de la partie efficace de l'instrument dérivé est comptabilisée dans le Cumul des autres éléments du résultat global et la variation de la partie inefficace est comptabilisée en résultat net, au poste Gain ou perte nette sur instruments financiers.

Les montants constatés dans le Cumul des autres éléments du résultat global sont reclassés en résultat net lorsque les gains ou pertes de change correspondants découlant de la conversion des établissements étrangers autonomes sont comptabilisés en résultat net.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie est composée des espèces en caisse et des soldes bancaires. Les équivalents de trésorerie sont des placements à court terme d'une durée inférieure à trois mois et sont composés d'acceptations bancaires ou de certificats de dépôt garantis par des banques. Ces instruments regroupent les éléments de trésorerie immédiatement disponibles ou convertibles en trésorerie en un montant connu de trésorerie et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Encaisse affectée

L'encaisse affectée est composée de placements très liquides ainsi que de réserves pour pourvoir à l'achat d'immobilisations corporelles à l'intérieur d'une période d'un an suivant la fin d'exercice et de l'encaisse lié au remboursement partiel du crédit-relais suite à la vente des terrains en France.

Stocks

Les stocks sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux. Le coût est déterminé selon la méthode du coût moyen. La valeur de réalisation nette correspond aux coûts de remplacement dans le cours normal des affaires. Les stocks se composent principalement de pièces de rechange et de résidus de bois.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles, constituées principalement de centrales et sites de production d'énergie, sont inscrites au coût, y compris les intérêts engagés durant la période de construction de nouvelles centrales ou de sites, moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur. Elles sont amorties à compter de la date de leur mise en service selon les méthodes suivantes :

Sites éoliens

Les sites éoliens sont amortis par composante selon la méthode linéaire sur une durée d'utilité entre cinq et 40 ans.

Centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques sont amorties par composante selon la méthode linéaire sur une durée d'utilité entre 20 et 40 ans.

Centrales thermiques

Les centrales thermiques sont amorties par composante selon la méthode linéaire sur une durée d'utilité entre 20 et 25 ans.

Sites solaires

Les sites solaires sont amortis par composante selon la méthode linéaire sur une durée d'utilité de 20 ans.

Les entretiens majeurs

Les entretiens majeurs sont capitalisés et amortis selon la méthode linéaire sur la fréquence prévue des entretiens, soit une durée d'utilité d'environ cinq ans.

Les durées d'utilité, les valeurs résiduelles et le mode d'amortissement sont revus chaque année en tenant compte de la nature des actifs, de l'usage prévu et de l'évolution technologique. Toute dépréciation ou reprise de valeur est comptabilisée en résultat net sous le poste Dépréciation des immobilisations corporelles, s'il y a lieu.

Autres immobilisations incorporelles

Contrats de vente d'énergie

Les coûts attribuables à l'acquisition de contrats de vente d'énergie et les droits associés sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée des contrats tenant compte d'une période de renouvellement, si applicable, soit de 15 à 40 ans.

Droits d'eau

Les droits d'eau sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée des contrats tenant compte d'une période de renouvellement, soit de 20 à 30 ans. Les actifs à durée d'utilité indéterminée qui sont les droits d'eau de la centrale de Buckingham ne sont pas amortis.

Projets en développement

Les frais des projets en développement incluent les frais de conception et d'acquisition de nouveaux projets et sont reportés jusqu'au début des travaux de construction de la nouvelle centrale ou de l'extension d'une centrale existante, période à laquelle ils sont transférés dans les actifs corporels et incorporels selon le cas. La Société reporte les frais pour les projets qu'elle estime plus probable qu'improbable de se réaliser. Lorsqu'il n'est plus probable qu'un projet se réalise, les frais reportés jusqu'à cette date sont comptabilisés en charge.

Goodwill

Le goodwill, représentant l'excédent de la contrepartie payée des sociétés acquises sur le montant net des valeurs attribuées aux éléments de l'actif acquis et du passif pris en charge, n'est pas amorti. Le goodwill fait l'objet d'une révision annuelle au 31 août de chaque année afin de déterminer si une baisse de valeur est survenue. Une révision est aussi effectuée lorsqu'un événement ou des circonstances indiquent une baisse de valeur potentielle. Les baisses de valeur sont portées aux résultats lorsqu'elles sont déterminées.

Autres actifs non courants

Fonds de réserve

Les fonds de réserve représentent les fonds détenus en fidéicommis afin de satisfaire aux exigences de certaines conventions d'emprunt non courant dont le maintien de réserves pour le service de la dette ainsi que pour pourvoir à l'entretien d'immobilisations corporelles. Les fonds de réserve sont constitués de certificats de dépôt et sont évalués au coût amorti.

Crédits d'impôts pour énergie renouvelable

Les crédits d'impôts pour énergie renouvelable qui ont été attribués sur la base des dépenses d'exploitation engagées ont été comptabilisés en réduction des coûts d'exploitation au cours de la période où ils ont été gagnés, dans la mesure où il était plus probable qu'improbable qu'ils seraient recouvrables sur leur durée d'utilité. Ce programme a pris fin le 31 décembre 2009.

Coûts d'emprunt

La Société incorpore les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production de ses actifs qualifiés au cours de la construction active de ceux-ci. Les coûts d'emprunt qui sont directement attribuables à l'acquisition, à la construction ou à la production d'un actif admissible sont capitalisés pendant la période de temps nécessaire pour achever et préparer l'actif pour l'utilisation ou la vente prévue. Les actifs éligibles sont des actifs qui prennent nécessairement une période substantielle de temps pour se préparer à l'utilisation ou à la vente prévue. Les autres coûts d'emprunt sont comptabilisés en charges dans la période au cours de laquelle ils sont encourus.

Contrat de location

Un contrat de location est classé en tant que contrat de location-financement s'il transfère à la Société la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété. Un contrat de location est classé en tant que contrat de location simple lorsqu'il ne transfère pas à la Société la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété. Les paiements au titre de la location simple sont passés en charges selon la méthode linéaire pendant toute la durée du contrat de location.

Les contrats de location-financement sont capitalisés au début de la période de location au plus faible de la juste valeur de l'immobilisation louée et la valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location. Chaque paiement au titre de la location est ventilé entre le passif et les charges financières de manière à obtenir un taux constant pour le solde impayé. Les obligations locatives à cet effet, déduction faite des charges financières, sont présentées sous Autres passifs non courants. La composante intérêt des charges financières est comptabilisée en résultat sur la période de location de manière à obtenir un taux d'intérêt périodique constant sur le solde restant du passif de chaque période. Les immobilisations corporelles acquises en vertu de contrats de location-financement sont amorties sur la durée du contrat de location et sa durée d'utilité selon la durée la plus courte.

Dépréciation de la valeur des actifs

Les actifs non courants ayant une durée d'utilité indéterminée, soit le goodwill et les droits d'eau de la centrale de Buckingham, ainsi que les immobilisations incorporelles qui ne sont pas encore prêtes à être utilisées, sont soumis à un test de dépréciation au 31 août de chaque année ou s'il y a des événements déclencheurs. Ces actifs sont soumis à un test de dépréciation lorsque des événements ou des changements de situation indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Une perte de valeur est constatée lorsque la valeur comptable excède la valeur recouvrable. La valeur recouvrable d'un actif est la valeur la plus élevée entre la juste valeur d'un actif diminuée des coûts de sortie et sa valeur d'utilité.

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, s'il existe un indice qu'une perte de valeur comptabilisée au cours de périodes antérieures qui est susceptible de ne plus exister ou d'avoir diminué, la perte est reprise à hauteur de la valeur recouvrable. La valeur comptable après la reprise ne doit toutefois pas être supérieure à la valeur comptable qui aurait été déterminée (nette des amortissements) si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée pour cet actif au cours de périodes antérieures. Aucune perte de valeur ne peut être reprise pour le goodwill.

Les actifs soumis aux tests de perte de valeur sont regroupés aux unités génératrices de trésorerie (« UGT »). Ceci correspond au plus petit groupe identifiable d'actifs qui génère des entrées de trésorerie largement indépendantes des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. Les actifs de la Société font l'objet d'un suivi distinct, par site, ce qui correspond aux UGT du plus petit groupe identifiable.

Note 3. Principales méthodes comptables (suite)

La valeur recouvrable d'un actif ou d'une UGT est la valeur la plus élevée entre sa juste valeur diminuée des coûts de sortie et sa valeur d'utilité. Pour évaluer la valeur d'utilité, les flux de trésorerie futurs estimés sont ramenés à leur valeur actualisée en utilisant un taux qui reflète l'évolution de la valeur temporelle de l'argent et les risques spécifiques à l'actif ou l'UGT. Lors de la détermination de la juste valeur diminuée des coûts de sortie, la Société estime s'il y a un prix de marché pour l'actif en cours d'évolution. Sinon, la Société utilise la méthode du revenu. La méthode du revenu est fondée sur la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs qu'un actif ou qu'une UGT générera à l'avenir. La méthode d'actualisation des flux de trésorerie consiste à établir des projections de flux de trésorerie et les convertir en une valeur actualisée en utilisant des facteurs d'actualisation.

Provisions

Une provision est comptabilisée dans l'état de la situation financière si la Société a une obligation juridique ou implicite d'effectuer un paiement au titre d'événements passés, et qu'il est probable que le règlement de cette obligation exige un paiement financier ou entraîne une perte financière, et qu'une estimation fiable peut être effectuée du montant de l'obligation. Les provisions sont évaluées selon la meilleure estimation de la direction de la Société quant au résultat en fonction des faits connus à la date de clôture.

Contreparties conditionnelles

Les contreparties conditionnelles considérées lors d'acquisitions d'actifs ou de regroupement d'entreprise représentent un accord de compensation éventuelle signé entre les parties prenantes aux contrats de vente d'actions. Selon les clauses des contrats, la Société aura des montants futurs à verser au vendeur en fonction de l'atteinte de certaines étapes clés.

Les contreparties conditionnelles relatives à des regroupements d'entreprises sont évaluées à la juste valeur au moment de l'acquisition. Les changements de la juste valeur sont comptabilisés aux résultats sous le poste Perte nette sur instruments financiers.

Les contreparties conditionnelles relatives à l'achat d'actifs sont capitalisées aux immobilisations incorporelles au moment où elles sont encourues.

Provisions pour litiges

Les litiges font l'objet d'un suivi régulier, au cas par cas, par la direction juridique de la Société et avec l'aide de conseillers juridiques externes pour les litiges les plus significatifs ou complexes. Une provision est comptabilisée dès qu'il devient probable qu'une obligation actuelle résultant d'un événement passé nécessitera un règlement dont le montant peut être évalué de manière fiable.

Passif relatif au démantèlement

Une obligation de démantèlement est constatée à sa juste valeur dans la période au cours de laquelle une obligation juridique ou implicite est créée, lorsque le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable et qu'il est probable que le règlement de cette obligation exige un paiement financier. Les coûts de démantèlement sont capitalisés à la valeur de l'immobilisation en cause et sont amortis sur la durée de vie utile restante. L'obligation est actualisée en utilisant un taux d'intérêt avant impôts qui reflète l'évaluation des risques spécifiques à l'obligation.

Pour les centrales hydroélectriques installées sur des sites publics, la Société ne possède aucune obligation de démantèlement. Selon les baux de location des sites, ces centrales doivent être remises à la fin de la période de location au bailleur sans aucun démantèlement. Pour les autres centrales hydroélectriques, dont les sites sont privés et appartiennent à Boralex, la probabilité qu'une telle obligation survienne est peu probable, car le démantèlement d'une telle centrale aurait des conséquences importantes sur l'écosystème et la vie économique avoisinants. Il est normalement plus avantageux pour l'environnement, les riverains et les entreprises, de maintenir le barrage. Compte tenu de cette probabilité, aucune provision n'est comptabilisée.

Pour les sites éoliens, la Société a une obligation soit juridique ou contractuelle de démanteler ses installations à la fin de leur exploitation commerciale. Ces coûts seraient reliés en majeure partie à l'enlèvement, au transport et à la mise au rebut des bases de béton armé qui supportent les éoliennes ainsi qu'à la revégétalisation.

La Société possède des obligations environnementales relativement à sa centrale thermique alimentée en résidus de bois. En effet, si la centrale était vendue, la Société aurait la responsabilité d'enlever les piles de résidus de bois et les membranes de protection environnementales. La Société a déterminé que les résidus de bois seraient brûlés dans la production d'électricité et que les coûts additionnels de nettoyage seraient non significatifs. Par conséquent, la juste valeur de l'obligation n'est pas significative.

Finalement, la Société possède l'obligation de démanteler ses sites solaires à la fin des baux de location. Les coûts de démantèlement sont négligeables.

Impôts

La Société comptabilise les impôts sur le résultat selon la méthode de l'actif et du passif d'impôts différés. Les actifs et les passifs d'impôts différés sont déterminés en fonction de l'écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs. Tout changement survenu dans le montant net des actifs et passifs d'impôts différés est porté aux résultats. Les actifs et passifs d'impôts différés sont déterminés en fonction des taux d'imposition et des lois fiscales en vigueur ou pratiquement en vigueur qui, selon ce qui est à prévoir, s'appliqueront au revenu imposable des périodes au cours desquelles les actifs et passifs seront recouvrés. Les actifs d'impôts différés sont constatés lorsqu'il est probable qu'ils se réaliseront. Les actifs et passifs d'impôts différés sont présentés dans les actifs et passifs non courants.

Les actifs et les passifs d'impôts différés sont compensés s'il existe un droit juridiquement contraignant de compenser les actifs et les passifs d'impôts exigibles et lorsque les soldes d'impôts différés se rapportent à la même autorité fiscale. Les actifs et les passifs d'impôts exigibles sont compensés lorsque l'entité dispose d'un droit juridiquement exécutoire à compenser et a l'intention de procéder au règlement sur une base nette ou de réaliser l'actif et de comptabiliser le passif simultanément.

La charge d'impôts comprend les impôts exigibles et différés. Cette charge est constatée dans le résultat net, sauf pour les impôts reliés aux éléments inclus dans le Cumul des autres éléments du résultat global ou dans les capitaux propres, en tel cas la charge d'impôts est comptabilisée respectivement dans le Cumul des autres éléments du résultat global ou dans les capitaux propres.

L'actif ou le passif d'impôts exigible correspond aux obligations ou aux réclamations des périodes précédentes ou courantes des autorités fiscales qui ne sont toujours pas reçues ou payées à la fin de la période financière et est présenté dans les actifs ou passifs courants. Les impôts exigible sont calculés en fonction du bénéfice fiscal qui diffère du résultat net. Ce calcul a été effectué en fonction des taux d'imposition et des lois en vigueur à la fin de la période financière.

La Société comptabilise un actif ou passif d'impôts différés pour toutes les différences temporaires générées par des participations dans des filiales et Coentreprises, sauf s'il est probable que la différence temporaire ne s'inversera pas dans un avenir prévisible et que la Société contrôle la date à laquelle la différence temporaire s'inversera.

La Société a choisi de comptabiliser les impôts futurs initiaux sur les écarts temporaires entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales résultat d'acquisition de sociétés transparentes. La contrepartie a donc été ajoutée au coût des participations acquises.

Capitaux propres

Le capital-actions est présenté à la valeur à laquelle les actions ont été émises. Les coûts liés à l'émission d'actions, des reçus de souscription ou d'options d'actions sont présentés dans les capitaux propres, nets d'impôts, en déduction du produit d'émission.

Rémunération à base d'actions

Les options d'achat d'actions consenties à la haute direction sont évaluées à la juste valeur. Cette juste valeur est par la suite constatée dans le résultat net sur la période d'acquisition des droits basé sur la condition de service de la haute direction en contrepartie d'une augmentation du *Surplus d'apport*. La juste valeur est déterminée en utilisant le modèle Black & Scholes, qui a été conçu pour évaluer la juste valeur des options négociées en Bourse qui n'ont aucune restriction relative à l'acquisition des droits et qui sont entièrement transférables. Certaines options en cours ont des restrictions, mais, selon la Société, le modèle de Black & Scholes constitue un moyen approprié pour évaluer la juste valeur dans ces situations. La contrepartie versée par les employés à l'exercice des options sur actions est créditée au Capital-actions.

Les charges liées aux options sur actions sont comptabilisées sous Administration, et la valeur cumulée des options en cours non exercées est incluse sous Surplus d'apport.

Constatation des produits

La Société constate ses produits selon les méthodes suivantes :

Produits de la vente d'énergie

La Société comptabilise ses produits, lesquels sont constitués de la vente d'énergie lorsqu'elle est livrée à la sous-station de l'acheteur et qu'il n'y a aucune obligation non remplie qui pourrait avoir une incidence sur l'acceptation par l'acheteur de l'énergie. La vente d'énergie est facturée et payée mensuellement.

