

Table des matières

1.	RENSEIGNEMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI	2
2.	AVIS QUANT AUX DÉCLARATIONS PROSPECTIVES.....	2
3.	GÉNÉRALITÉS	2
4.	STRUCTURE DE LA SOCIÉTÉ	2
5.	DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	3
6.	DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ.....	10
7.	POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES	23
8.	STRUCTURE DU CAPITAL.....	23
9.	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	25
10.	ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS.....	25
11.	COMITÉ D'AUDIT.....	27
12.	POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI.....	29
13.	MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES.....	29
14.	AGENT DE TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES.....	30
15.	CONTRATS IMPORTANTS.....	30
16.	INTÉRÊTS DES EXPERTS.....	33
17.	RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES.....	33
	ANNEXE A – RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT	34

1. Renseignements intégrés par renvoi

Les états financiers consolidés audités de Boralex inc. (« Boralex » ou la « Société ») pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 et les notes y afférentes ainsi que le rapport de gestion qui porte sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière sont expressément intégrés aux présentes par renvoi. On peut obtenir ces documents et d'autres renseignements sur les sites www.sedar.com et www.boralex.com.

2. Avis quant aux déclarations prospectives

La présente notice annuelle et les documents qui y sont intégrés par renvoi comportent des déclarations prospectives. Ces déclarations se reconnaissent à l'emploi de termes comme « prévoir », « anticiper », « évaluer », « estimer », « croire », ou par l'utilisation de mots tels que « vers », « environ », « être d'avis », « s'attendre à », « 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 conditionnel. En particulier, la présente notice annuelle et les documents qui y sont intégrés par renvoi comportent des déclarations prospectives qui concernent les objectifs et les projets de l'entreprise, la croissance prévue, les résultats d'exploitation, le rendement, les occasions d'affaires, les résultats financiers, le modèle d'affaires de la Société, les résultats attendus des projets éoliens et des projets de production d'autres types d'énergie renouvelable en réserve, la réglementation applicable aux parcs éoliens et aux autres sources d'énergie renouvelable et les résultats financiers prévus de la Société.

Les déclarations prospectives reposent sur certaines attentes et hypothèses clés que la Société a formulées ou posées, notamment en ce qui a trait à l'accessibilité des ressources en capital, au coût du financement, au rendement des installations en exploitation, aux approbations et aux licences des autorités de réglementation et à leurs conditions, de même qu'à la solidité du marché.

Bon nombre de facteurs pourraient faire en sorte que les résultats, les réalisations ou le rendement de la Société diffèrent de ceux qui sont décrits dans la présente notice annuelle et dans les documents qui y sont intégrés par renvoi, par exemple 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 reliées aux projets en exploitation ou en développement ainsi que certains autres facteurs abordés dans les rubriques traitant des facteurs de risque et des facteurs d'incertitude figurant dans le rapport de gestion de Boralex pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. La liste de ces facteurs ne se veut pas exhaustive. Si l'un ou plusieurs de ces risques ou incertitudes se matérialisaient, ou si les hypothèses sur lesquelles reposent les déclarations prospectives se révélaient inexacts, les résultats effectivement obtenus pourraient différer considérablement des résultats qui sont dits prévus, planifiés, estimés, recherchés, proposés, attendus ou ciblés dans la présente notice annuelle et dans les documents qui y sont intégrés par renvoi. C'est pourquoi il ne faut pas se fier indûment aux déclarations prospectives. Les déclarations prospectives ne sont valables qu'à la date de la présente notice annuelle ou à la date indiquée dans les documents qui y sont intégrés par renvoi, selon le cas. 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.

3. Généralités

La présente notice annuelle est datée du 28 février 2019. Tous les renseignements qui y figurent sont arrêtés au 31 décembre 2018, sauf indication contraire. Dans la présente notice annuelle, le symbole « \$ » désigne le dollar canadien, sauf indication contraire, le sigle M\$ signifie « million(s) de dollars », et le sigle « G\$ » signifie « milliard(s) de dollars ».

4. Structure de la Société

Dénomination sociale et constitution de la Société

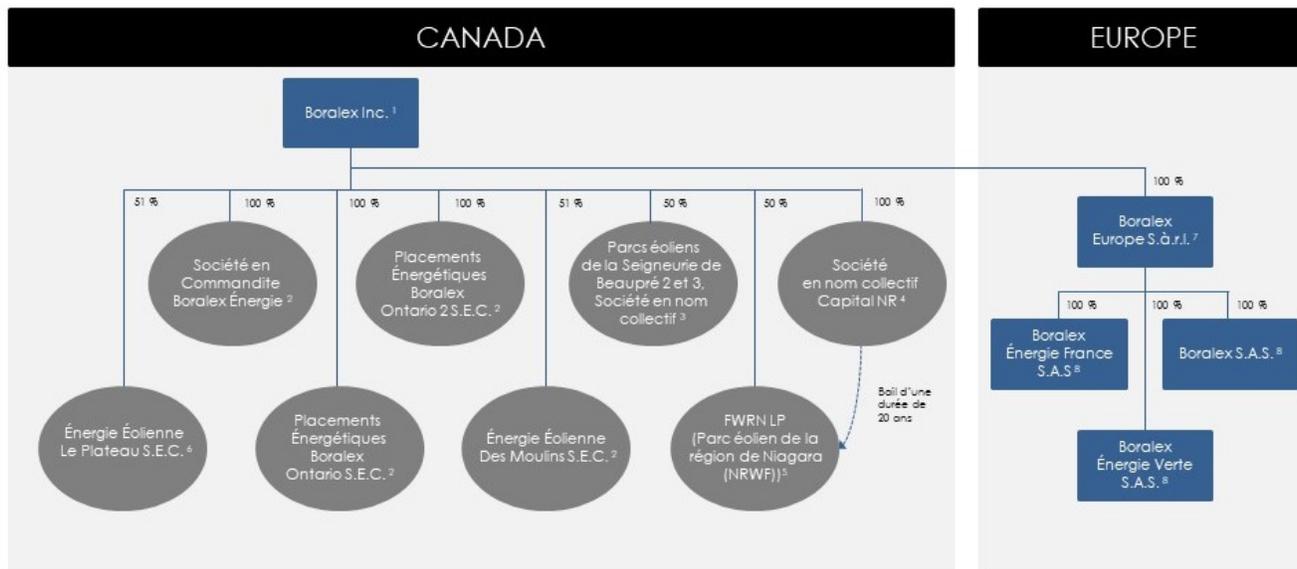
Boralex a été constituée le 9 novembre 1982 en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Par la suite, des certificats de modification ont été délivrés principalement afin de modifier le capital social, la dénomination sociale et le lieu où doit être établi le siège social.

Un certificat de fusion a été délivré à la Société le 1^{er} janvier 2011 par suite de sa fusion avec deux de ses filiales en propriété exclusive, Boralex énergie inc. et Gestion BPIF inc.

Le siège social de la Société est situé au 36, rue Lajeunesse, Kingsey Falls (Québec) J0A 1B0. Boralex occupe également des bureaux administratifs au 900, boulevard de Maisonneuve Ouest, Montréal (Québec) H3A 0A8.

Liens intersociétés

Le diagramme suivant présente les principales filiales directes et indirectes de la Société. Une part importante des activités de la Société sont exercées par ses filiales qui détiennent les actifs des projets.



¹ Territoire de constitution : Canada.

² Territoire de constitution : Québec.

³ Territoire de constitution : Ontario.

⁴ Territoire de constitution : Ontario. Les infrastructures du projet NRWF sont détenues par la Société en nom collectif Capital NR et louées à FWRN LP pour une période de 20 ans.

⁵ Territoire de constitution : Manitoba. FWRN LP est l'entité qui opère le projet NRWF et qui possède l'actif incorporel du même projet, y compris le contrat d'approvisionnement en électricité. Voir la rubrique 5, au sous-onglet « 2017 », pour obtenir des renseignements supplémentaires.

⁶ Territoire de constitution : Manitoba.

⁷ Territoire de constitution : Luxembourg.

⁸ Territoire de constitution : France.

5. Développement général de l'activité

Boralex est une société productrice d'électricité vouée au développement et à l'exploitation de sites de production d'énergie renouvelable. En date de la présente notice annuelle, la Société exploite une base d'actifs totalisant une puissance installée de 2 303 MW, dont 1 942 MW sont sous son contrôle, soit 939 MW au Canada, 921 MW en France et 82 MW dans le nord-est des États-Unis. De plus, Boralex est engagée dans des projets énergétiques en développement représentant plus de 126 MW additionnels qui seront mis en service d'ici la fin 2020. Pratiquement tous les éléments d'actif en exploitation de Boralex et toutes les centrales en cours de développement font l'objet de contrats de vente d'électricité à long terme prévoyant des prix fixes et indexés. Employant plus de 410 personnes, Boralex se distingue par son expertise diversifiée et sa solide expérience dans quatre types de production d'énergie – éolienne, hydroélectrique, thermique et solaire. Les actions ordinaires de catégorie A et les débetures convertibles de Boralex se négocient à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous le symbole « BLX » et « BLX.DB.A », respectivement.