Considérations variables

Les pénalités pour non production d'électricité sont enregistrées au moment où il est hautement probable que le montant sera à payer en réduction des revenus sur la durée restante du contrat de vente d'énergie.

La Société comptabilise un revenu différé pour les sites éoliens français dont le prix de vente de l'énergie varie selon l'atteinte de niveaux de production prédéterminés selon l'arrêté tarifaire. L'estimation est révisée annuellement.

Méthode comptable utilisée avant l'application de la nouvelle norme

La Société comptabilise ses produits, lesquels sont constitués de ventes d'énergie, lorsqu'il y a une preuve évidente qu'une entente est intervenue, que les produits ont été livrés, que les risques et avantages importants inhérents à la propriété sont transférés, que le montant de la vente est établi ou déterminable et que le recouvrement est considéré comme probable.

Autres revenus

Les autres revenus sont constatés lorsque le service est rendu et que le recouvrement est considéré comme probable.

Résultat net par action

Le résultat net par action de base et dilué est calculé à partir du nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation au cours de l'exercice. Le calcul du résultat par action dilué tient compte de l'impact potentiel de l'exercice de l'ensemble des instruments dilutifs, soit les options d'achat d'actions et l'effet des débentures convertibles, sur le nombre théorique d'actions. Le résultat dilué par action est calculé selon la méthode du rachat d'actions pour déterminer l'effet dilutif des options d'achat d'actions et selon la méthode de conversion hypothétique pour les débentures convertibles. Selon ces méthodes, les instruments qui ont un effet dilutif, soit lorsque le cours moyen de l'action pour la période est supérieur au prix d'exercice ou de levée, sont considérés avoir été exercés ou levés au début de la période et le produit obtenu est considéré avoir été utilisé pour racheter des actions ordinaires de la Société au cours moyen de l'action de la période.

Modifications de méthodes comptables

IFRS 9, Instruments financiers

En juillet 2014, l'IASB a terminé le projet en trois parties visant à remplacer l'IAS 39, « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation », en publiant l'IFRS 9, « Instruments financiers ». L'IFRS 9 traite du classement et de l'évaluation des actifs et des passifs financiers, et introduit un modèle prospectif de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues de même qu'une approche revue en profondeur de la comptabilité de couverture.

Pour déterminer si un actif financier doit être évalué au coût amorti ou à la juste valeur, l'IFRS 9 a recours à une nouvelle approche qui remplace les multiples règles de l'IAS 39. L'approche préconisée par l'IFRS 9 repose sur la manière dont une entité gère ses instruments financiers et les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels rattachés aux actifs financiers. La plupart des exigences de l'IAS 39 en matière de classement et d'évaluation des passifs financiers sont reprises dans l'IFRS 9. Cependant, dans le cadre de l'évaluation d'un passif financier à la juste valeur par le biais du résultat net, la partie des variations de la juste valeur liée au risque de crédit propre à l'entité sera présentée dans le Cumul des autres éléments du résultat global plutôt qu'à l'état du résultat.

L'IFRS 9 introduit aussi un modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues selon lequel les pertes de crédit devront être comptabilisées en temps opportun. Plus précisément, les entités devront comptabiliser les pertes de crédit attendues dès la comptabilisation initiale des instruments financiers, et comptabiliser en temps opportun les pertes de crédit attendues sur leur durée de vie.

Enfin, l'IFRS 9 introduit un nouveau modèle de comptabilité de couverture ainsi que de nouvelles exigences en termes de divulgation d'informations sur les activités de gestion des risques. Le nouveau modèle de comptabilité de couverture représente une refonte importante de la comptabilité de couverture, qui permettra aux entités de mieux rendre compte de leurs activités de gestion des risques dans leurs états financiers.

La Société a adopté l'IFRS 9, « Instruments financiers » avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018. L'adoption de l'IFRS 9 a donné lieu à des changements de méthodes comptables, mais à aucun ajustement aux montants comptabilisés dans les états financiers consolidés.

La Société a effectué une évaluation détaillée de ses actifs et passifs financiers au 1^{er} janvier 2018. Le tableau suivant présente le classement initial selon l'IAS 39 et le nouveau classement selon l'IFRS 9 :

Actifs et passifs financiers	Classement initial selon l'IAS 39	Nouveau classement selon l'IFRS 9
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Prêts et créances (coût amorti)	Coût amorti
Encaisse affectée	Prêts et créances (coût amorti)	Coût amorti
Clients et autres débiteurs	Prêts et créances (coût amorti)	Coût amorti
Avance à un actionnaire sans contrôle	Prêts et créances (coût amorti)	Coût amorti
Autres actifs financiers non courants(1)	Dérivés utilisés à des fins de couverture (JVRN)	JVRN/JVAERG
Fonds de réserve ⁽²⁾	Prêts et créances (coût amorti)	Coût amorti
Fournisseurs et autres créditeurs	Autres passifs financiers (coût amorti)	Coût amorti
Contreparties conditionnelles	Autres passifs financiers (coût amorti)	Coût amorti
Autres passifs financiers courants(3)	Dérivés utilisés à des fins de couverture (JVRN)	JVRN/JVAERG
Emprunts courants et non courants	Autres passifs financiers (coût amorti)	Coût amorti
Débentures convertibles	Autres passifs financiers (coût amorti)	Coût amorti
Autres passifs financiers non courants	Dérivés utilisés à des fins de couverture (JVRN)	JVRN/JVAERG

⁽¹⁾ Excluant l'Avance à un actionnaire sans contrôle et les Options d'achat d'une participation d'un partenaire.

IFRS 15, Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

En mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients ». L'IFRS 15 est une nouvelle norme qui énonce les étapes à suivre pour comptabiliser les produits, et le moment auquel il convient de le faire, et prévoit la présentation d'informations pertinentes et plus complètes. Le principe de base de l'IFRS 15 est qu'une entité doit comptabiliser ses produits afin de refléter le transfert des services promis aux clients pour un montant correspondant à la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces services. Cette norme remplace l'IAS 11, « Contrats de construction », l'IAS 18, « Produits des activités ordinaires », ainsi que plusieurs interprétations relatives aux produits.

La Société a adopté l'IFRS 15 avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, 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. Conformément aux modalités transitoires énoncées dans l'IFRS 15, la Société a appliqué les nouvelles règles de manière rétrospective.

Modifications futures de méthodes comptables

IFRS 16. Contrats de location

En janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16, « Contrats de location », qui remplacera IAS 17, « Contrats de location », ainsi que plusieurs interprétations sur les contrats de location. IFRS 16 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019, et l'application anticipée est permise. La nouvelle norme exige que le preneur 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'exception limités. La Société étant assujettie à d'importantes obligations contractuelles sous forme de contrats de location simple (note 28) conformément à IAS 17, l'adoption d'IFRS 16 donnera lieu à une hausse significative des actifs et des passifs et dans une moindre mesure, influencera le moment de la comptabilisation.

Les principaux aspects de la Société qui seront touchés par l'adoption d'IFRS 16 sont présentés dans le tableau qui suit :

Présentation de l'information financière

Analyse	Incidence
d'application de la nouvelle norme ainsi que les options offertes par celle-ci, comme l'adoption anticipée, les exemptions de comptabilisation et l'évaluation et la nécessité de l'appliquer de	La Société analyse actuellement l'incidence de l'adoption d'IFRS 16 sur son état consolidé de la situation financière, son état consolidé du résultat net et son état consolidé du résultat global. Au 28 février 2019, la majeure partie des contrats de location simple présentés à la note 28 des présents états financiers consolidés annuels audités entreraient dans le champ d'application d'IFRS 16. La Société prévoit adopter IFRS 16 pour l'exercice débutant le 1er janvier 2019 de façon rétrospective sans retraitement des chiffres correspondants et employer les exemptions pour les contrats de location à court terme et les contrats de location pour lesquels l'actif sous-jacent est de faible valeur.

⁽²⁾ Inclus dans Autres actifs non courants.

⁽³⁾ Excluant les Contreparties conditionnelles.

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 s'appliquent de manière prospective aux acquisitions réalisées au cours des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2020, l'application anticipée étant permise.

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 1er janvier 2020, l'application anticipée étant permise. La société évalue actuellement l'incidence de ces modifications.

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 ler janvier 2020 et l'application anticipée est permise. La société ne prévoit pas que son application aura des incidences importantes.

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.

Une entité doit appliquer l'IFRIC 23 pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019, l'application anticipée étant toutefois permise. La Société n'adoptera pas l'IFRIC 23 de façon anticipée et ne prévoit pas que son incidence soit importante.

Note 4. Principales sources 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 indéterminée 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 indéterminée 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 de calculs de la valeur d'utilité basés sur 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.

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.

Taux de croissance

Le taux de croissance a été établi en tenant compte de l'expérience passée, des tendances économiques ainsi que des tendances du marché et de l'industrie.

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 aux démantèlements

Les coûts de restauration futurs, exigées 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.

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 (PMLT). 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 PMLT estimée sur une période prolongée.

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.

Note 5. Regroupement d'entreprises

Acquisition de Kallista

Le 20 juin 2018, Boralex a annoncé la conclusion d'une convention d'achat avec Ardian Infrastructure Holding S.à.r.I. visant le rachat de la totalité des actions en circulation de Kallista Energy Investment SAS et 10 % des actions de KE Production SAS, pour une contrepartie en espèce globale pour les actions de 121 M\$ (78 M€), sous réserve des ajustements prévus dans les conventions d'acquisition et la prise en charge par Boralex de dettes-projets d'un montant de 171 M\$ (111 M€). La Société a aussi remboursé un dû à un actionnaire sans contrôle de 78 M\$ (51 M€) qui avait été consenti par Ardian Infrastructure Holding S.à.r.I. à Kallista Energy Investment SAS et un prêt relais de 8 M\$ (6 M€) inclus sous Emprunts non courants assumés, pour un total de 86 M\$ (56 M€).

Le portefeuille aquis comporte 15 sites éoliens en opération qui totalisent 163 MW (non audité) qui ont une durée de vie moyenne pondérée restante de 8 ans sous contrat, d'un site en construction de 10 MW (non audité), qui a été mis en service le 1er novembre 2018, ainsi que d'un portefeuille de projets de l'ordre de 158 MW (non audité). La contrepartie a été payée par Boralex à même sa facilité de crédit rotatif.

Cette transaction a engendré des coûts d'acquisition de 5 M\$ (3 M€) qui ont été comptabilisés sous les frais d'acquisition dans l'état consolidé des résultats. La Société a comptabilisé l'acquisition selon la méthode de l'acquisition conformément à IFRS 3 « Regroupement d'entreprises ». L'état de la situation financière et les résultats de cette acquisition sont consolidés à partir du 20 juin 2018.

Le tableau suivant reflète la détermination préliminaire du prix d'achat des actions :

	Note	Répartition	préliminaire
		(en \$)	(en €)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		21	13
Clients et autres débiteurs		4	3
Autres actifs courants		2	1
Immobilisations corporelles		230	149
Contrats de vente d'énergie		120	78
Goodwill		15	9
Autres actifs non courants		10	6
Passifs courants		(4)	(2)
Emprunts non courants assumés		(171)	(111)
Passifs d'impôts différés		(5)	(3)
Autres passifs financiers non courants		(5)	(3)
Passif relatif au démantèlement	15	(12)	(7)
Dû à un actionnaire sans contrôle		(6)	(4)
		199	129
Prêt à un actionnaire assumé		(78)	(51)
Actifs nets		121	78
Moins:			
Trésorerie et équivalent de trésorerie à l'acquisition		21	13
Contrepartie nette versée pour l'acquisition		100	65

Le poste Clients et autres débiteurs acquis lors de la transaction a une juste valeur de 4 M\$ (3 M€) et la Société a tout encaissé au courant de l'année 2018. Le Goodwill représente les impôts différés. Aux fins fiscales, le Goodwill n'est pas un élément déductible.

La détermination préliminaire du prix d'achat a été établie selon la juste valeur à la date d'acquisition. La détermination du prix d'achat des actions reste préliminaire afin d'évaluer adéquatement la juste valeur des actifs et des passifs d'impôts différés acquis. Les postes qui seraient susceptibles de changer suite à la finalisation de la détermination du prix d'achat sont Immobilisations corporelles, Contrats de vente d'énergie, Goodwill et Passifs d'impôts différés.

Depuis la date d'acquisition, la Société acquise a contribué aux produits de la vente d'énergie pour un montant de 21 M\$ (14 M€) et a engendré une perte nette de 9 M\$ (6 M€).

Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier, la direction estime que les produits de la vente d'énergie consolidés auraient été de 22 M\$ (14 M€) supérieurs, soit de 493 M\$ et la perte nette aurait été de 55 M\$. Ces estimations se fondent sur l'hypothèse que les ajustements à la juste valeur marchande qui ont été apportés à la date d'acquisition auraient été les mêmes si la transaction avait eu lieu le 1er janvier 2018.

Acquisition d'un portefeuille en Europe (Ecotera)

En 2015, Boralex a acquis le projet Ecotera dont les contreparties conditionnelles s'élevant à 33 M\$ (23 M€) avaient été enregistrées. En 2018, Boralex a déboursé un montant de 8 M\$ (5 M€).

Note 6. Clients et autres débiteurs

	Note	Au 31 décembre 2018	Au 31 décembre 2017
Clients		88	92
Débiteurs de parties liées	29	1	_
Taxes à recevoir		49	38
Autres débiteurs		4	4
		142	134

Tous les montants présentent des échéances courantes. Leurs valeurs comptables nettes correspondent à une approximation raisonnable de leur juste valeur.

La Société n'a pas comptabilisé de provision sur les comptes présentés dans le tableau ci-haut étant donné que la qualité du crédit de ses clients est élevée. Au 31 décembre 2018, environ 3 % (1 % au 31 décembre 2017) des clients et autres débiteurs étaient impayés depuis plus de 90 jours après la facturation, tandis qu'environ 95 % (95 % aux 31 décembre 2017) étaient en règle (moins de 30 jours).

Note 7. Immobilisations corporelles

	Sites éoliens	Centrales hydroélectrique	Centrales thermiques	Sites solaires	Corporatif	Total
Exercice clos le 31 décembre 2017 :						
Solde au début de l'exercice	1 304	297	25	31	11	1 668
Écart de conversion	54	(7)	1	2	_	50
Acquisition	190	41	1	_	8	240
Acquisition par voie de regroupement d'entreprises	797	_	_	_	_	797
Amortissement	(122)	(9)	(4)	(2)	(2)	(139)
Transfert d'actifs à partir de projets en développement	4	2	_	_	_	6
Autres	(1)	_	_	_	_	(1)
Solde à la fin de l'exercice	2 226	324	23	31	17	2 621
Au 31 décembre 2017 :						
Coût	2 697	394	65	40	28	3 224
Amortissement cumulé	(471)	(70)	(42)	(9)	(11)	(603)
Valeur nette comptable	2 226	324	23	31	17	2 621
Exercice clos le 31 décembre 2018 :						
Solde au début de l'exercice	2 226	324	23	31	17	2 621
Écart de conversion	40	9	_	1	_	50
Acquisitions	230	23	2	_	9	264
Acquisition par voie de regroupement d'entreprises (note 5)	230	_	_	_	_	230
Cession d'actifs (a)	(54)	_	_	_	_	(54)
Dépréciation d'immobilisations (note 20)	(14)	_	_	_	_	(14)
Amortissement	(147)	(12)	(4)	(2)	(2)	(167)
Autres	14	1	_	_	(4)	11
Solde à la fin de l'exercice	2 525	345	21	30	20	2 941
Au 31 décembre 2018 :						
Coût	3 163	433	63	41	33	3 733
Amortissement cumulé	(638)	(88)	(42)	(11)	(13)	(792)
Valeur nette comptable	2 525	345	21	30	20	2 941

a) Le montant des actifs cédés est composé, principalement, de la la forêt de Lanouée (44 M\$) et de la vente de terrains en Écosse (6 M\$).

L'amortissement des immobilisations corporelles est comptabilisé au poste Amortissement.

Les immobilisations comprennent des sites en construction pour un montant de 307 M\$ (201 M\$ au 31 décembre 2017).

Au 31 décembre 2018, un montant de 44 M\$ (62 M\$ en 2017) des acquisitions d'immobilisations corporelles n'est pas encore payé et est inclus dans les Fournisseurs et autres créditeurs.