Historique de l'entreprise sur les trois derniers exercices

2016

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, Société en nom collectif, 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.

Le 29 janvier 2016, Boralex a annoncé la clôture d'un financement visant le parc éolien de Touvent (14 MW) ainsi que le refinancement du parc éolien de Saint-Patrick (34 MW) pour un montant total de 89 M\$ (63 M€) en France. Ce financement est assuré par le Crédit Industriel et Commercial (groupe crédit mutuel) en collaboration avec Desjardins. Le financement à long terme du site éolien de Touvent s'élève à près de 29 M\$ (21 M€), soit 85 % de l'investissement total. Le prêt, amorti sur une période de 15 ans, porte intérêt à un taux d'environ 2,50 % pour la durée complète du prêt dont 90 % fait l'objet d'un contrat de couverture de taux. La mise en service a eu lieu le 1^{er} août 2016. Pour sa part, le refinancement à long terme du site éolien Saint-Patrick s'élève à près de 60 M\$ (42 M€). Ce site éolien a été mis en service entre juillet 2009 et février 2010. Le refinancement a servi en partie à rembourser le solde du prêt alors en place pour le site de Saint-Patrick, soit 42 M\$ (28 M€). Ainsi, Boralex a été en mesure de réinvestir un montant en équité de l'ordre de 10 M€ (net des frais de débouclage et autres coûts) dans ses projets en développement et soutenir ses efforts de croissance. Le prêt est amorti sur une période de 12 ans, soit la durée restante aux contrats d'achat d'électricité en place pour le site de Saint-Patrick plus une période de 3 ans, et portera intérêt à un taux d'environ 2,40 % (sans tenir compte des frais de débouclage) pour la durée complète du prêt dont 90 % fait l'objet d'un contrat de couverture de taux.

Le 24 février 2016, Boralex a annoncé une augmentation de 7,7 % du dividende annuel à 0,56 \$ par action ordinaire (ou trimestriel à 0,14 \$ par action ordinaire). Le 8 décembre 2016, le conseil d'administration de Boralex a autorisé une hausse de 7,1 % du dividende annuel à 0,60 \$ par action (ou trimestriel à 0,15 \$ par action), parallèlement à l'acquisition de NRW. Voir la rubrique 7, « Politique en matière de dividendes », pour obtenir des renseignements supplémentaires.

Le 9 mars 2016, Systèmes d'énergie renouvelable Canada inc. (« RES »), à titre de *Qualified Applicant*, et son partenaire, Boralex, ont été avisés avoir été sélectionnés par l'*Independent Electricity System Operator* (« IESO ») et se sont vu octroyer un *LRP I Contract* d'une durée de 20 ans au titre d'un projet éolien d'une puissance installée de 50 MW nommé « Otter Creek Wind Farm Project » dans le processus concurrentiel d'appel d'offres LRP I RFP en Ontario. Le 16 juillet 2018, la Société a pris acte de l'avis dans lequel l'IESO l'informe de la résiliation unilatérale du contrat d'achat d'énergie du projet. La résiliation faisait suite à une directive émise par le gouvernement ontarien le 13 juillet 2018 donnant instruction à l'IESO de résilier tous les contrats d'achat d'énergie des projets d'énergie renouvelable qui n'avaient pas obtenu un statut suffisamment avancé pour permettre la mise en service du projet. Au deuxième trimestre de 2018, Boralex a dû comptabiliser une dépréciation des immobilisations corporelles et incorporelles de 4 M\$ afin de rapprocher la valeur comptable de ces actifs à la valeur recouvrable.

Le 28 avril 2016, Boralex a annoncé avoir clôturé le refinancement et l'augmentation de son crédit rotatif corporatif pour un montant total de 360 M\$, composé d'une facilité de crédit rotatif de 300 M\$ et d'une facilité de lettres de crédit de 60 M\$ garantie par Exportation et Développement Canada. Ce refinancement remplace le crédit rotatif de 175 M\$ qui venait à échéance en 2018. Il est garanti principalement par certains investissements de Boralex incluant ses centrales hydroélectriques situées au Québec. Le refinancement a un terme initial de quatre ans et est renouvelable annuellement. Le syndicat bancaire pour le refinancement comprend la Banque Nationale du Canada, à titre d'arrangeur principal, en plus de la Banque Toronto-Dominion, la Banque Canadienne impériale de commerce, la Caisse Centrale Desjardins, la Banque de Montréal, la Banque Royale du Canada ainsi que Comerica Bank, une banque américaine. Voir cette rubrique 5, au sous-onglet « 2017 », pour obtenir des renseignements supplémentaires sur l'augmentation du crédit rotatif de Boralex survenue en janvier 2017 en marge de la clôture de l'acquisition de NRW.

Le 4 mai 2016, Boralex, Société en commandite Gaz Métro (maintenant connu sous le nom d'Énergir, s.e.c.) et Valener inc. ont annoncé la clôture du refinancement sans recours pour un montant de 618 M\$ des parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3. Le montant total du refinancement se décline comme suit : (i) une tranche non couverte du prêt à terme de 383 M\$, qui viendra à échéance en décembre 2032, et qui représente une augmentation de 132 M\$ et une extension d'un an de l'échéance de cette tranche, (ii) une tranche couverte du prêt à terme de 193 M\$, qui viendra à échéance en décembre 2029, qui représente une diminution de 45 M\$ et une réduction de deux ans de l'échéance de cette tranche, et qui est couverte par une garantie offerte aux prêteurs par la République fédérale d'Allemagne par l'entremise de son agence de crédit à l'exportation Euler-Hermes, et (iii) une facilité de lettres de crédit totalisant 41 M\$. Le groupe de prêteurs est composé de la Bank of Tokyo-Mitsubishi (UFJ), KfW IPEX-Bank, Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Mizuho Corporate Bank, AKA Bank, DZ Bank, Banque Laurentienne du Canada, Commonwealth Bank of Australia et Crédit Industriel et Commercial. Le refinancement a permis aux partenaires de recevoir un remboursement de capital de 80 M\$ (dont 40 M\$ pour Boralex) au deuxième trimestre de 2016.

Le 11 mai 2016, Boralex a annoncé avoir obtenu la meilleure performance trimestrielle de son histoire, et a par le fait même annoncé deux nouveaux projets éoliens au Canada, soit les projets Port Ryerse (Ontario) et Moose Lake (Colombie-Britannique). Le projet Port Ryerse, d'une puissance de 10 MW, est doté d'un contrat d'achat d'électricité de 20 ans auprès de l'IESO. Sa mise en service a eu lieu le 9 décembre 2016. Le projet Moose Lake, d'une puissance de 15 MW, est quant à lui assorti d'un contrat de 40 ans auprès de la *British Columbia Hydro and Power Authority* (« BC Hydro »). Sa construction a débuté en août 2016 et entraînera des investissements d'environ 61 M\$. Sa mise en service est prévue au premier semestre de 2019.

Le 23 juin 2016, Boralex a annoncé avoir clôturé le financement des parcs éoliens Plateau de Savernat et Avignonet II pour un montant total de 29 M\$ (21 M€). Ce financement est assuré par le Crédit Industriel et Commercial (groupe crédit mutuel). Le financement du projet éolien Plateau de Savernat s'élève à 25 M\$ (18 M€), soit environ 80 % de l'investissement total, sera amorti sur 15 ans et portera intérêt à un taux d'environ 2,3 % pour la durée complète du prêt. Par ailleurs, Boralex a annoncé la mise en service commerciale de la première phase de ce projet le 23 décembre 2016 (voir ici-bas à cette rubrique 5). Le financement à long terme du projet éolien Avignonet II, quant à lui, s'élève à près de 4 M\$ (3 M€).

Le site éolien Avignonnet II a été mis en service en 2008 et n'avait jamais fait l'objet d'un financement. Le prêt sera amorti sur une période de 9,5 ans, soit la durée restante du contrat d'achat d'électricité en place pour le site plus une période de 2 ans, et portera intérêt à un taux de 1,72 % pour la durée complète du prêt.