Note 8. Immobilisations incorporelles et goodwill

		Immol	oilisations incorpore	lles		
	Contrats de vente d'énergie	Droits d'eau	Projets en développement	Autres actifs incorporels	Total	Goodwill
Exercice clos le 31 décembre 2017 :						
Solde au début de l'exercice	313	98	10	5	426	124
Écart de conversion	13	_	_	_	13	4
Acquisitions	40	_	4	_	44	_
Acquisition par voie de regroupement d'entreprises	210	_	1	_	211	54
Transfert d'actifs à immobilisations corporelles	_	_	(6)	_	(6)	_
Amortissement	(30)	(3)	_	_	(33)	_
Solde à la fin de l'exercice	546	95	9	5	655	182
Au 31 décembre 2017 :						
Coût	657	117	9	8	791	182
Amortissement cumulé	(111)	(22)	_	(3)	(136)	_
Valeur nette comptable	546	95	9	5	655	182
Exercice clos le 31 décembre 2018 :						
Solde au début de l'exercice	546	95	9	5	655	182
Écart de conversion	13	_	_	_	13	4
Acquisitions (a)	24	_	3	1	28	_
Acquisition par voie de regroupement d'entreprises (note 5)	120	_	_	_	120	15
Dépréciation d'immobilisations (note 20)	(1)	_	_	_	(1)	_
Amortissement	(46)	(3)	_	_	(49)	_
Autres	1	_	(6)	(1)	(6)	_
Solde à la fin de l'exercice	657	92	6	5	760	201
Au 31 décembre 2018 :						
Coût	821	117	6	8	952	201
Amortissement cumulé	(164)	(25)		(3)	(192)	
Valeur nette comptable	657	92	6	5	760	201

a) En 2018, à la suite de l'acquisition d'Ecotera, la Société a déboursé des contreparties conditionnelles d'un montant total de 24 M\$ (15 M€) pour les projets **Basse Thiérache Nord** 8 M\$ (5 M€), **Inter Deux Bos** 5 M\$ (3 M€), **Catésis** 5 M\$ (3 M€), **Santerre** 4 M\$ (3 M€) et tranche C **Ecotera** 2 M\$ (1 M€).

La durée d'amortissement moyenne pondérée des actifs incorporels à durée d'utilité déterminée se détaille ainsi :

Contrats de vente d'énergie	16 ans
Droits d'eau	26 ans

Les Droits d'eau de la centrale hydroélectrique de Buckingham, qui s'élèvent à 38 M\$ en 2018 et 2017, ne sont pas amortis puisqu'ils ont une durée d'utilité indéterminée. Les Projets en développement comprennent majoritairement des projets éoliens en Europe. Les Autres incorporels sont composés majoritairement d'un logiciel de gestion intégré et des licences pour des projets éoliens en développement.

Le tableau suivant présente l'attribution du goodwill à chacune des unités génératrices de trésorerie :

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2018	2017
NRWF	54	54
11 sites éoliens en exploitation de BEV et le site éolien Comes de l'Arce	52	49
Sept centrales hydroélectriques	38	38
Projets éoliens d'Ecotera	26	25
Sites éoliens de St-Patrick, Vron, Fortel-Bonnières et St-François	11	11
Kallista	15	_
Autres	5	5
	201	182

Au 31 août 2018, des tests de dépréciation annuels ont été effectués sur les goodwills et sur les droits d'eau à durée de vie indéterminées de la centrale de Buckingham. Pour tous les tests, la valeur recouvrable des unités génératrices de trésorerie basée sur la méthode de la juste valeur diminuée des coûts de vente excède leurs valeurs aux livres. Un taux d'actualisation entre 4,53 % et 5,63 % ainsi qu'un taux de croissance se situant entre 1,6 % et 2 % ont été utilisés pour effectuer ces tests de dépréciation.

Note 9. Participations dans des Coentreprises et entreprises associées

Coentreprises phases I et II

La Société a conclu des ententes de partenariat avec une filiale de Société en commandite Énergir (anciennement Gaz Métro) et Valener inc. et a créé Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3 (« SDB I »), société en nom collectif et Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 4 (« SDB II »), société en nom collectif, situées au Canada, dont chacune détient une participation de 50 %. La participation de la Société dans ces Coentreprises est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. La date de fin d'exercice de ces Coentreprises est le 31 décembre.

Coentreprises et une entreprise associée au Québec

Le 14 septembre 2018, la Société a conclu l'acquisition de la totalité de la participation d'Invenergy Renewables LLC (« Invenergy »), dans quatre sociétés au Québec dont une détient deux parcs éoliens pour un total de cinq parcs éoliens en opérations (les sociétés en commandites Énergie Éolienne Des Moulins S.E.C. (« DM 1 et DM 2 »), Énergie Éolienne Le Plateau S.E.C. (« LP II »), énergie Éolienne Roncevaux S.E.C. (« Roncevaux »)).

Nom du projet	Puissance totale (MW)(1)	% Boralex	MW Boralex	Type de partenariat	Fin du CAE(2)
DM I et DM II(3)	157	51,00 %	80	Coentreprise	2033
LP I(3)	139	51,00 %	71	Coentreprise	2032
LP II	21	59,96 %	13	Coentreprise	2034
Roncevaux	74	50,00 %	37	Entreprise associée	2041
	391		201		

⁽¹⁾ Non audité

La participation de la Société dans ces Coentreprises et entreprise associée est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. La date de fin d'exercice de ces Coentreprises et de cette entreprise associée est le 31 décembre.

Ces transactions ont engendré des coûts d'acquisition de 4 M\$, et ils ont été capitalisés dans les Participations à l'état de la situation financière.

L'acquisition est considérée comme une transaction entre parties liées car la Caisse de dépôt et placement du Québec (« la Caisse ») détient une participation dans Invenergy et exerce une influence notable sur Boralex.

⁽²⁾ Contrat d'achat d'électricité.

 $^{^{(3)}}$ Détenus par la Caisse de dépôt et placement du Québec (« la Caisse ») à 49 %.

Options d'achat de participations d'un partenaire

Les conventions d'acquisition de la participation d'Invenergy dans les sites DM I, DM II et LP I prévoient des droits d'options d'achat que peut exercer Boralex à l'expiration de la durée initiale des contrats de vente d'énergie afin d'acheter la participation minoritaire détenue par la Caisse dans ces sites. Ces actifs ont été comptabilisés sous le poste Autres actifs financiers non courants dans les états consolidés de la situation financière. La juste valeur de ces instruments financiers est établie à partir du calcul des flux monétaires futurs des sites et actualisés avec un taux d'actualisation qui reflète les risques spécifiques à chacun des sites. La variation de la juste valeur est comptabilisée à l'état consolidé des résultats.

Coentreprise au Danemark - Jammerland Bay

En juillet 2014, Boralex a conclu un contrat de Coentreprise avec un développeur danois. La Coentreprise a comme objectif de développer des projets éoliens « nearshore » au Danemark.

Note 10. Autres actifs non courants

		Au 31 décembre	Au 31 décembre
	Note	2018	2017
Fonds de réserve	a)	57	45
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable		7	6
Autres		8	4
		72	55

a) Les Fonds de réserve sont composés majoritairement de réserves pour service des emprunts non courants. Ces réserves garantissent des financements en France, aux États-Unis et au Canada et représentent de trois à neuf mois du service de la dette selon le projet. Le montant de ces réserves s'élève à 52 M\$ (25 M€, 7 M\$ US et 4 M\$) au 31 décembre 2018 et 40 M\$ (18 M€, 7 M\$ US et 3 M\$) au 31 décembre 2017. Une réserve pour pourvoir à l'entretien d'immobilisations corporelles s'élève à 5 M\$ (3 M\$ US et 1 M\$) au 31 décembre 2017.

Note 11. Fournisseurs et autres créditeurs

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2018	2017
Fournisseurs	48	41
Frais courus	66	75
Intérêts à payer	13	14
Autres créditeurs	15	22
	142	152

Note 12. Emprunts non courants

					Au 31 décembre	Au 31 décembre
				Devise	2018	2017
	Note	Échéance	Taux ⁽¹⁾	d'origine		
Crédit rotatif	a)	2022	4,65		277	265
Dette subordonnée	b)	2028	5,64		300	_
Prêt à terme :						
Centrale Ocean Falls		2024	6,55		6	7
Centrale Yellow Falls		2027-2056	4,86		74	74
Parcs éoliens Thames River		2031	7,05		129	138
Parc éolien Témiscouata I		2032	5,31		44	46
Parc éolien Témiscouata II		2033	5,66		111	114
Parc éolien Niagara Region Wind Farm (« NRWF »)		2034	3,78		718	750
Parc éolien Port Ryerse		2034	3,99		29	30
Parc éolien Frampton		2035	4,20		66	69
Parc éolien Côte-de-Beaupré		2035	4,26		52	52
Projet éolien Moose Lake		2043	4,88		29	26
Centrale Jamie Creek		2054	5,42		55	55
Autres dettes		_	_		4	6
CANADA					1 894	1 632
Convention cadre – parcs éoliens en France		2025	5,34	56	88	101
Crédit-relais – France et Écosse	c)	2019	0,84	46	72	69
Prêt à terme :						
Cube		2019	6,50	40	63	60
Parcs éoliens Kallista	d)	2021-2035	3,34	109	170	_
Parc éolien Avignonet II		2025	1,72	_	_	3
Parc solaire Lauragais		2028	3,96	7	12	13
Parcs éoliens Mont de Bagny, Voie des Monts, Artois et Chemin de Grès		2032	1,59	117	183	199
Parc éolien St-Patrick		2027	1,64	29	45	50
Parc éolien La Vallée		2028	4,42	24	37	40
Parcs éoliens Fortel-Bonnières et St-François		2029	3,74	45	70	75
Parc éolien Vron		2030	3,38	8	13	13
Parcs éoliens Boralex Énergie Verte (BEV)		2030	2,37	150	235	251
Parc éolien Calmont		2030	2,51	130	27	28
Parc éolien Plateau de Savernat		2030	2,37	15	23	24
Parc éolien Touvent		2031	2,15	16	25	28
Parc solaire Les Cigalettes		2031	2,77	8	12	13
Projets éoliens Inter Deux Bos, Côteaux du Blaiseron, Hauts de Comble, Sources de l'Ancre, Le Pelon, Basse Thiérache Nord, Catésis, Seuil du Cambrésis et Cham Longe I	e)	2033	2,19	170	266	13
Autres dettes	٥,	_	_,	3	5	6
FRANCE				860	1 346	974
Billet américain de premier rang garanti		2026	3,51	45	61	63
ÉTATS-UNIS		2020	0,01	45	61	63
217.10 01.10			3,90	7.5	3 301	2 669
Part à moins d'un an des emprunts			5,70		(414)	(224)
Coût d'emprunt, net de l'amortissement cumulé					, ,	
Coor a emprorii, nerae ramonissemeni comole	-				(30)	(27)
					2 857	2 418

⁽¹⁾ Taux moyens pondérés ajustés pour tenir compte de l'effet des swaps de taux d'intérêt et calculés selon la méthode du taux effectif, s'il y a lieu.

a) Refinancement crédit rotatif

Le 29 mars 2018, Boralex a obtenu une prolongation d'un an du terme de sa facilité de crédit rotative de 460 M\$ jusqu'au 27 avril 2022 ainsi qu'une réduction du taux d'intérêt sur sa marge de crédit. De plus, l'entente est bonifiée par l'ajout d'une clause « accordéon » laquelle permettra à Boralex d'avoir accès dans le futur à une somme additionnelle de 100 M\$ aux mêmes termes et conditions que la marge de crédit.

b) Dette subordonnée

Le 29 mars 2018, Boralex a conclu un financement de 200 M\$ avec la Caisse, actionnaire de la Société, et le Fonds de solidarité FTQ, sous forme de dette subordonnée non garantie d'une échéance de 10 ans. Ce financement comprenait une option de levée d'une deuxième tranche de 100 M\$, laquelle était disponible pour une période de 12 mois après la clôture financière et sous réserve de certaines conditions. Le 24 juillet 2018, Boralex a tiré sur sa deuxième tranche de 100 M\$ pour refinancer en partie l'acquisition de Kallista. Celle-ci est sujette aux mêmes termes et conditions que la première tranche, à l'exception du taux d'intérêt qui réflète la courbe de taux d'intérêt prévalant au moment du tirage, soit 5,72 %. La première tranche porte un taux d'intérêt fixe de 5,60 %, payable semestriellement et en vertu de l'entente de prêt, aucun remboursement de capital n'est requis avant l'échéance du 29 mars 2028.

c) Crédit-relais – France et Écosse

Le 15 novembre 2018, Boralex a prolongé son crédit-relais auprès de BNP Paribas S.A., soit jusqu'au 18 mai 2019 pour la première tranche et jusqu'au 18 novembre 2019 pour la deuxième tranche. La première tranche, d'un montant de 44 M\$ (29 M€), a par la suite été remboursée par anticipation le 7 janvier 2019 à la suite de la vente de l'actif sous-jacent (Groupement forestier des bois de l'avenir), pour lequel le financement avait été mis en place en 2016.

d) Acquisition Kallista

Le 20 juin 2018, Boralex a clôturé l'acquisition de la transaction annoncée le 20 avril 2018 visant l'acquisition de Kallista Energy Investment SAS. L'acquisition comprend 15 financements de projets. Ces prêts à terme garantis par les actifs sous-jacents de chacun des projets, sont remboursables sur des périodes allant de 2021 à 2035 de façon trimestrielle ou semestrielle, portant intérêt à des taux variant de 1,33 % à 6,20 %, ou un taux moyen pondéré de 3,43 % sur la durée des prêts à terme, compte tenu de l'effet des swaps de taux d'intérêt.

e) Projets éoliens Basse Thiérache Nord, Catésis, Seuil du Cambrésis et Cham Longe I

Le 13 novembre 2018, la Société a clôturé le financement à long terme des parcs éoliens Basse Thiérache Nord, Catésis, Seuil du Cambrésis et Cham Longe I en France pour un montant total de 193 M\$ (124 M€), incluant un montant de 28 M\$ (18 M€) au titre du financement relais de la taxe sur la valeur ajoutée. Le financement à long terme comporte des tranches à taux variable de 165 M\$ (106 M€) et les prêts seront amorti sur une période allant de 15 à 20 ans. Afin de réduire l'exposition aux variations de taux, des swaps de taux d'intérêt ont été conclus pour couvrir 90 % du total de la dette à long terme, tel que requis par la convention de crédit. Ce financement s'ajoute à la facilité de crédit émise pour le financement des sites éoliens Inter Deux Bos, Côteaux du Blaiseron, Hauts de Combles, Source de l'Ancre et Le Pelon conclu en décembre 2017.

Ratios financiers et garanties

Les conventions d'emprunt comprennent certaines restrictions dans l'utilisation des liquidités des filiales de la Société. Certains ratios financiers tels des ratios de couverture du service de la dette et ratio dette-équité doivent également être rencontrés sur une base trimestrielle, semestrielle ou annuelle.

Au 31 décembre 2018, la valeur comptable des actifs donnés en garantie des emprunts est de 3 504 M\$. Les financements de projets sont sans recours à leur société mère.

La quasi-totalité des emprunts de Boralex comportent des exigences d'établissement et de maintien de comptes de réserve ou d'émission de lettres de crédit pour le service de la dette courante, l'entretien des équipements ou les impôts sur le bénéfice à différents moments sur la durée du prêt. Au 31 décembre 2018, un montant de 57 M\$ (45 M\$ au 31 décembre 2017) était maintenu dans des comptes de réserve à cette fin (voir note 10).

Selon les IFRS, à la date du bilan, si une filiale ne rencontre pas un ratio financier et qu'elle n'a pas reçu de renonciation à cette date des prêteurs, la dette est présentée dans la *Part à moins d'un an des emprunts*. Puisque les clauses reliées aux ratios exigent que ceux-ci soient généralement basés sur des états financiers audités et un délai jusqu'à 180 jours peut être accordé pour les fins de la préparation des documents, la Société estime à la date de l'état de la situation financière les ratios à respecter.

Au 31 décembre 2018, deux dettes en France soit ne respectaient pas leur ratios de taux de couverture de la dette (parcs éoliens Fortel-Bonnières et St-François) ou soit ne respecteraient pas leurs ratios de taux de couverture de la dette selon les estimés (parc éolien Calmont). Ces défauts potentiels entraînent une reclassification automatique des prêts dans les Passifs courants d'un montant de 89 M\$ (57 M€). Lorsque les prêteurs renonceront à leurs recours, les soldes de ces deux dettes seront reclassés aux Emprunts non courants.

Les emprunteurs des parcs éoliens Fortel-Bonnières, St-François et Calmont ont été avisés de ces situations et des demandes de renonciation ont été ou seront effectuées lorsque les états financiers auront été préparés et soumis.

Note 12. Emprunts non courants (suite)

L'emprunt non courant du parc éolien Touvent, qui bénéficiait d'une période de grâce de 20 jours, ne respecterait pas son ratio de taux de couverture de la dette au 31 décembre 2018 selon les estimés. Cet emprunt a également été reclassé à court terme dans les états financiers de la Société en janvier 2019.