Le 8 septembre 2016, Boralex a annoncé avoir été choisie comme partenaire de la Nation innue afin de réaliser le projet Apuiat, un parc éolien de 200 MW sur les terres publiques de la municipalité de Port-Cartier, dans la région de la Côte-Nord au Québec. Pour mener à bien ce projet d'envergure, Boralex a annoncé qu'elle s'associera avec RES afin de mettre à contribution leur expérience et savoir-faire respectif dans le développement, la conception et la construction de projets en énergie renouvelable. Les parties ont commencé à tenir des consultations publiques en octobre 2016, leur permettant ainsi d'informer la communauté et les principaux intervenants du milieu et de comprendre leurs intérêts, afin d'en tenir compte dans l'élaboration du projet de parc éolien. Ces consultations, en amont du projet, permettront de le bonifier en augmentant la connaissance du territoire et son utilisation, en plus de prendre en considération les commentaires des parties intéressées dès les premières étapes de développement. Toutefois, le nouveau gouvernement de la province de Québec élu le 1^{er} octobre 2018, a décidé de suspendre le projet éolien Apuiat tant qu'Hydro-Québec serait en situation de surplus d'électricité.

Le 16 septembre 2016, Boralex a annoncé qu'elle avait acquis un portefeuille de projets de production d'énergie éolienne situé en France et en Écosse (Royaume-Uni) pour une puissance installée d'environ 200 MW, ainsi que des terrains pour la construction de parcs éoliens, en contrepartie de la somme en espèces totale de 104 M\$ (70 M€). La transaction porte sur un portefeuille de projets comprenant : (i) un projet de 51 MW en Bretagne (France), dont la construction a débuté en novembre 2016 avant d'être interrompue en juillet 2017 suite à l'annulation des permis de construction du projet par le Tribunal administratif de Rennes (voir la rubrique 12 pour obtenir des renseignements supplémentaires), (ii) un projet de 24 MW à un stade avancé de développement en Écosse, et (iii) 126 MW de projets à des stades préliminaires de développement en Écosse. Elle a aussi annoncé qu'elle était en pourparlers avec BNP Paribas en vue de l'obtention d'un prêt-relais de près de 64 M\$ (46 M€) portant intérêt à un taux variable de 0,84 % au 31 décembre 2017, lequel prêt-relais a par ailleurs clôturé le 18 novembre 2016 et venait à échéance en décembre 2018. Le 29 novembre 2016, la Société a prélevé la première tranche, qui s'est élevée à 24 M\$ (17 M€). Le 23 décembre 2016, Boralex a prélevé la deuxième tranche, qui s'élevait à 40 M\$ (29 M€). 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 a par la suite été remboursée par anticipation le 7 janvier 2019 suite à la vente de l'actif sous-jacent (Groupement forestier des bois de l'avenir).

Le 25 octobre 2016, Boralex a annoncé la clôture du financement des parcs éoliens de Mont de Bagny (24 MW), Artois (23 MW) et Voie des Monts (10 MW) en France, pour un montant total de 142 M\$ (100 M€), incluant 11 M€ au titre du financement de la taxe sur la valeur ajoutée récupérable. Le financement a été assuré par le Crédit Industriel et Commercial (groupe crédit mutuel) et BPI France Financement. Le financement se compose d'une tranche à taux fixe amortie sur 9 ans de 52 M€ et d'une tranche à taux variable amortie sur une période de 15 ans de 37 M€. La mise en service pour chacun des projets éoliens Mont de Bagny et Voie des Monts a eu lieu, respectivement, le 1^{er} août 2017 et le 10 juillet 2017, tandis que celle du projet éolien Artois a eu lieu le 21 novembre 2017.

Le 8 décembre 2016, Boralex a annoncé qu'elle avait procédé à la signature d'ententes exécutoires définitives pour acquérir la totalité de l'intérêt d'Enercon dans le projet NRWF (230 MW) en Ontario. Le 18 janvier 2017, Boralex a procédé à la clôture de l'acquisition de l'intérêt d'Enercon dans le projet NRWF. Voir cette rubrique 5, au sous-onglet « 2017 », pour obtenir des renseignements supplémentaires.

Le 15 décembre 2016, Boralex a annoncé avoir créé Alberta Renewable Power Limited Partnership, un partenariat créé avec *Alberta Wind Energy Corporation*, dans le but de profiter de l'expérience mutuelle de chacune des parties dans le développement de projets d'énergie éolienne et solaire en Alberta. En date du 31 décembre 2018, Boralex détenait 55,17 % d'Alberta Renewable Power Limited Partnership.