Excepté les situations précédentes aux 31 décembre 2018 et 2017, Boralex et ses filiales respectent l'ensemble de leurs ratios et engagements financiers.

Note 13. Débentures convertibles

					Au 31 décembre	Au 31 décembre
	Taux effectif	Échéance	Valeur nominale initiale		2018	2017
Débentures	6,34 %	Juin 2020	144	144	140	137

Au 31 décembre 2018, Boralex avait 1 437 070 débentures convertibles émises et en circulation d'une valeur nominale de 100 \$ chacune (1 437 400 débentures au 31 décembre 2017).

Ces débentures portent intérêt au taux annuel de 4,50 % payable semestriellement, à terme échu, le 30 juin et le 31 décembre de chaque année. Conformément à l'acte de fiducie, chaque débenture peut être convertie au gré de son porteur en actions ordinaires de catégorie A de Boralex à quelque moment que ce soit avant la fermeture des bureaux à la première des dates suivantes, soit le jour ouvrable précédant la date d'échéance ou le jour ouvrable précédant la date fixée aux fins du remboursement par anticipation des débentures, au prix de conversion initial de 19,60 \$ par action ordinaire, sous réserve d'ajustements. Le 30 novembre 2018, le prix de conversion des Débentures 2015 a été ajusté de 19,60 \$ à 19,5658 \$ conformément à l'acte de fiducie car les dividendes payés par Boralex en 2018 ont dépassé le maximum (Dividend Threshold) prévu à l'acte de fiducie. Les porteurs qui convertissent leurs débentures recevront l'intérêt couru et impayé sur celles-ci depuis la dernière date de versement de l'intérêt jusqu'à la date de conversion, exclusivement.

Les débentures pourront être remboursées par anticipation par Boralex après le 30 juin 2018. À compter du 1er juillet 2018, et jusqu'au 30 juin 2019, Boralex pourra, dans certaines circonstances, notamment si le cours de l'action de Boralex se négocie à 125 % du prix de conversion, rembourser ces débentures à une valeur correspondant à leur capital majoré de l'intérêt couru et impayé. À compter du 1er juillet 2019, Boralex pourra rembourser sans restrictions ces débentures à une valeur correspondant à leur capital majoré de l'intérêt couru et impayé.

Note 14. Impôts

L'analyse du recouvrement d'impôts sur le résultat est la suivante :

	2018	2017
Impôts exigibles :		
Charge d'impôts exigibles de l'année	4	6
Charge (recouvrement) d'impôts comptabilisée dans l'année relativement aux exercices antérieurs	1	(1)
	5	5
Impôts différés :		
Écarts de taux de l'année en comparaison des taux d'impôts différés	5	_
Économie d'impôts différés liées aux différences temporaires	(25)	(4)
Économie d'impôts comptabilisée dans l'année relativement aux exercices antérieurs	(1)	1
Diminution des taux d'imposition différés	_	(12)
	(21)	(15)
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(16)	(10)

Le rapprochement du recouvrement d'impôts sur le résultat, calculé à partir des taux d'imposition statutaires prévalant au Canada, avec le recouvrement d'impôts sur le résultat figurant dans les états financiers se détaille comme suit :

	2018	2017
Résultat net avant impôts	(60)	_
Taux combiné d'imposition de base du Canada et des provinces	26,59 %	26,59 %
Recouvrement d'impôts sur le résultat selon le taux statutaire	(16)	_
Augmentation (Diminution) d'impôts découlant des éléments suivants :		
Éléments non imposables/non déductibles	(3)	(1)
Écart du taux réglementaire d'imposition des établissements étrangers	(4)	1
Diminution des taux d'impôts différés	_	(12)
Écarts de taux de l'année en comparaison des taux d'impôts différés	5	_
Impôts à l'étranger sur les dividendes et autres	2	2
Recouvrement d'impôts effectif	(16)	(10)

	2018	2017
Passif d'impôts différés	(146)	(110)

La variation des impôts différés par nature se présente comme suit :

	Au 1er janvier 2018	Comptabilisé dans le résultat global	Comptabilisé en résultat net	Acquisition d'entreprises et Participations	Comptabilisés - Capital- actions	Au 31 décembre 2018
Actif d'impôts différés liés aux pertes reportables	152	_	16	43	_	211
Instruments financiers	5	(1)	4	1	_	9
Provisions	14	_	(13)	_	_	1
Participations dans les Coentreprises et entreprises associées	(62)	_	(1)	(50)*	_	(113)
Écarts temporels entre l'amortissement comptable et fiscal	(219)	_	17	(50)	_	(252)
Écarts de conversion	(1)	(3)	1	_	_	(3)
Frais de financement et autres	1	_	(3)	_	3	1
Total passifs d'impôts différés	(110)	(4)	21	(56)	3	(146)

^{*} Ce montant de 50 M\$ a été ajouté au poste Participations dans les Coentreprises et entreprises associées.

Note 14. Impôts (suite)

	Au 1 ^{er} janvier 2017	Comptabilisé dans le résultat global	Comptabilisé en résultat net	Acquisition d'entreprises	Comptabilisés - Capital- actions	Au 31 décembre 2017
Actif d'impôts différés liés aux pertes reportables	146	_	6	_	_	152
Instruments financiers	11	(10)	8	(4)	_	5
Provisions	16	_	(2)	_	_	14
Participations dans les Coentreprises et entreprises associées	(53)	(1)	(8)	_	_	(62)
Écarts temporels entre l'amortissement comptable et fiscal	(170)	_	18	(67)	_	(219)
Écarts de conversion	4	(1)	(4)	_	_	(1)
Frais de financement et autres	(3)	_	(3)	6	1	1
Total passifs d'impôts différés	(49)	(12)	15	(65)	1	(110)

Les différences temporaires déductibles, pertes fiscales et crédits d'impôts non utilisés ont été comptabilisés à l'actif d'impôts différés dans l'état de la situation financière compte tenu de la suffisance des résultats imposables futurs prévus. Un actif d'impôt différé de 2 M\$ (2 M\$ en 2017) au Canada n'a pas été constaté sur les pertes en capital reportées de 16 M\$ car aucun gain en capital latent n'est prévu. Les pertes en capital n'ont aucune échéance.

Note 15. Passif relatif au démantèlement

Pour les sites éoliens, la Société a une obligation soit juridique ou contractuelle de démanteler ses installations à la fin de leur exploitation commerciale. La Société a considéré la durée des baux et des contrats de vente d'énergie ainsi que leurs périodes de renouvellement, si applicable, en tout d'une durée variant de 22 à 80 ans, aux fins du calcul du passif relatif au démantèlement. Ces coûts seraient reliés en majeure partie au retrait, au transport et à la mise au rebut des bases de béton armé qui supportent les éoliennes, ainsi qu'à la revégétalisation. Aucun déboursé n'est attendu avant 2020. Au 31 décembre 2018, les flux de trésorerie ont été actualisés en utilisant des taux d'intérêt avant impôts qui reflètent l'évaluation des risques spécifiques à l'obligation attribuables à chaque parc éolien variant entre 1,53 % et 7,05 % pour déterminer le passif non courant relatif au démantèlement.

Le tableau suivant illustre la variation du passif au cours des exercices :

	Note	2018	2017
Solde au début de l'exercice		48	34
Écart de conversion		1	2
Passif repris dans le cadre de l'acquisition d'une entreprise	5	12	6
Révision d'estimation des flux de trésorerie		_	(4)
Nouvelles obligations		6	9
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	21	2	1
Solde à la fin de l'exercice		69	48

Note 16. Capital-actions, surplus d'apport et dividendes

Le capital-actions de Boralex consiste en un nombre illimité d'actions ordinaires de catégorie A et en un nombre illimité d'actions privilégiées. Les actions de catégorie A sont des actions sans valeur nominale conférant à chacun de leurs détenteurs le droit de voter à toute assemblée des actionnaires, de recevoir tout dividende déclaré par la Société à leur égard et de se partager le reliquat des biens lors de la dissolution de la Société. Les actions privilégiées sont sans valeur nominale et ont été créées afin d'offrir une souplesse additionnelle à la Société en vue de financements futurs, d'acquisitions stratégiques et d'autres opérations. Elles peuvent être émises en séries et chaque série comportera le nombre d'actions déterminé par le conseil d'administration avant une telle émission. Aucune action privilégiée n'était émise au 31 décembre 2018.

Le surplus d'apport de la Société correspond à la valeur cumulée des options d'achat d'actions en cours non exercées consenties à la haute direction.

Le capital-actions de la Société a évolué de la manière suivante entre le 31 décembre 2017 et 2018 :

	Note	Capital-ac	tions
		Nombre d'actions	Montant
Solde au 1er janvier 2017		65 365 911	557
Émission d'actions liées à la conversion des reçus de souscription, net des frais liés à l'émission d'actions		10 361 500	170
Émission d'actions liées à la conversion des débentures	13	510	_
Exercice d'options	17	527 130	6
Solde au 31 décembre 2017		76 255 051	733
Émission d'actions, net des frais liés à l'émission d'actions	a)	12 809 850	250
Émission d'actions liées à la conversion des débentures	13	1 683	_
Exercice d'options	17	117 591	2
Autres		_	(1)
Solde au 31 décembre 2018		89 184 175	984

a) Le 14 septembre 2018, la Société a acquis la totalité des participations financières d'Invenergy dans cinq parcs éoliens au Québec pour une contrepartie totale en espèces de 216 M\$ financée au moyen du produit net tiré du placement public de reçus de souscription de la Société, d'un montant de 207 M\$, qui a fait l'objet d'une acquisition ferme par un syndicat de preneurs fermes et d'un placement privé concomitant de reçus de souscription et d'un montant de 52 M\$, auprès de la Caisse. Un produit net de 250 M\$ a été enregistré en 2018 (net des frais reliés à l'émission et des impôts de 9 M\$). L'émission d'actions représente 12 809 850 actions. Les porteurs de reçus de souscription ont également encaissé, contre chaque reçu de souscription, une somme d'argent équivalant au dividende versé le 18 septembre 2018 soit un montant de 1 M\$ présenté sous Autres.

Dividendes

La Société a versé le 15 mars, le 15 juin, le 18 septembre et le 17 décembre 2018 des dividendes pour un montant totalisant 50 M\$ (46 M\$ en 2017).

Le 8 février 2019, un dividende de 0,1650 \$ par action ordinaire a été déclaré et sera versé le 15 mars 2019 aux porteurs inscrits le 28 février 2019.

Note 17. Rémunération à base d'actions

La Société a mis en place un régime d'intéressement à long terme en vertu duquel elle peut octroyer des options d'achat d'actions aux membres de la direction et aux employés clés de la Société. En vertu de ce régime, 4 500 000 actions de catégorie A ont été réservées pour émission. Le prix de levée des options octroyées avant le 2 mars 2017 correspond au cours de clôture des actions de catégorie A à la cote le jour précédant la date d'octroi, alors que le prix de levée des options octroyées depuis le 2 mars 2017 correspond à la moyenne du cours de clôture des actions de catégorie A à la cote les cinq jours précédant la date d'octroi. Les options sont acquises à raison de 25 % par année commençant l'année suivant l'octroi. Les options octroyées avant mai 2012 ne peuvent être levées si la valeur au marché de l'action est inférieure à la valeur comptable à la date de l'octroi. Toutes les options ont un terme de dix ans. Ce régime est déterminé comme étant réglé en titres de capitaux propres.

Les options d'achat d'actions se détaillent comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

	2018		2017	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré
En circulation au début de l'exercice	689 223	12,73	1 182 883	11,48
Attribuées	45 232	18,94	36 625	22,00
Exercées	(117 591)	15,15	(527 130)	10,55
Annulées	(11 799)	18,42	(3 155)	14,94
En circulation à la fin de l'exercice	605 065	12,61	689 223	12,73
Options pouvant être levées à la fin de l'exercice	480 338	11,21	511 598	11,45

Les options suivantes étaient en circulation au 31 décembre 2018 :

	Options en ci	Options en circulation Options pouvant être lev			vées	
Attribuées en	Nombre d'options	Prix de levée	Nombre d'options	Prix de levée	Année d'expiration	
2010	58 500	9,20	58 500	9,20	2020	
2011	64 694	8,50	64 694	8,50	2021	
2012	71 043	7,96	71 043	7,96	2022	
2013	91 578	10,29	91 578	10,29	2023	
2014	86 681	12,90	86 681	12,90	2024	
2015	82 307	13,87	61 566	13,87	2025	
2016	74 213	16,65	37 692	16,65	2026	
2017	32 978	22,00	8 584	22,00	2027	
2018	43 071	18,94	_	_	2028	
	605 065	12,61	480 338	11,21		

La juste valeur de chaque option attribuée a été établie avec le modèle Black & Scholes. La moyenne pondérée des options a été calculé en fonction des hypothèses ci-dessous :

	2018	2017
Prix des actions à la date d'attribution	18,78	21,93
Prix de levée	18,94	22,00
Taux annuel de dividende prévu	5,32 %	3,08 %
Terme	10 ans	10 ans
Volatilité prévue	15,98 %	21,12 %
Taux d'intérêt sans risque	2,66 %	2,15 %
Moyenne pondérée de la juste valeur par option	2,28	4,43

La détermination de l'hypothèse de volatilité est basée sur une analyse de volatilité historique sur une période égale à la durée de vie des options.

Note 18. Part des actionnaires sans contrôle

Distributions versées

Site éolien La Côte-de-Beaupré

Au 31 décembre 2018, notre partenaire MRC Côte-de-Beaupré, qui détient une participation de 49 % dans le site éolien, a reçu une distribution de 3 M\$ en espèces de la Société (3 M\$ en 2017).

Site éolien de Frampton

Au 31 décembre 2018, la municipalité de Frampton, qui détient une participation de 33 % dans le site éolien, a reçu une distribution de 1 M\$ de la Société (3 M\$ en 2017).

Site éolien Témiscouata I

Au 31 décembre 2018, notre partenaire MRC Témiscouata, qui détient une participation de 49 % dans le site éolien, a reçu une distribution de 3 M\$ de la Société (2 M\$ en 2017).

Rachat d'un actionnaire sans contrôle

Le 7 février 2017, suite à la mise en service du projet éolien Port Ryerse en Ontario (Canada), Boralex inc. a fait l'acquisition des 25 % restants des parts de commanditaire de Port Ryerse Wind Farm Limited Partnership détenues par UDI Renewables Corporation pour un montant de 3 M\$. Boralex inc. détient donc maintenant la totalité des parts de commanditaire de Port Ryerse Wind Farm Limited Partnership.

Note 19. Charges par nature

Charges d'exploitation et d'administration

	2018	2017
Matières premières et matières consommables	19	16
Entretien et réparation	41	33
Charges du personnel	40	30
Charges de location et permis	20	17
Taxes	20	14
Autres dépenses	24	23
	164	133

Charges du personnel

	2018	2017
Salaires et avantages à court terme	39	26
Autres	1	4
	40	30

Note 20. Dépréciation des immobilisations corporelles et incorporelles

Parc éolien Cham Longe I

Le conseil d'administration de Boralex a donné le feu vert au rééquipement du parc éolien de Cham Longe I, un projet dont la puissance actuelle est de 18 MW, laquelle sera augmentée à 35 MW, le tout supporté par un nouveau contrat de vente d'énergie. Pour effectuer le rééquipement, la Société devra mettre fin aux opérations de façon prématurée afin de démanteler le site existant. La Société a évalué l'incidence du démantèlement prématuré du site et a enregistré une dépréciation des immobilisations corporelles de 9 M\$ (6 M€) afin de rapprocher la valeur comptable de ces actifs à la valeur recouvrable.

Projet éolien Otter Creek

Le 16 juillet 2018, la Société a pris acte de l'avis dans lequel IESO l'informe de la résiliation unilatérale du contrat d'achat d'énergie du projet éolien Otter Creek, 50 MW, en Ontario. Une dépréciation des immobilisations corporelles et incorporelles de 4 M\$ a été comptabilisée afin de rapprocher la valeur comptable de ces actifs à la valeur recouvrable.

Forêt de Lanouée

Le 19 décembre 2018, la Société a vendu la forêt de Lanouée en France, d'une superficie d'environ 3 833 hectares pour le prix de 44 M\$ (30 M€). Cette forêt a été acquise en septembre 2016 avec l'acquisition d'un portefeuille de projets éoliens en France et en Écosse. Une dépréciation des immobilisations corporelles de 2 M\$ (1 M€) a été comptabilisée en lien avec cette cession.

Note 21. Charges financières

	Note	2018	2017
Intérêts sur les emprunts non courants, net de l'effet des swaps de taux d'intérêt		114	95
Intérêts sur les débentures convertibles		7	7
Intérêts et autres intérêts créditeurs		(3)	(2)
Amortissement des coûts d'emprunt	12	6	5
Charge de désactualisation	15	2	1
Autres intérêts et frais bancaires	a)	6	4
		132	110
Intérêts capitalisés aux actifs qualifiés	b)	(9)	(6)
		123	104

a) Les Autres intérêts et frais bancaires regroupent les charges financières sur les emprunts à court terme.

b) Le taux de capitalisation moyen pondéré sur les fonds empruntés inclus au coût des actifs qualifiés s'établit à 3,73 % par année (4,03 % par année en 2017).

Note 22. Résultat net par action

a) Résultat net par action, de base

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	(36)	22
Nombre moyen pondéré d'actions de base	80 102 038	75 436 036
Résultat net par action attribuable aux actionnaires de Boralex, de base	(0,45) \$	0,29 \$

b) Résultat net par action, dilué

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	(36)	22
Nombre moyen pondéré d'actions de base	80 102 038	75 436 036
Effet de dilution des options d'achat d'actions	_	280 815
Nombre moyen pondéré d'actions dilué	80 102 038	75 716 851
Résultat net par action attribuable aux actionnaires de Boralex, dilué	(0,45) \$	0,29 \$

Le tableau ci-dessous présente des éléments qui pourraient diluer le résultat net de base par action ordinaire dans le futur, mais qui n'ont pas été pris en compte dans le calcul du résultat net dilué par action ordinaire en raison de leur effet anti-dilutif :

	2018	2017
Actions réservées aux fins des débentures convertibles exclues en raison de leur effet anti-dilutif	7 332 554	7 333 950
Options d'achat d'actions exclues en raison de leur effet anti-dilutif	605 065	36 625

Note 23. Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation

	2018	2017
Diminution (Augmentation) des :		
Clients et autres débiteurs	11	(41)
Autres actifs courants	3	(17)
Augmentation (Diminution) des :		
Fournisseurs et autres créditeurs	(4)	8
	10	(50)

Note 24. Tableau des flux de trésorerie

							Au 31 décembre
							2018
				Non en esp	nèces .		
	Solde au début de l'exercice	Trésorerie	Acquisition d'entreprise (note 5)	Écart de conversion	Amortissement i	Intérêts mplicites	Solde à la fin de l'exercice
Emprunts non courants	2 642	329	249	46	4	1	3 271
Débentures convertibles	137	_	_	_	2	1	140
	2 779	329	249	46	6	2	3 411

Au 31 décembre

				Non en espèces				
	Solde au début de l'exercice	Trésorerie	Acquisition d'entreprise		Écart de conversion	Amortissement	Intérêts implicites	Solde à la fin de l'exercice
Reçus de souscription	173	_	_	(173)	_	_	_	_
Emprunts non courants	1 540	266	779	_	50	5	2	2 642
Débentures convertibles	135	_	_	_	_	1	1	137
	1 848	266	779	(173)	50	6	3	2 779

Note 25. Instruments financiers

Le tableau des instruments financiers ainsi que leur valeur comptable et leur juste valeur respectives se présentent comme suit :

			Au 31 décembre		Au 31 décembre
			2018		2017
	Note	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
AUTRES ACTIFS FINANCIERS NON COURANTS					
Avance à un actionnaire sans contrôle		35	34	32	31
Swaps financiers de taux d'intérêt		30	30	30	30
Options d'achat de participations d'un partenaire	9	15	15	_	_
		80	79	62	61
EMPRUNTS(1)	12	3 271	3 319	2 642	2 732
DÉBENTURES CONVERTIBLES(2)	13	144	147	141	178
AUTRES PASSIFS FINANCIERS COURANTS					
Contreparties conditionnelles		_	_	7	7
Swaps croisés sur taux d'intérêts et devises (Euro contre CAD))	8	8	1	1
Swaps financiers de taux d'intérêt		_	_	45	45
		8	8	53	53
AUTRES PASSIFS FINANCIERS NON COURANTS					
Dû à un actionnaire sans contrôle	5	6	7	_	_
Contrats de change à terme		7	7	6	6
Swaps financiers de taux d'intérêt		32	32	24	24
	,	45	46	30	30

⁽¹⁾ Incluant les Empruns non courants et la Part à moins d'un an des emprunts.

La juste valeur d'un instrument financier correspond au montant de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence.

La juste valeur pour la trésorerie et les équivalents de trésorerie, l'encaisse affectée, les clients et autres débiteurs, les fonds de réserve ainsi que les fournisseurs et autres créditeurs est comparable à leur valeur comptable en raison de leur échéance courante ou de leur forte liquidité.

La juste valeur de l'avance à un actionnaire sans contrôle, des options d'achat de participations d'un partenaire, des contreparties conditionnelles, des emprunts non courants et du dû à un actionnaire sans contrôle est établie essentiellement à partir du calcul des flux monétaires actualisés. Les taux d'actualisation, se situant entre 1,09 % et 8,08 %, ont été établis en utilisant les taux de rendement des obligations gouvernementales locales ajustés d'une marge qui tient compte des risques spécifiques à chacun des emprunts ainsi qu'une marge représentative des conditions de liquidité de marché du crédit. Les débentures convertibles sont négociées sur le marché boursier et la juste valeur est établie selon les cours au 31 décembre 2018.

Swaps financiers de taux d'intérêt

Les flux de trésorerie sont actualisés selon une courbe qui reflète le risque de crédit de la Société ou de la contrepartie, selon le cas. Le tableau ci-dessous résume les engagements de la Société en vertu des swaps financiers de taux d'intérêt au 31 décembre 2018 :

Au 3	1 dé	cemb	ore

2018	Devise	Taux payeur fixe	Taux receveur variable	Échéance	Notionnel actuel (en CAD)	Juste valeur (en CAD)
Swaps financiers de taux d'intérêt	Euro	0,38 % à 5,16 %	Euribor 3-6 mois	2019-2041	595	(32)
Swaps financiers de taux d'intérêt	CAD	1,81 % à 2,68 %	Cdor 3 mois	2034-2043	787	30

⁽²⁾ Incluant la portion équité.

Au 31 décembre

2017	Devise	Taux payeur fixe	Taux receveur variable	Échéance	Notionnel actuel (en CAD)	Juste valeur (en CAD)
Swaps financiers de taux d'intérêt	Euro	0,38 % à 5,16 %	Euribor 6 mois	2019-2033	446	(24)
Swaps financiers de taux d'intérêt	CAD	1,81 % à 7,90 %	Cdor 3 mois	2034-2043	932	(15)

Des swaps ont été débouclés en janvier 2018, en mai 2018 et en octobre 2018, soit des montants de 10 M\$, 7 M\$ et 27 M\$ ont été déboursés respectivement.

Contrats de change à terme

La juste valeur des contrats de change à terme est évaluée en utilisant une technique généralement acceptée, soit la valeur actualisée de la différence entre la valeur du contrat à la fin établie selon le taux de change de ce contrat et celle établie selon le taux de change que l'institution financière utiliserait si elle renégociait en date du bilan le même contrat aux mêmes conditions. Les taux d'actualisation sont ajustés pour tenir compte du risque de crédit de la Société ou de la contrepartie, selon le cas. Dans la détermination de l'ajustement de crédit, la Société tient compte des accords de compensation, s'il y a lieu.

Au 31	décembre

2018	Taux de change	Échéance	Notionnel actuel (en CAD)	Juste valeur (en CAD)
Contrats de change à terme (Euro contre CAD)	1,5475	2019-2025	108	(7)
Au 31 décembre				
2017	Taux de change	Échéance	Notionnel actuel (en CAD)	Juste valeur (en CAD)
Contrats de change à terme (Euro contre CAD)	1,5475	2018-2025	121	(6)

Swaps croisés sur taux d'intérêts et devises

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 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. 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'intérêts et les contrats de change à terme.

Au 31 a	décembre

2018	Taux de change	Échéance	Notionnel actuel (en CAD)	Juste valeur (en CAD)
Swaps croisés sur taux d'intérêts et devises (Euro contre CAD)	1,5185	2019	251	(8)
Au 31 décembre				
2017	Taux de change	Échéance	Notionnel actuel (en CAD)	Juste valeur (en CAD)
Swaps croisés sur taux d'intérêts et devises (Euro contre CAD)	1,4734	2018	41	(1)

Hiérarchie des actifs et passifs financiers évalués à la juste valeur

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

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

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

Note 25. Instruments financiers (suite)

La Société a classé les débentures convertibles au niveau 1, car la juste valeur est établie selon le cours du marché boursier.

Pour les emprunts non courants, les swaps financiers de taux d'intérêt, les contrats de change à terme et les swaps croisés sur taux d'intérêts et devises, la Société a classé les évaluations à la juste valeur au niveau 2, car elles reposent essentiellement sur des données observables sur le marché, soit des taux de rendement des obligations gouvernementales, des taux d'intérêt et des taux de change.

Pour les contreparties conditionnelles, l'avance et le dû à un actionnaire sans contrôle, la Société a classé les évaluations à la juste valeur au niveau 3, car elles reposent sur des données non observables sur le marché, soit la probabilité de l'atteinte de certaines étapes importantes dans le développement des projets ou de flux de trésorerie élaborés à partir de données de l'entité projet.

Pour les options d'achat de participations d'un partenaire, la Société a classé les évaluations à la juste valeur au niveau 3, car elles reposent principalement sur la production et les prix de vente d'électricité suite à la fin du contrat de vente d'énergie et d'autres données non observables sur le marché. La juste valeur de ces options a été déterminée en se basant sur les flux monétaires futurs générés par les projets auxquels une simulation Monte Carlo a été appliquée afin de prendre en considération l'incertitude autour de la production.

Le tableau suivant présente le classement des instruments financiers de la Société en fonction du niveau hiérarchique de l'évaluation de leur juste valeur :

	Évaluat	Évaluation de la juste valeur, selon les niveaux suivants :				
	Au 31 décembre					
	2018	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3		
ACTIFS FINANCIERS NON DÉRIVÉS						
Avance à un actionnaire sans contrôle	34		_	34		
ACTIFS FINANCIERS DÉRIVÉS						
Swaps financiers de taux d'intérêt	30	_	30	_		
Options d'achat de participations d'un partenaire	15	_	_	15		
	45	_	30	15		
PASSIFS FINANCIERS NON DÉRIVÉS						
Emprunts(1)	3 319	_	3 3 1 9	_		
Débentures convertibles ⁽²⁾	147	147	_	_		
Dû à un actionnaire sans contrôle	7	_	_	7		
	3 473	147	3 319	7		
PASSIFS FINANCIERS DÉRIVÉS						
Contrats de change à terme	7	_	7	_		
Swaps croisés sur taux d'intérêts et devises (Euro contre CAD)	8	_	8	_		
Swaps financiers de taux d'intérêt	32	_	32	_		

⁽¹⁾ Incluant les Emprunts non courants et la Part à moins d'un an des emprunts.

⁽²⁾ Incluant la portion équité

,						
Évaluation	40 10	inneta	VALATIE	colon	lac nive	 ivanta :

	Au 31 décembre 2017	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
ACTIFS FINANCIERS NON DÉRIVÉS				
Avance à un actionnaire sans contrôle	31	_	_	31
ACTIFS FINANCIERS DÉRIVÉS	,			
Swaps financiers de taux d'intérêt	30	_	30	_
PASSIFS FINANCIERS NON DÉRIVÉS	,			
Emprunts(1)	2 732	_	2 732	_
Débentures convertibles ⁽²⁾	178	178	_	_
Contreparties conditionnelles	7	_	_	7
	2 917	178	2 732	7
PASSIFS FINANCIERS DÉRIVÉS				
Contrats de change à terme	6	_	6	_
Swaps croisés sur taux d'intérêts et devises (Euro contre CAD)	1	_	1	_
Swaps financiers de taux d'intérêt	69	_	69	_
	76	_	76	_

 $^{^{(1)}}$ Incluant les Emprunts non courants et la Part à moins d'un an des emprunts. $^{(2)}$ Incluant la portion équité

Les instruments financiers classés au niveau 3 ont évolué de la manière suivante :

Au 31 décembre

2018	Note	Avance à un actionnaire sans contrôle		Dû à un actionnaire sans contrôle	Contreparties conditionnelles
Solde au début de l'exercice		31	_	_	7
Regroupement d'entreprises	5	_	_	6	_
Additions		3	15	_	_
Écart de conversion		_	_	1	1
Paiements		_	_	_	(8)
Solde à la fin de l'exercice		34	15	7	_

Au 31 décembre

2017	Avance à un actionnaire sans contrôle	Contreparties conditionnelles
Solde au début de l'exercice	_	15
Regroupement d'entreprises	30	_
Additions	1	_
Perte enregistrée au résultat net	_	2
Paiements	_	(10)
Solde à la fin de l'exercice	31	7

Note 26. Risques financiers

Dans le cours normal de ses affaires, la Société est exposée à divers risques financiers : le risque de marché (y compris le risque de change, le risque de prix et le risque de taux d'intérêt), le risque de crédit et le risque de liquidité.

Risque de marché

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 seront ajoutés en fonction de la croissance des liquidités qui seront générées en France. Au cours de 2018, la Société a conclu des swaps croisés sur taux d'intérêt et devises (mieux connu dans 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'intérêts plus faibles qui sont en vigueur en Europe. 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'intérêts 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.

Le 31 décembre 2018, si le dollar canadien avait diminué de 0,05 \$ en comparaison avec le dollar américain, avec l'hypothèse que toutes les autres variables demeurent constantes, le résultat net de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 aurait été inférieur de 0,1 M\$ (inférieur de 0,5 M\$ en 2017) alors que le Cumul des autres éléments du résultat global aurait été inférieur de 3,9 M\$, nets des impôts (inférieur de 3,8 M\$ en 2017).

Le 31 décembre 2018, si le dollar canadien avait diminué de 0,05 \$ en comparaison avec l'euro, avec l'hypothèse que toutes les autres variables demeurent constantes, le résultat net de la Société pour l'exercice clos 31 décembre 2018 aurait été supérieur de 0,6 M\$ (supérieur de 0,2 M\$ en 2017), alors que le Cumul des autres éléments du résultat global aurait été inférieur de 3,4 M\$, nets des impôts (inférieur de 3,1 M\$ en 2017).

Risque de prix

Au 31 décembre 2018, les centrales françaises (excluant **Avignonet I** et **Chépy**) et canadiennes, ainsi que celles de Hudson Falls et South Glens Falls possèdent des contrats à long terme de vente d'énergie dont la très grande majorité sont assujettis de clauses d'indexation partielle ou complète en fonction de l'inflation. Ainsi, environ 2 % de l'électricité produite par la Société est vendue sur le marché ou via des contrats à court terme et par conséquent, est assujettie à la fluctuation du prix de l'énergie. Le prix de l'énergie 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 profit d'exploitation.

Le 31 décembre 2018, si le prix de l'énergie avait diminué de 5 %, avec l'hypothèse que toutes les autres variables demeurent constantes, le résultat net de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 aurait été inférieur de 0,3 M\$ (inférieur de 0,1 M\$ en 2017) alors que le Cumul des autres éléments du résultat global n'auraient pas variés (néant en 2017).

Risque de taux d'intérêt

Europe

En Europe, une grande partie des emprunts non courants portent un taux d'intérêt variable. Afin de mitiger son risque de taux d'intérêt, la Société a conclu des swaps de taux d'intérêt afin d'obtenir une charge fixe d'intérêt sur des portions variant de 85 % à 100 % de la dette correspondante à taux variable. Ces ententes exigent l'échange périodique de paiements d'intérêts sans échange du nominal sur lequel les paiements sont calculés. En vertu de ces ententes, la Société reçoit un montant variable basé sur l'EURIBOR et verse des montants fixes basés sur des taux se situant entre 0,38 % et 5,16 %. Puisque les crédits sont tirés de façon progressive et que les prêts sont remboursés périodiquement à la suite de la mise en service des sites, les swaps ont été structurés pour reproduire les modalités des crédits sous-jacents et afin de toujours en couvrir une partie importante.

Canada

Pour ses emprunts non courants qui portent un taux d'intérêt variable, la Société a conclu des swaps de taux d'intérêt afin d'obtenir une charge fixe d'intérêt sur des proportions de 85 % à 95 % de la dette correspondante à taux variable. Ces ententes exigent l'échange périodique de paiements d'intérêts sans échange du nominal sur lequel les paiements sont calculés. En vertu de ces ententes, la Société reçoit un montant variable basé sur le CDOR et verse des montants fixes basés sur des taux se situant entre 1,81 % et 2,68 %. Puisque les crédits sont tirés de façon progressive et que les prêts sont remboursés périodiquement à la suite de la mise en service des sites, les swaps ont été structurés pour reproduire les modalités des crédits sous-jacents et afin de toujours en couvrir une partie importante.

Au 31 décembre 2018, l'ensemble des instruments financiers sont en comptabilité de couverture.