Le 16 décembre 2016, Boralex a annoncé qu'elle avait procédé à la clôture du financement sous forme de prêt à long terme de 74 M\$ qu'elle a obtenu pour son projet hydroélectrique Yellow Falls totalisant 16 MW. Le projet Yellow Falls est situé sur la rivière Mattagami, à Yellow Falls, près de la ville de Smooth Rock Falls, en Ontario, au Canada. Le financement comprend une tranche à court terme de 9 M\$ amortie en totalité sur 10 ans et une tranche à long terme de 65 M\$ qui commencera à être amortie sur une période de 29 ans à partir du remboursement de l'obligation à court terme. Une fois que la centrale aura été mise en service, elle sera exploitée conformément à un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 40 ans conclu avec l'IESO (incluant 4 options de renouvellement de 5 ans chacune au gré de Boralex). Le 3 octobre 2018, la Société a remis à l'IESO tous les documents requis afin que la centrale 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.

Le 23 décembre 2016, Boralex a annoncé la mise en service commerciale de la première phase du projet éolien Plateau de Savernat situé dans la région Auvergne-Rhône-Alpes sur les communes de Lamais, de Quinssaines (communauté d'agglomération montluçonnaise) et de Saint-Martinien (communauté de communes de Pays d'Huriel). Ce projet comprend six éoliennes totalisant 12 MW de puissance installée. Deux autres éoliennes sont venues compléter le parc en mars 2017 dans une seconde phase de construction, augmentant ainsi sa puissance à 16 MW. Le projet est doté d'un contrat d'achat d'électricité avec EDF d'une durée de 15 ans.

2017

Le 18 janvier 2017, Boralex a annoncé la clôture de l'acquisition de la totalité de l'intérêt d'Enercon dans le projet NRWF, pour une considération totale de 233 M\$, sujet à certains ajustements de prix. Implanté dans la municipalité de Niagara, canton de West Lincoln, ville de Wainfleet, comté d'Haldimand en Ontario, le projet NRWF avait été mis en service le 2 novembre 2016, totalise 230 MW et est composé de 77 turbines Enercon E-101.

La participation de Boralex dans le projet NRWF donne droit à la quasi-totalité des rentrées de fonds nettes que l'on prévoit tirer du projet pendant la durée du contrat d'approvisionnement en électricité. Le projet a été développé par Enercon et Boralex en partenariat avec Six Nations of the Grand River (« Six Nations »). La propriété du projet est structurée de manière à procurer (i) à 9710612 Canada Limited (« Six Nations Corp. »), filiale en propriété exclusive de Six Nations, et à Boralex une participation en capitaux propres de 50 %, respectivement, dans FWRN LP, qui est propriétaire de l'actif incorporel du projet, y compris le contrat d'approvisionnement en électricité, et (ii) à Boralex une participation en capitaux propres de 100 % dans NR Capital General Partnership (« NR Capital GP »), qui est propriétaire des infrastructures et les loue à FWRN LP. La participation en capitaux propres de Six Nations Corp. dans FWRN LP a été financée au moyen d'un prêt sans recours consenti par Enercon et assumé par une filiale de Boralex concurremment à l'acquisition du projet NRWF. Ce prêt sera remboursé, avec intérêt, au moyen de la quote-part de Six Nations Corp. dans les distributions que FWRN LP versera pendant la durée de 20 ans du contrat de tarifs de rachat garantis. Ainsi, la participation de Boralex dans le projet donne droit à la quasi-totalité des rentrées de fonds nettes que l'on prévoit tirer du projet pendant la durée du contrat d'approvisionnement en électricité. Une fois le bail d'une durée de 20 ans conclu entre NR Capital GP et FWRN LP expiré, on prévoit que les infrastructures seront retransférées à FWRN LP dans le cadre de l'option d'achat détenue par FWRN LP pour ces infrastructures au prix d'un dollar.

Le projet NRWF bénéficie notamment (i) d'un contrat d'approvisionnement en électricité à taux fixe d'une durée de 20 ans avec l'IESO, ce qui lui permettra d'obtenir un revenu prévisible et récurrent du projet, et (ii) d'un financement de projet senior totalisant 826 M\$ provenant d'un club d'institutions financières internationales. L'acquisition de l'intérêt économique d'Enercon dans le projet NRWF a ajouté 230 MW d'énergie propre au portfolio éolien de Boralex, et représente aujourd'hui le plus grand actif de Boralex.