Global

Grâce à l'utilisation des swaps de taux d'intérêt, la Société a réduit sa proportion de dette à taux variable de 54 % à 6 %. Au 31 décembre 2018, le solde notionnel de ces swaps est de 1 382 M\$ (381 M€ et 787 M\$) (1 378 M\$ (296 M€ et 932 M\$) en 2017) et leur juste valeur défavorable s'établit à 2 M\$ (défavorable 20 M€ et favorable 30 M\$) (39 M\$ (16 M€ et 15 M\$) en 2017). Ces swaps viennent à échéance entre 2019 et 2043. La Société applique à chacun de ces swaps la comptabilité de couverture de flux de trésorerie. Les gains et pertes non réalisés découlant de la variation de juste valeur de la partie efficace de ces contrats sont donc comptabilisés dans le Cumul des autres éléments du résultat global jusqu'à ce que l'élément couvert correspondant soit constaté aux résultats. Ils sont alors comptabilisés aux résultats au poste Charges financières. Au 31 décembre 2018, la Société prévoit qu'au cours des 12 prochains mois une charge approximative de 8 M\$ avant impôts sera ainsi reclassée du Cumul des autres éléments du résultat global aux résultats (11 M\$ au 31 décembre 2017).

Le 31 décembre 2018, si les taux d'intérêt des flux d'intérêts variables avaient augmenté de 0,25 %, avec l'hypothèse que toutes les autres variables demeurent constantes, le résultat net de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 aurait été inférieur de moins de 1 M\$ (inférieur de 1 M\$ en 2017) tandis que le Cumul des autres éléments du résultat global aurait été supérieur de 16 M\$, nets des impôts (17 M\$ en 2017).

Risque de crédit

Le risque de crédit provient principalement d'une éventuelle incapacité des clients à satisfaire à leurs obligations. En raison de la nature des affaires de la Société, le nombre de clients est restreint. Par contre, leur cote de crédit est en général élevée. En effet, le marché de l'électricité au Canada et en France se limite à de très grandes sociétés ou des monopoles. Dans le cas de la production de vapeur en France, cette énergie est consommée dans le processus de fabrication du papier. En conséquence, le client de la Société fait partie du secteur privé, ce qui représente un risque plus élevé. Le marché américain est plus déréglementé. Une part des transactions est faite par l'entremise d'un regroupement régional de producteurs, le NYISO pour l'État de New York; ce regroupement a une cote de crédit très élevée. Sur ce marché, il est aussi possible de conclure des ententes directement avec des distributeurs d'électricité qui sont normalement de grandes sociétés dont les cotes de crédit sont généralement de niveau *Investissement*. La Société évalue régulièrement l'évolution de la situation financière de ces clients.

En ce qui concerne les contreparties aux instruments financiers dérivés ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie et l'encaisse affectée, elles sont majoritairement de grandes sociétés. Avant de conclure une transaction sur instruments dérivés, la Société analyse la cote de crédit de la contrepartie et évalue le risque global selon le poids de cette contrepartie dans son portefeuille.

Lorsque ces analyses s'avèrent défavorables parce qu'un changement significatif de la cote de crédit s'est produit ou que le poids d'un partenaire est devenu trop important, la transaction n'a pas lieu. D'autre part, si une société ne possède pas une cote de crédit publique, elle évalue le risque et peut demander des garanties financières.

Risque de liquidité

Le risque de liquidité représente le risque que la Société éprouve des difficultés à honorer ses engagements lorsqu'ils viennent à échéance. La Société dispose d'un service de trésorerie qui a comme responsabilité, entre autres, de s'assurer d'une saine gestion des liquidités disponibles, du financement et du respect des échéances pour l'ensemble des activités. Sous la supervision de la haute direction, le service de trésorerie gère la liquidité de la Société en fonction des prévisions financières et des flux de trésorerie anticipés.

Note 26. Risques financiers (suite)

Les tableaux qui suivent présentent les échéances contractuelles des passifs financiers non dérivés et des instruments financiers dérivés aux 31 décembre 2018 et 2017 :

Au 31 décembre			Flux de trésorer	ie non actualisés (capit	al et intérêts)	
2018	Valeur comptable	Moins d'un an	Entre un et deux ans	Entre deux et cinq ans	Plus de cinq ans	Total
Passifs financiers non dérivés :						
Fournisseurs et autres créditeurs	142	142	_	_	_	142
Emprunts non courants	3 271	494	383	1 411	3 365	5 653
Débentures convertibles	140	6	147	_	_	153
Instruments financiers dérivés :						
Swaps croisés sur taux d'intérêts et devises (Euro contre CAD)	8	1	_	_	_	1
Swaps financiers de taux d'intérêt	32	10	9	16	(1)	34
Contrats de change à terme	7	8	1	5	3	17
	3 600	661	540	1 432	3 367	6 000

Au 31 décembre		Flux de trésorerie non actualisés (capital et intérêts)				
2017	Valeur comptable	Moins d'un an	Entre un et deux ans	Entre deux et cinq ans	Plus de cinq ans	Total
Passifs financiers non dérivés :						
Fournisseurs et autres créditeurs	152	152	_	_	_	152
Emprunts non courants	2 642	311	291	940	2 049	3 591
Débentures convertibles	137	6	6	147	_	159
Contreparties conditionnelles	7	7	_	_	_	7
Instruments financiers dérivés :						
Swaps croisés sur taux d'intérêts et devises (Euro contre CAD)	1	_	_	_	_	_
Swaps financiers de taux d'intérêt	69	10	8	24	39	81
Contrats de change à terme	6	1	_	2	5	8
	3 014	487	305	1 113	2 093	3 998

Les flux de trésorerie non actualisés pour les passifs financiers non dérivés sont établis en tenant compte des remboursements de capital et d'intérêt prévus et d'un remboursement des débentures convertibles à l'échéance en 2020. Dans le cas des dérivés, les flux de trésorerie non actualisés sont déterminés en fonction du niveau des indices sous-jacents prévalant en date de clôture de l'état de la situation financière. Ces indices sont sujets à une importante volatilité de sorte que les flux de trésorerie non actualisés présentés pourraient varier sensiblement d'ici leur réalisation.

Note 27. Gestion du capital

Les objectifs de la Société en matière de gestion du capital sont les suivants :

- préserver la capacité de la Société à poursuivre son exploitation et son développement;
- préserver sa flexibilité financière afin de pouvoir saisir les opportunités lorsqu'elles se présentent;
- préserver sa flexibilité financière dans le but de compenser la saisonnalité des activités principalement pour les variations cycliques dans les productions hydroélectriques et éoliennes;
- maximiser la durée des emprunts en ligne avec la durée de vie de ses actifs ou des contrats sous-jacents;
- assurer un accès continu aux marchés des capitaux : et
- diversifier ses sources de financement afin d'optimiser son coût en capital.

La Société gère sa structure du capital et apporte les ajustements en fonction des variations de la conjoncture économique et des caractéristiques de risque des actifs sous-jacents. Afin de préserver la structure de son capital, la Société utilise en priorité les sources les moins coûteuses telles que les fonds générés par l'exploitation, les emprunts, des instruments hybrides tels que des débentures convertibles, l'émission d'actions et en dernier recours, la vente d'actifs. Dans la gestion de ses liquidités, la politique de la Société est d'utiliser en priorité ses liquidités disponibles pour (i) ses projets de croissance et (ii) le versement d'un dividende trimestriel. De façon générale, Boralex prévoit verser un dividende ordinaire annuel qui représentera un ratio entre 40 % et 60 % de ses flux monétaires discrétionnaires (définis comme les « flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation » avant les variations des « éléments hors trésorerie liés aux activités d'exploitation », moins i) les distributions versées aux actionnaires ne détenant pas le contrôle, ii) les ajouts d'immobilisations corporelles (le 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). Boralex se réserve le droit d'ajuster ce calcul de tout élément extraordinaire non lié aux opérations courantes afin d'avoir un ratio comparable entre les périodes.

La politique d'investissement des liquidités de la Société consiste à n'utiliser que des placements garantis par des institutions financières et dont la maturité est inférieure à un an. Par exemple, les acceptations bancaires garanties par une banque à charte canadienne respectent ces critères. La Société estime que ses sources de financement actuelles seront suffisantes pour maintenir ses plans et ses activités d'exploitation.

La Société assure trimestriellement et annuellement le suivi du capital en fonction de divers ratios financiers et d'indicateurs non financiers du rendement. Elle doit également respecter certains ratios en vertu de ses engagements financiers non courants. Plus précisément, la Société doit maintenir des ratios de couverture d'emprunt, du service de la dette, et des intérêts par rapport à des mesures définies dans les ententes de crédit respectives.

Excepté les situations présentées à la note 12 aux 31 décembre 2018 et 2017, Boralex et ses filiales respectent l'ensemble de leurs ratios et engagements financiers.

Les objectifs de gestion du capital sont demeurés inchangés comparativement à l'exercice précédent. La Société s'appuie principalement sur le coefficient d'endettement net pour la gestion globale de son capital. Les éléments de trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles sont aussi un facteur important dans la gestion du capital, puisque la Société doit maintenir suffisamment de flexibilité pour saisir les opportunités de croissance qui pourraient se présenter. À cette fin, la Société établit des prévisions financières à long terme afin d'établir les besoins futurs de financement en relation avec ses plans stratégiques de développement des affaires.

Note 27. Gestion du capital (suite)

Pour les fins du calcul, l'endettement net se définit comme suit :

	Au 31 décembre 2018	Au 31 décembre 2017
Emprunts non courants	2 857	2 418
Part à moins d'un an des emprunts	414	224
Coûts d'emprunts, nets de l'amortissement cumulé	30	27
Moins:		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	157	115
Encaisse affectée	96	35
Endettement net	3 048	2 519

La Société définit sa capitalisation totale au marché:

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017
Nombre d'actions en circulation (en milliers)	89 184	76 255
Valeur boursière des actions (en \$ par action)	16,84	23,50
Valeur au marché des capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 502	1 792
Part des actionnaires sans contrôle	31	44
Endettement net	3 048	2 519
Débentures convertibles, valeur nominale	144	144
Capitalisation totale au marché	4 725	4 499

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

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en millions de dollars canadiens)	2018	2017
Endettement net	3 048	2 519
Capitalisation totale au marché	4 725	4 499
COEFFICIENT D'ENDETTEMENT NET, au marché	65 %	56 %

Le coefficient d'endettement net est actuellement de 65 % et la Société désire maintenir un ratio sous les 65 %. Il est important de spécifier que la Société utilise une stratégie de financement par projets, ce qui permet de maximiser l'effet de levier pour chacun des projets à un niveau avoisinant 80 % des montants investis. Par contre, ces financements sont généralement remboursables sur la durée du contrat. Par conséquent, lorsque la Société ajoute plusieurs projets ou des projets importants, le niveau d'endettement pourrait augmenter au-delà de la limite mais la Société s'assurerait que dans un délai raisonnable le ratio soit revenu sous la limite.

Note 28. Engagements et éventualités

	Paiements			
	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
Contreparties conditionnelles	19	9	_	28
Contrats d'achat et de construction	127	_	_	127
Contrats d'entretien	28	98	124	250
Contrats de location simple	15	52	142	209
Autres	1	6	19	26
	190	165	285	640

Contreparties conditionnelles

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

Contrats de vente d'énergie - Sites en exploitation

Canada

Pour les centrales canadiennes, la Société s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité (sujet à certains minimums) en vertu de contrats à long terme avec une échéance s'échelonnant de 2019 à 2054 selon l'installation. Ces contrats prévoient une indexation annuelle partielle, selon l'évolution de l'IPC. Au Québec, une centrale hydroélectrique bénéficie d'une indexation fixe du prix de vente d'énergie, alors que dans le cas de deux autres centrales, l'indexation est liée à l'IPC, sujette à un minimum de 3 % et à un maximum de 6 %.

France

Pour les sites éoliens, excluant **Avignonet I et Chépy**, la centrale thermique et les sites solaires en France, la Société s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité en vertu de contrats à long terme avec une échéance s'échelonnant de 2019 à 2035 selon le site. Ces contrats prévoient une indexation annuelle, selon l'évolution d'indices relatifs au coût horaire du travail et aux activités de l'industrie.

États-Unis

Aux États-Unis, en vertu d'un contrat à long terme, la Société s'est engagée à vendre jusqu'en 2029 la totalité de la production d'énergie de la centrale hydroélectrique **Middle Falls**. Le contrat prévoit un prix correspondant à 90 % du taux du marché.

Pour les centrales hydroélectriques américaines **South Glens Falls** et **Hudson Falls**, la Société s'est engagée à vendre sa production d'électricité en vertu de contrats à long terme échéant en 2034 et en 2035, respectivement. Ces contrats prévoient des tarifs contractuels pour la majorité de la production d'électricité. La structure de prix est établie comme suit :

	South Glens Falls \$ US/MWh	Hudson Falls \$ US/MWh
Janvier 2019 - Novembre 2024	86,65	48,27
Décembre 2024 - Novembre 2025	121,79 ou marché ⁽¹⁾	48,27
Décembre 2025 et après	121,79 ou marché ⁽¹⁾	56,28 ou marché ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Le client possède une option de choisir le prix du marché en remplacement du prix contractuel jusqu'au terme de son contrat, en 2025 pour la centrale de South Glens Falls et en 2026 pour la centrale de Hudson Falls.

Contrats de vente d'énergie - Projets en développement

Canada

- a) Pour le projet hydroélectrique Yellow Falls, la Société est détentrice d'un contrat de vente d'énergie d'une durée initiale de 20 ans auquel s'ajoutent quatre options de renouvellement de cinq ans chacune, pouvant être exercées au gré de la Société. Ce contrat entrera en vigueur à la mise en service de la centrale et le prix sera indexé annuellement.
- b) Pour le projet éolien **Moose Lake**, la Société est détentrice d'un contrat de vente d'énergie d'une durée initiale de 40 ans. Ce contrat entrera en vigueur à la mise en service du site éolien et sera indexé annuellement.
- c) Pour le projet d'augmentation de puissance de la centrale hydroélectrique **Buckingham**, la Société est détentrice d'un contrat de vente d'énergie qui entrera en vigueur au moment de la mise en service du projet et viendra à échéance en 2038.

France

Pour les projets éoliens **Seuil du Cambrésis, Basse Thiérache Nord** et **Moulins du Lohan**, la Société a accès à des contrats de vente d'énergie d'une durée de 15 ans et d'une durée de 20 ans pour les projets éoliens **Catésis, Santerre et Cham Longe I.** Ces contrats entreront en vigueur au moment de la mise en service des parcs éoliens et les prix de vente seront indexés annuellement.

Contrats d'achat et de construction

Canada

- a) Pour le projet d'augmentation de puissance de la centrale hydroélectrique de **Buckingham**, la Société a conclu des contrats d'achat de turbines, de construction et de raccordement.
- b) Pour le projet éolien Moose Lake, la Société a un contrat d'achat de turbines et de construction.

France

- a) Pour les projets éoliens **Basse Thiérache Nord, Catésis** et **Seuil du Cambrésis**, la Société a conclu plusieurs ententes pour l'achat de turbines, la construction et le raccordement.
- b) Pour le parc éolien **Sources de l'Ancre**, la Société a conclu un contrat d'achat de turbines.
- c) Pour le projet éolien Moulins du Lohan, la Société a plusieurs ententes pour l'achat de turbines et la construction.
- d) En 2018, dans le cadre du projet de rééquipement du site éolien de **Cham Longe I**, la Société a conclu certains contrats de construction.

Contrats d'entretien

Canada

Pour les sites en exploitation au Canada, la Société a conclu des contrats d'entretien des éoliennes. Les contrats ont des durées initiales de 15 ans. Les contrats des sites éoliens de **Port Ryerse**, de **Témiscouata I** et **Côte-de-Beaupré** comprennent une option de résiliation, au gré de la Société, pouvant être exercée après la cinquième année et après la septième année dans le cas des sites éoliens **Témiscouata II** et **Frampton**. Il n'y a pas d'option de résiliation pour le contrat d'entretien du parc éolien **NRWF**.

France

Pour les sites en exploitation en France, la Société a conclu des contrats d'entretien des éoliennes. Les contrats ont des durées initiales entre trois et 20 ans.

Contrats de location simple

Canada

- a) Pour les sites éoliens au Canada, la Société loue des terrains sur lesquels sont situées les éoliennes en vertu de baux dont les durées varient de 14 à 22 ans.
- b) Pour les six centrales hydroélectriques situées au Canada, la Société est liée par des conventions de location de l'emplacement des centrales ainsi que des droits relatifs à l'utilisation de la force hydraulique, nécessaire à leur exploitation. En vertu de ces conventions, avec une échéance s'échelonnant de 2019 à 2022 selon la centrale, la Société paie un loyer basé sur le niveau de production d'électricité.
- c) En vue du déménagement des bureaux d'affaires de Montréal, la Société a conclu un contrat de location de bureaux d'une durée initiale de 16 ans. Ce contrat conclu auprès d'Ivanhoé Cambridge se traduira par des opérations entre parties liées car la Caisse détient aussi des participations dans cette dernière.