Pour financer l'acquisition du projet NRWF, Boralex a notamment augmenté la capacité de sa facilité de crédit rotative corporative de 100 M\$ (à 400 M\$, excluant la facilité de lettres de crédit de 60M\$), et a procédé, le 23 décembre 2016, à une offre publique de 10 361 500 reçus de souscription de Boralex au prix de 16,65 \$ chacun, pour un total de 173 M\$. Les reçus de souscriptions ont été convertis en 10 361 500 actions de catégorie A de Boralex lors de la clôture de l'acquisition du projet NRWF, le 18 janvier 2017. L'offre publique a été complétée sur la base d'une prise ferme des reçus de souscription par un syndicat de preneurs fermes mené par la Financière Banque Nationale Inc. et RBC Marchés des capitaux.

Le 30 janvier 2017, Boralex a annoncé la mise en service commerciale, effective depuis le 9 décembre 2016, du parc éolien Port Ryerse situé sur des terres privées à l'est du hameau de Port Ryerse dans le comté de Norfolk en Ontario. Représentant un investissement d'environ 37 M\$, ce projet comprend 4 éoliennes, totalisant 10 MW de puissance installée, et est doté d'un contrat d'achat d'électricité de 20 ans avec l'IESO. Le 7 février 2017, Boralex a acquis la participation de 25 % d'UDI Renewables Corporation dans Port Ryerse Wind Farm Limited Partnership, faisant de Boralex l'unique propriétaire du projet. Le 22 février 2017, Boralex a annoncé la clôture d'un financement à long terme visant le parc éolien de Port Ryerse, pour un montant de 33 M\$, fourni par la DZ Bank AG Deutsche Zentral-Genossenschaftsbank (New York Branch). Le financement comprend une facilité de lettre de crédit de 2 M\$ et une tranche à long terme de 31 M\$ amortie sur une période de 18 ans à un taux d'intérêt de 3,89 %.

Le 14 mars 2017, Boralex a annoncé l'ajout de la Société à l'indice composé S&P/TSX, qui est considéré comme l'un des principaux indices de références dans le marché des actions canadiennes.

Le 27 juillet 2017, Boralex a annoncé que la Caisse de dépôt et placement du Québec (la « Caisse ») avait complété l'acquisition de la totalité des actions ordinaires de catégories A de Boralex détenues par Cascades inc. représentant 17,3 % des actions en circulation, pour un montant de 288 M\$, devenant ainsi le principal actionnaire de la Société. En date du 31 décembre 2018, la Caisse détenait 19,9 % des actions ordinaires de catégories A de la Société. En même temps que cette opération, Boralex et la Caisse ont conclu une convention de droits de l'investisseur aux termes de laquelle, notamment, la Caisse peut nommer deux administrateurs indépendants au conseil d'administration de Boralex et dispose de droits de maintien en cas d'émissions supplémentaires d'actions, sous réserve des exceptions habituelles. Dans le cadre de cette transaction, la Société a aussi convenu d'explorer avec la Caisse des occasions de partenariat relativement à des investissements dans des projets à être développés par Boralex, en ligne avec sa stratégie de croissance. Voir la rubrique 15, « Contrats importants » pour obtenir des renseignements supplémentaires.

Le 31 juillet 2017, Boralex a annoncé la clôture d'un financement visant le projet de parc éolien Chemin de Grès dans le département du Nord (France) pour un montant de 68 M\$ (46 M€). Le financement à long terme de ce parc éolien de 30 MW situé dans les communes de Viesly et Saint-Python est fourni par un syndicat de prêteurs mené par Crédit Industriel et Commercial, agissant notamment comme arrangeur, agent, prêteur et banque de couverture, Bpifrance Financement, en qualité de prêteur, et Arkea Banque Entreprise et Institutionnels, en qualité de banque de couverture. Le financement comprend, entre autres, un financement hors taxe long terme d'un montant de 59 M\$ (40 M€) et un financement crédit TVA d'un montant de 9 M\$ (6 M€). Considérant les ententes de couverture de taux d'intérêts mises en place, le prêt de 40 M€ portera intérêt à un taux moyen d'environ 2,11 %. Il sera amorti sur une durée de 15 ans. La mise en exploitation du projet éolien Chemin de Grès a eu lieu le 6 décembre 2017.

Le 7 août 2017, Boralex a annoncé la mise en service commerciale des parcs éoliens de Voie des Monts le 10 juillet 2017 (10 MW) et de Mont de Bagny le 1^{er} août 2017 (24 MW), respectivement situés dans le département de l'Aisne et dans le département du Nord, en France.