France

Les terrains sur lesquels sont installés les sites éoliens et les sites solaires en France sont loués en vertu de baux emphytéotiques dont les durées varient de 25 à 99 ans. Les redevances sont payables et indexées annuellement en fonction d'indices à la consommation et à la construction publiés par l'Institut National de la Statistique et des Études Économiques.

États-Unis

- a) Pour la centrale de **Middle Falls**, la Société loue le terrain où est située la centrale à NMPC en vertu d'un bail échéant en 2029. Le loyer est variable à raison de 30 % des revenus bruts de cette centrale.
- b) La Société loue auprès de NMPC le terrain sur lequel sont situées ses installations hydroélectriques américaines, South Glens Falls et Hudson Falls. Les baux viennent à échéance à l'expiration des contrats de vente d'énergie soit en 2034 et 2035, respectivement. Les charges locatives relatives aux paiements de loyers non conditionnels sont constatées aux résultats selon une formule linéaire en fonction du loyer moyen sur la durée des baux. En raison de l'impossibilité d'en établir les montants avec certitude, le total des paiements de loyers minimaux futurs de la centrale de South Glens Falls, dans l'état de New York, n'inclut pas les loyers conditionnels des exercices compris entre la 26° et la 40° année du bail, inclusivement. Les charges locatives pour ces exercices sont établies en fonction d'un pourcentage des produits bruts. En outre, les baux accordent à NMPC un droit de préemption à l'égard de l'acquisition des installations hydroélectriques à la juste valeur à la fin du bail. Les baux obligent également la Société à transférer le titre des installations hydroélectriques, en cas d'abandon pendant la durée du bail, et obligent NMPC à acheter et la Société à vendre les installations hydroélectriques à la fin de la durée du bail, au moindre de la juste valeur ou de 10 M\$ US (centrale de Hudson Falls) et de 5 M\$ US (centrale de South Glens Falls).

Autres engagements

Pour le parc éolien **NRWF**, la Société est liée par des contrats de redevances avec les Premières Nations et par des accords communautaires, les deux venant à échéance en 2036. Les accords communautaires incluent des ententes pour la conservation du milieu naturel, l'usage routier et le fond communautaire.

Les engagements ci-dessus ne comprennent pas les redevances conditionnelles qui représentent 8,3 % du chiffre d'affaires lié à la production sur la durée du contrat d'énergie du projet éolien **Moose Lake**.

Éventualités

Canada

Depuis janvier 2011, O'Leary Funds Management LP et al. poursuivait la Société en Cour supérieure du Québec. Cette procédure allèguait que le regroupement d'entreprises intervenu le 1^{er} novembre 2010 entre Boralex et le Fonds de revenu Boralex Énergie est 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. dispose d'un délai de 60 jours suivant la date du jugement de la Cour d'appel pour déposer une demande d'autorisation d'appel à la Cour suprême du Canada.

En conséquence, la Société n'a enregistré aucune provision à l'encontre de ce litige. De plus, la Société a déposé, dans le cadre de sa défense, une demande reconventionnelle de plus de 1 M\$.

France - Projet éolien Moulins du Lohan

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), soit 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.

En date du 14 avril 2017, des riverains ont déposé une requête en référé de suspension à l'encontre du projet afin d'en faire cesser la construction en attente d'une décision des tribunaux en regard de l'annulation des permis délivrés par le Préfet du Morbihan. Le 11 mai 2017, une ordonnance de référé a été reçue indiquant la suspension temporaire du permis de construction, et exigeant l'arrêt immédiat des travaux. À ce stade, une portion importante des fondations et des routes avait été complétée.

Par jugement rendu le 7 juillet 2017, le Tribunal administratif de Rennes a prononcé l'annulation des permis de construction du projet sur la base de son appréciation subjective du risque d'atteinte paysagère à la forêt de Lanouée devant héberger le projet sur des terrains détenus par la Société. Aucune erreur de droit de la part de l'administration n'a été retenue par le Tribunal. La construction du projet a été interrompue dans le cadre de ces procédures. Conséquemment, au 31 décembre 2017 la Société a enregistré un montant de 1 M\$ au poste Charges d'exploitation. Ces charges sont liées à la sécurisation et à la démobilisation du chantier.

La Société croit que les décisions du Tribunal administratif de Rennes sont mal fondées en fait et en droit. Le projet éolien des **Moulins du Lohan** avait reçu l'aval des services spécialisés de l'État français, et la forêt de Lanouée, territoire sur lequel est situé le projet des **Moulins du Lohan**, fait l'objet d'exploitation forestière commerciale et ne constitue donc pas, à notre avis, un territoire protégé ou remarquable.

Le 11 septembre 2017, Boralex a porté ces décisions en appel à la Cour administrative d'appel de Nantes. Lors de l'audition tenue le 4 février 2019, cette dernière a procédé à une nouvelle appréciation des faits et de l'intégralité de la preuve, ce qui peut conduire à une décision contraire de celle conclue en première instance. À compter de l'audition, une décision est généralement rendue à l'intérieur d'un délai d'un à trois mois.

Les raisons invoquées par le Tribunal administratif de Rennes qui ont conduit à l'annulation des permis ne sont pas de nature juridique et plutôt empreintes de subjectivité. Conformément aux avis juridiques reçus, la Société est d'avis qu'il est plus probable qu'improbable que le résultat de l'appel de la décision lui soit favorable à la lumière du contexte et de la jurisprudence.

Advenant que la procédure d'appel soit un échec, la Société pourra toujours demander un pourvoi en cassation devant le Conseil d'État. À cette étape, le Conseil d'État se penche sur le fondement de la décision de la Cour administrative d'appel mais ne réexamine pas l'ensemble des faits. Il faut donc qu'une faute grossière ait été commise dans l'arrêt et par conséquent les chances de succès à cette étape sont limitées.

Si toutes ces procédures conduisent à l'annulation des permis, alors la conclusion serait que l'État a commis une erreur en émettant les permis initialement. Puisque la Société a investi des sommes considérables sur la base de permis valides qui auraient été déclarés nuls a posteriori, elle serait en plein droit de réclamer l'indemnisation des préjudices qu'elle a subi directement par la faute de l'État.

En date du 31 décembre 2018, les actifs inscrits à l'état de la situation financière pour ce projet s'élevaient à 60 M\$ (38 M€), soit 25 M\$ (16 M€) en Immobilisations corporelles et 35 M\$ (22 M€) en Immobilisations incorporelles. Ceci n'inclut pas certaines pénalités contractuelles qui sont liées à la suspension des contrats de construction et jusqu'à maintenant aucune réclamation n'a été soumise par les fournisseurs. La Société met actuellement en place des mesures d'atténuation de ces effets et considère que l'effet net de ces pénalités serait négligeable.

Après que le Tribunal administratif de Rennes eut ordonné l'annulation des permis, la Société s'est penchée sur la nécessité de procéder à une dépréciation des actifs liés à ce projet. Dans son test de dépréciation, la direction a posé deux hypothèses significatives, soit le taux d'actualisation et la date de mise en service qui a été décalée en 2020, alors que la date initialement prévue était en 2018. Advenant un changement significatif à ces hypothèses, la direction pourrait revoir son test de dépréciation. Ainsi, si le taux d'actualisation augmentait de 0,25 % par exemple, en considérant que toutes les autres variables demeurent constantes, une dépréciation d'actif d'environ 2 M\$ devrait être constatée. Tel que décrit plus haut, le système juridique français comporte deux degrés de juridiction totalement indépendants.

À notre avis, notre succès en deuxième instance est plus probable qu'improbable en raison des faits et des avis juridiques reçus mentionnés ci-haut. Par conséquent, la direction considère que les actifs n'ont pas subi de dépréciation sur la base des faits décrits ci-haut. Advenant un rejet de l'appel et compte tenu des chances de succès limitées d'un pourvoi en cassation, la Société pourrait faire face à une dévaluation de ses actifs conformément aux IFRS.

La Société tient à souligner que le jugement rendu par le Tribunal administratif de Rennes ne lui reconnaît aucune faute, mais conclut à une erreur d'appréciation de l'Administration qui aurait négligé l'impact sur le paysage de l'érection d'un parc éolien dans la forêt concernée. Il va sans dire que l'Administration en question soutient qu'elle a bien évalué l'impact paysager et a donc logé son propre appel des décisions. Boralex et l'Administration ont l'intention de faire front commun et coordonner leurs efforts à la Cour d'appel administrative de Nantes.

Contenus local et régional

En vertu des contrats de vente d'énergie conclus avec Hydro-Québec Distribution pour ses projets éoliens, la Société doit 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 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 entrainer 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 par la Société aux termes des contrats de vente d'énergie dépend principalement du respect par le manufacturier d'éoliennes de ces mêmes exigences, dans chacun des contrats d'achat d'éoliennes ayants été conclus avec Enercon Canada pour les parcs éoliens québécois de la Société, Enercon Canada s'est engagée envers la Société à respecter les exigences de contenu régional et à assumer le paiement des pénalités qui y sont associées. 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, en faveur de la Société.

Une vérification a été amorcée par Hydro-Québec Distribution afin de confirmer le respect des exigences de contenu local. Dans le cadre de cette vérification, certaines discussions entre Hydro-Québec, Enercon Canada et les entités de projets pertinentes portent notamment sur la méthodologie de calcul à appliquer pour établir le coût des éoliennes ou composantes d'éoliennes devant être utilisé pour déterminer la conformité des projets avec les exigences de contenu régional. À l'heure actuelle, un différend existe entre les parties relativement à cette méthodologie de calcul. Dans la mesure où la détermination finale de la méthodologie de calcul à utiliser résultait en un non-respect des exigences de contenu local, la Société exigera qu'Enercon Canada et Enercon GmbH assument le paiement des pénalités applicables. Il est impossible à ce moment-ci d'évaluer avec un niveau raisonnable de certitude l'étendue d'une réclamation potentielle. En cas de défaut de paiement, Hydro-Québec Distribution pourrait tenter d'exercer son droit d'opérer compensation de la pénalité, si applicable, à même les sommes payables à la Société 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 des pénalités, et pourrait avoir une incidence défavorable sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société.

Contexte réglementaire et politique

Les activités de la Société sont tributaires des exigences réglementaires et des lois applicables à ses activités, y compris la réglementation relative à l'environnement et à l'énergie, les règles de marchés, et autres questions ou décisions des autorités compétentes. Bien que ces exigences soient généralement stables et prévisibles dans les marchés où Boralex exerce ses activités, la Société demeure sujet à des changements potentiels de la législation ou à une interprétation faite par les autorités responsables de leur application contraire à celle de la Société. Les changements réglementaires, l'interprétation de la réglementation en vigueur ou les délais dans la prise de décision par les autorités pourraient entraîner des effets défavorables importants sur la Société et ses projets en développement, en construction ou en exploitation.

Quote-part de Boralex dans les engagements des Coentreprises et de l'entreprise associée au Québec

		2018 Paiements			
	<u></u>				
	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total	
Ententes de service	1	5	17	23	
Contrats d'entretien	11	6	_	17	
Contrats de location de terrain	2	8	24	34	
Total	14	19	41	74	

Contrats de vente d'énergie

Les Coentreprises et l'entreprise associée se sont engagées à vendre la totalité de leur production d'électricité (sujette à certains minimums) en vertu de contrats d'une durée de 20 ou de 25 ans avec une échéance s'échelonnant de 2032 à 2041. Une portion du prix stipulé par ces contrats est assujettie à une indexation annuelle, selon l'évolution de l'IPC.

Ententes de service

Boralex, en vertu de contrats de service conclus avec les Coentreprises, est l'opérateur des parcs éoliens et est chargé d'en assurer l'exploitation, l'entretien et l'administration. Les contrats d'une durée de 21 ans viennent à échéance en 2033 et en 2034. Les sommes à payer payer en vertu de ces ententes sont limitées aux frais d'exploitation et d'entretien et comprennent des frais de gestion fixes et variables. Les frais de gestion fixes sont indexés annuellement selon un multiple de l'IPC.

Les Coentreprise et l'entreprise associée ont conclu des ententes de services avec les municipalités selon lesquelles des redevances doivent être versées selon un montant déterminé par MW. Les contrats prévoient une indexation annuelle, selon l'évolution de l'IPC.

Contrats d'entretien

Les Coentreprises et l'entreprise associée ont conclu des contrats d'entretien des éoliennes d'une durée de 15 ans avec une échéance s'échelonnant de 2027 à 2031. Ces contrats ont une option de résiliation, au gré des Coentreprises, après sept ans, soit entre 2019 et 2024.

Contrats de location de terrain

Les Coentreprises et l'entreprise associée sont signataires de contrats de location de terrains en vertu de baux avec une échéance s'échelonnant de 2032 à 2042 et renouvelés annuellement au gré du locataire. Les terrains sur lesquels sont installées les éoliennes sont loués pour un montant annuel d'environ 2 M\$, indexé annuellement. Les engagements ci-dessus ne comprennent pas la quote- part additionnelle qui représentent 2,5 % du chiffre d'affaires pour une première tranche de 1 % de l'énergie vendue au-delà de l'énergie contractuelle et d'un montant équivalent à 0,5 % du revenu pour chaque tranche additionnelle de 1 % de l'énergie vendue au-delà de l'énergie contractuelle du projet éolien **DM I**.

Éventualités des Coentreprises et Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C

Coentreprises phases I et II et Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C

Une action collective a été intentée par les demandeurs en raison des inconvénients allégués (notamment bruit, poussière, vibrations) causés par la construction des **Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré**. Les défenderesses (Parcs Éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3 S.E.N.C., Parc Éolien de la Seigneurie de Beaupré 4, S.E.N.C. et Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C.) ont toujours été et sont toujours d'avis, expertises à l'appui, que les membres du groupe n'ont subi aucun inconvénient anormal résultant des travaux de construction. Le dossier devait être entendu devant la Cour supérieure du Québec au mois d'avril 2019. Cependant, une entente de principe, faite sans admission de responsabilité, est intervenue entre les parties dans le cadre d'une conférence de règlement à l'amiable tenue à l'automne 2018. L'audience d'approbation de la transaction aura lieu le 11 avril 2019. Les assureurs couvrent les frais relatifs à cette transaction si elle est approuvée.

Coentreprise DM I

Le 31 mars 2016, une demande d'autorisation d'action collective contre DMI 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.

Note 29. Opérations entre parties liées

Les parties liées à la Société comprennent les filiales, les entreprises associées, les Coentreprises ainsi que les principaux dirigeants et actionnaires de la Société. Nonobstant l'acquisition des participations d'Invenergy dans cinq sociétés au Québec (note 9), les transactions suivantes ont eu lieu entre les parties liées :

	2018	2017
AUTRES REVENUS		
R.S.P. Énergie inc. – Entité dont un des trois actionnaires est Patrick Lemaire, président chef de la direction et administrateurs de la Société	1	1
Coentreprises ("SDB I" et "SDB II")	1	1
Coentreprises ("DM I et DM II", "LP 1", "LP 2" et "Roncevaux")	2	_
REVENUS D'INTÉRÊTS		
9710612 Canada Inc. (Six Nations) – Actionnaire minoritaire d'une filiale	2	2
CHARGES D'INTÉRÊTS		
La Caisse – Actionnaire principal de la Société	9	_
CHARGES DE LOYERS		
Ivanhoé Cambridge – Filiale de la Caisse	1	

Ces opérations ont été réalisées selon des modalités équivalentes à celles qui prévalent dans le cas de transactions soumises à des conditions de concurrence normale.

Les débiteurs et créditeurs résultant des transactions ci-dessus à la fin de l'exercice sont les suivants :

	Au 31 décembre 2018	Au 31 décembre 2017
DÉBITEURS DE PARTIES LIÉES		
9710612 Canada Inc. (Six Nations) – Actionnaire minoritaire d'une filiale	35	32
Coentreprises ("DM I et DM II", "LP 1", "LP 2" et "Roncevaux")	1	_
CRÉDITEURS DE PARTIES LIÉES		
Nordex Employees Holding GmbH – Actionnaire minoritaire d'une filiale	6	_
La Caisse – Actionnaire principal de la Société	250	_

Rémunération des dirigeants

La rémunération allouée aux principaux dirigeants et aux membres du Conseil d'administration est détaillée dans le tableau ci-dessous :

	2018	2017
Salaires et avantages à court terme	2	2
Autres avantages à long terme	2	2
	4	4

Note 30. Information sectorielle

Les centrales de la Société se regroupent sous quatre secteurs distincts qui représentent les secteurs d'activité de la Société : les sites éoliens, les centrales hydroélectriques, les centrales thermiques et les sites solaires. La Société exerce ses activités dans un seul domaine isolable, soit la production d'énergie. La classification de ces secteurs d'activité est établie en fonction des structures de coûts différentes, inhérentes à ces quatre types de centrales. Les données sectorielles suivent les mêmes règles comptables que celles utilisées pour les comptes consolidés.

Les secteurs d'activité sont présentés selon les mêmes critères que ceux utilisés pour la production du rapport interne remis au principal responsable sectoriel, lequel s'occupe d'allouer les ressources et d'évaluer la performance des secteurs d'activité. Le principal responsable sectoriel est considéré comme étant le président et chef de la direction, et ce dernier évalue la performance des secteurs à partir de la production d'électricité, des produits de la vente d'énergie et du BAIIA(A).

Le BAllA(A) représente le bénéfice avant impôts, intérêts et amortissement, ajusté pour exclure d'autres éléments, tels que les frais d'acquisition, la perte nette sur instruments financiers et le gain de change, ces deux derniers étant regroupés sous Autres. Le BAllA(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 BAllA(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 entre les données conformes aux IFRS avec celles du Combiné est également présenté en vertu de laquelle les résultats de ses Participations dans des Coentreprises et entreprises associées sont considérés en fonction des pourcentages de détention. La Direction considère que cette information constitue une donnée utile pour les investisseurs puisque c'est celle-ci qui est utilisée pour évaluer la performance de la Société. Cette information est ajoutée à la suite de l'acquisition des participations d'Invenergy dans quatre sociétés au Québec le 14 septembre 2018. Pour plus d'informations, se référer à la note *Participations dans des Coentreprises et entreprises associées (note 9)*.

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 :

2018

	IFRS	Participations	Éliminations	Combiné
Résultat net	(44)	12	(12)	(44)
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(16)	_	_	(16)
Charges financières	123	24	2	149
Amortissement	216	32	_	248
Dépréciation des immobilisations corporelles et incorporelles	15	_	_	15
BAIIA	294	68	(10)	352
Ajustements:				
Frais d'acquisition	5	_	_	5
Autres gains	(1)	(2)	_	(3)
BAIIA(A)	298	66	(10)	354

	IFRS	SDB - I et II (50 %)	Éliminations	Combiné	
Résultat net	10	9	(9)	10	
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(10)	_	_	(10)	
Charges financières	104	20	3	127	
Amortissement	172	22	_	194	
BAIIA	276	51	(6)	321	
Ajustements :					
Autres gains	(1)	(2)	_	(3)	
Autres	1	_	_	1	
BAIIA(A)	276	49	(6)	319	

Information relative aux principaux clients

Les produits sont attribués selon le pays de domiciliation du client. En 2018, la Société comptait trois clients représentant 10 % et plus de ses produits (elle en comptait trois en 2017).

Les tableaux suivants fournissent la proportion des produits consolidés relative à chacun de ces clients ainsi que les secteurs dans lesquels ils sont actifs :

2018		2017		
% des ventes attribuables à un client	Secteurs	% des ventes attribuables à un client	Secteurs	
44	Éolien, thermique et solaire	36	Éolien, thermique et solaire	
17	Éolien, hydroélectrique et thermique	20	Éolien, hydroélectrique et thermique	
22	Éolien	21	Éolien	

L'énergie produite par seulement cinq centrales hydroélectriques aux États-Unis, un site éolien en Alberta et deux autres en France, ce qui correspond à 2 % de la puissance installée de Boralex, est vendue aux prix du marché, qui sont plus volatils. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2018, les produits de la vente d'énergie liés aux sites qui ne disposent pas de contrats de vente d'énergie sont de 6 M\$ (5 M\$ pour la période correspondante de 2017). De plus, la Société estime que seulement 212 MWh (11 % de la puissance installée ou 8% de la production annualisée) verront leurs contrats arriver à échéance d'ici cinq ans, leur production sera alors vendue sur le marché.

Information par secteur d'activité

	IFRS	Participations	Éliminations	Combiné
Production d'électricité (GWh)(1)				
Sites éoliens	2 581	737	_	3 318
Centrales hydroélectriques	648	_	_	648
Centrales thermiques	166	_	_	166
Sites solaires	20	_	_	20
	3 415	737	_	4 152
Produits de la vente d'énergie				
Sites éoliens	385	78	_	463
Centrales hydroélectriques	49	_	_	49
Centrales thermiques	31	_	_	31
Sites solaires	6	_	_	6
	471	78		549
BAIIA(A)				
Sites éoliens	310	66	(13)	363
Centrales hydroélectriques	33	_	_	33
Centrales thermiques	7	_	_	7
Sites solaires	5	_	_	5
Corporatif et éliminations	(57)	_	3	(54)
	298	66	(10)	354
Nouvelles immobilisations corporelles				
Sites éoliens	236	_	_	236
Centrales hydroélectriques	34	_	_	34
Centrales thermiques	2	_	_	2
Sites solaires	1	_	_	1
Corporatif	9	_	_	9
	282	_	_	282

⁽¹⁾ Non audité

Note 30. Information sectorielle (suite)

				2017
	IFRS	SDB - I et II (50 %)	Éliminations	Combiné
Production d'électricité (GWh)(1)				
Sites éoliens	2 204	546	_	2 750
Centrales hydroélectriques	729	_	_	729
Centrales thermiques	173	_	_	173
Sites solaires	23	_	_	23
	3 129	546	_	3 675
Produits de la vente d'énergie				
Sites éoliens	315	59	_	374
Centrales hydroélectriques	65	_	_	65
Centrales thermiques	28	_	_	28
Sites solaires	6	_	_	6
	414	59	_	473
BAIIA(A)				
Sites éoliens	261	49	(9)	301
Centrales hydroélectriques	49	_	_	49
Centrales thermiques	8	_	_	8
Sites solaires	4	_	_	4
Corporatif et éliminations	(46)	_	3	(43)
	276	49	(6)	319
Nouvelles immobilisations corporelles				
Sites éoliens	184	_	_	184
Centrales hydroélectriques	40	_	_	40
Centrales thermiques	1	_	_	1
Corporatif	6	_	_	6
	231	_	_	231

⁽¹⁾ Non audité

Note 30. Information sectorielle (suite)

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2018	2017
Total de l'actif		
Sites éoliens	4 056	3 264
Centrales hydroélectriques	553	557
Centrales thermiques	37	36
Sites solaires	38	38
Corporatif	62	31
	4 746	3 926
Total du passif		
Sites éoliens	2 807	2 449
Centrales hydroélectriques	237	249
Centrales thermiques	9	11
Sites solaires	26	27
Corporatif	766	461
	3 845	3 197

Information par secteur géographique

		20			
	IFRS	Participations	Éliminations	Combiné	
Production d'électricité (GWh)(1)					
Canada	1 497	737	_	2 234	
France	1 530	_	_	1 530	
États-Unis	388	_	_	388	
	3 415	737	_	4 152	
Produits de la vente d'énergie					
Canada	221	78	_	299	
France	224	_	_	224	
États-Unis	26	_	_	26	
	471	78	_	549	
BAIIA(A)					
Canada	158	66	(10)	214	
France	129	_	_	129	
États-Unis	16	_	_	16	
Autres ⁽¹⁾	(5)	_	_	(5)	
	298	66	(10)	354	
Nouvelles immobilisations corporelles					
Canada	49	_	_	49	
France	232	_	_	232	
États-Unis	1	_	_	1	
	282	_	_	282	

⁽¹⁾ Non audité

0	^	4	-
-/	u	ш	_/

	IFRS	SDB - I et II (50 %)	Éliminations	Combiné	
Production d'électricité (GWh)(1)					
Canada	1 529	546	_	2 075	
France	1 163	_	_	1 163	
États-Unis	437	_	_	437	
	3 129	546	_	3 675	
Produits de la vente d'énergie					
Canada	213	59	_	272	
France	163	_	_	163	
États-Unis	38	_	_	38	
	414	59	_	473	
BAIIA(A)					
Canada	154	49	(6)	197	
France	97	_	_	97	
États-Unis	28	_	_	28	
Autres(1)	(3)	_	_	(3)	
	276	49	(6)	319	
Nouvelles immobilisations corporelles					
Canada	74	_	_	74	
France	155	_	_	155	
États-Unis	2	_	_	2	
	231	_	_	231	

⁽¹⁾ Non audité

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2018	2017
Total de l'actif		
Canada	2 376	2 183
France	2 174	1 549
États-Unis	184	175
Autres ⁽¹⁾	12	19
	4 74	3 926
Actifs non courants ⁽²⁾		
Canada	2 002	2 2 037
France	1 879	1 364
États-Unis	160	160
Autres ⁽¹⁾		14
	4 054	3 575
Total du passif		
Canada	2 21	1 938
France	1 543	1 169
États-Unis	9°	90
	3 84	3 197

⁽¹⁾ Royaume-Uni et Danemark.

⁽²⁾ Excluant les Participations dans des coentreprises et entreprises associées et Actif d'impôts différés

Faits saillants financiers et boursiers 2016-2018

(an millians de delleus appadians aput indication apptraise)	2018	IFRS 2017	2016	2018	Combiné ¹ 2017	2016
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017	2016	2018	2017	2016
RÉSULTATS D'EXPLOITATION Production d'électricité (MWh)	3 415	3 129	2 441	4 152	3 675	2 953
Production d'electricité (MWH) Produits de la vente d'énergie	3 413	3 129	2 441	4 132	3 0/3	2 933
sites éoliens	385	315	212	463	374	267
centrales hydroélectriques	49	65	57	49	65	57
centrales thermiques	31	28	25	31	28	25
sites solaires	6	6	5	6	6	5
Total	471	414	299	549	473	354
BAIIA(A)	74.0	0.04	470		704	045
sites éoliens centrales hydroélectriques	310 33	261 49	176 40	363 33	301 49	215 40
centrales hydroelectriques centrales thermiques	7	8	6	7	8	6
sites solaires	5	4	4	5	4	4
Corporatif et éliminations	(57)	(46)	(37)	(54)	(43)	(34)
Total	298	276	189	354	319	231
Résultat net	(44)	10	2	(44)	10	2
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex par action	(36) (0,45 \$)	22 0,29 \$	(2) (0,03 \$)	(36) (0,45 \$)	22 0,29 \$	(2) (0,03 \$)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	202	145	148	235	162	162
Marge brute d'autofinancement ¹	192	195	128	208	210	144
Flux de trésorerie discrétionnaires ¹	59	71	42	-	-	-
FLUX DE TRÉSORERIE						
Acquisition d'entreprises, net de la trésorerie acquise	108	241	16			
Augmentation de la participation dans	205	-	-			
Coentreprises et entreprises associées						
Produits de la cession d'actifs	55	2	-			
Acquisition de contrats de vente d'énergie	24	40	32			
Nouvelles immobilisations corporelles	282	231	223	282	231	223
SITUATION FINANCIÈRE						
Total de l'actif	4 746	3 926	2 702	5 404	4 288	3 084
Emprunts, incluant la part à moins d'un an des emprunts	3 271	2 642	1540	3 855	2 954	1865
DONNÉES RELATIVES AUX ACTIONS DE CATÉGORIE A (e	n date 31 déce	mbre 2018)				
Cours boursier	16,84 \$	23,50 \$	19,15 \$	16,84 \$	23,50 \$	19,15 \$
Rendement boursier	(28 %)	23 %	32 %	(28 %)	23 %	32 %
Capitalisation boursière (en milliards)	1,5	1,8	1,3	1,5	1,8	1,3
Nombre d'actions en circulation (en milliers)	89 184	76 255	65 366	89 184	76 255	65 366
Nombre moyen d'actions en circulation (en milliers)	80 102	75 436	65 199	80 102	75 436	65 199
Dividendes	50	46	36	50	46	36
par action	0,63 \$	0,60 \$	0,55 \$	0,63 \$	0,60 \$	0,55 \$
Rendement en dividendes	2,7 %	3,1 %	3,8 %	2,7 %	3,1 %	3,8 %
Ratio de distribution ¹	85 %	64 %	85 %			
Rendement total	(26 %)	26 %	36 %	(26 %)	26 %	36 %
DONNÉES RELATIVES AUX DÉBENTURES CONVERTIBLES						
Cours boursier	102,00 \$	124,00 \$	114,40 \$	102,00 \$	124,00 \$	114,40 \$
Rendement boursier	(18 %)	8 %	13 %	(18 %)	8 %	13 %
Nombre de débentures en circulation (en milliers)	1 437	1 437	1 438	1 437	1 437	1 438
RATIOS CLÉS						
Coefficient d'endettement net, au marché ¹	65 %	56 %	50 %			

¹ Voir la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS* du Rapport de gestion.

Renseignements généraux

SIÈGE SOCIAL

Boralex inc.

36, rue Lajeunesse **Kingsey Falls** (Québec) Canada JOA 1BO

Téléphone: 819 363-6363 Télécopieur: 819 363-6399 communications@boralex.com

SITE INTERNET

www.boralex.com



@BoralexInc

BUREAUX D'AFFAIRES

CANADA

900, boulevard de Maisonneuve Ouest 24e étage

Montréal (Québec) Canada H3A 0A8

Téléphone : 514 284-9890 Télécopieur : 514 284-9895 606-1155, rue Robson

Vancouver (Colombie-Britannique)

Canada V6E 1B5

Téléphone: 1855 604-6403

201-174, rue Mill **Milton** (Ontario) Canada L9T 1S2

Téléphone :

819 363-6430 | 1 844 363-6430

ÉTATS-UNIS

39, rue Hudson Falls **South Glens Falls** New York 12803 États-Unis

Téléphone : 518 747-0930 Télécopieur : 518 747-2409

FRANCE

71, rue Jean-Jaurès 62 575 **Blendecques**

France

Téléphone : 33 (0)3 21 88 07 27 Télécopieur : 33 (0)3 21 88 93 92

8, rue Anatole France 59 000 **Lille** France

Téléphone : 33 (0)3 28 36 54 95 Télécopieur : 33 (0)3 28 36 54 96 21, avenue Georges Pompidou Le Danica - Bâtiment B 69 486 **Lyon** Cedex 03 France

Téléphone : 33 (0)4 78 92 68 70 Télécopieur : 33 (0)4 78 42 03 44

99, La Canebière CS 60526

13 205 **Marseille** Cedex 01

France

Téléphone : 33 (0)4 91 01 64 40 Télécopieur : 33 (0)4 91 01 64 46

ROYAUME-UNI

52, Grosvenor Gardens Terminal House, Bureau 501 **Londres** SW1W 0AU Royaume-Uni

Téléphone: 44 (0) 20 7596 1206

POUR PLUS DE RENSEIGNEMENTS, VEUILLEZ COMMUNIQUER AVEC LE :

Service des affaires publiques et communications

Boralex inc.

Téléphone: 514 985-1353 Télécopieur: 514 284-9895 communications@boralex.com

Des exemplaires supplémentaires des documents suivants et d'autres renseignements peuvent être obtenus à l'adresse ci-dessus ou téléchargés directement des sites Internet de Boralex ou de SEDAR:

- » Rapport annuel
- » Rapports intermédiaires
- » Notice annuelle
- » Circulaire de sollicitation de procurations

AGENT DE TRANSFERT ET AGENT COMPTABLE DES REGISTRES

Services aux investisseurs Computershare inc.

1500, boulevard Robert-Bourassa, 7º étage Montréal (Québec) Canada H3A 3S8

Téléphone : 514 982-7555 | 1800 564-6253 www.centredesinvestisseurs.com/service

RENSEIGNEMENTS AUX ACTIONNAIRES

Assemblée annuelle

des actionnaires aura lieu le mercredi 8 mai 2019, à 11 heures, à l'adresse suivante :

Maison Manuvie

900, boulevard de Maisonneuve Ouest, 8° étage Montréal (Québec) Canada H3A 0A8

Téléphone: 514 875-3040

RELATIONS AVEC LES INVESTISSEURS

Stéphane Milot Directeur, relations avec les investisseurs 514 213-1045 stephane.milot@boralex.com





Merci à nos employés qui ont accepté d'être sur la page couverture : Van Anh Dang Vu (Kingsey Falls, Québec), Myriam Savage (Thetford Mines, Québec) et Ernani Schnorenberger (Lyon, France).











La couverture de ce document est imprimée sur du Rolland Opaque lisse, 160M couverture, un papier contenant un minimum de 30 % de fibres postconsommation. Le corps du document est imprimé sur du Rolland Enviro 100 Satin, 140M texte, un papier fait de fibres 100 % postconsommation et Procédé sans chlore. Ces deux papiers sont certifiés FSC*, ÉcoLogo en plus d'être fabriqués à partir de biogaz.

Imprimé au Canada **Rédaction :** Communication Yves Doucet