Le 17 octobre 2017, Boralex a annoncé la signature d'un accord de partenariat en parts égales avec la société britannique Infinergy. Le partenariat a pour objectif le développement d'un portefeuille de projets éoliens terrestres d'une puissance totale estimée à 325 MW, soit dix projets variant de 4 à 80 MW et principalement situés en Écosse. Le partenariat permettra à Boralex de procéder à l'acquisition ou à la revente des projets au cours des prochaines années. Les projets se trouvent à différentes étapes de développement, certains étant à la phase de prospection alors que d'autres pourraient sous peu obtenir leur autorisation complète.

Le 24 novembre 2017, Boralex a annoncé la clôture d'un financement de 53 M\$ pour le parc éolien Moose Lake (15 MW) situé dans la région de Peace, au nord-ouest de Tumbler Ridge, en Colombie-Britannique. Le financement à long terme du site éolien Moose Lake est assuré par KfW IPEX-Bank GmbH. Le financement comprend une facilité de lettres de crédit de 2 M\$ et une tranche à long terme de 51 M\$ à un taux d'intérêt global de 4,88 %. Une partie de la tranche à long terme porte intérêt à un taux fixé dans le cadre d'une entente de couverture de taux d'intérêt. L'un des premiers financements du marché canadien de l'éolien à afficher cette caractéristique, la tranche à long terme sera entièrement amortie sur une période de 25 ans à compter de la date de mise en service commerciale du projet, prévue pour le premier semestre de 2019. Le projet Moose Lake est doté d'un contrat d'achat d'électricité de 40 ans avec BC Hydro.

Le 15 décembre 2017, Boralex a annoncé la mise en service commerciale, effective depuis le 21 novembre 2017, du parc éolien de l'Artois (23 MW) et la mise en service commerciale, effective depuis le 6 décembre 2017, du parc éolien Chemin de Grès (30 MW), respectivement situé dans le département de l'Aisne et dans le département du Nord, en France.

La durée initiale du contrat d'approvisionnement en électricité de la centrale Ocean Falls venait à échéance le 30 juin 2016, et a depuis été prolongée à trois reprises par les parties pour des périodes additionnelles d'un an, soit jusqu'au 30 juin 2019, afin de poursuivre les négociations pour son renouvellement. En date des présentes, les négociations entre la Société et BC Hydro ont toujours lieu pour renouveler le contrat de gré à gré.

Le 22 décembre 2017, Boralex a clôturé une facilité de crédit englobant les parcs éoliens Inter Deux Bos (33 MW), Côteaux du Blaiseron (26 MW), Le Pelon (10 MW), Hauts de Comble (20 MW) et Sources de l'Ancre (23 MW) en France, pour un montant total de 235 M\$ (156 M€), incluant un montant de 30 M\$ (20 M€) au titre de financement relais de la taxe sur la valeur ajoutée. Le financement a été assuré par le Crédit Industriel et Commercial, Auxifip, Caisse Régionale de Crédit Agricole Mutuel Nord de France et BPI France Financement. Le financement se compose d'une tranche à taux fixe amortie sur 15 ans de 164 M\$ (109 M€) et d'une tranche à taux variable amortie sur une période de 15 ans de 41 M\$ (27 M€). Le taux d'intérêt combiné est d'environ 2,60 %.

2018

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

Le même jour, Boralex a confirmé un investissement conjoint de la Caisse et du Fonds de solidarité FTQ (le « Fonds ») dans la Société, pour un montant total de 200 M\$ sous forme de dette subordonnée non garantie d'une échéance de dix (10) ans. L'investissement est réalisé par la Caisse, par le biais de sa filiale CDPQ Revenu Fixe inc., qui investit un montant de 170 M\$, auquel s'ajoute un montant de 30 M\$ du Fonds. Cet investissement de 200 M\$ (« Tranche A ») pourrait sous certaines conditions être bonifié d'un montant supplémentaire de 100 M\$ (« Tranche B »), lequel sera disponible pour une période de 12 mois après la clôture financière. Dans l'éventualité où la Tranche B était réalisée, celle-ci le serait alors aux mêmes termes et conditions que la Tranche A à l'exception du taux d'intérêt qui refléterait alors la courbe de taux d'intérêt prévalant au moment du tirage. La Tranche B a été réalisée le 24 juillet 2018 dans le cadre de l'acquisition de Kallista. La Tranche A du prêt portera intérêt à un taux concurrentiel du marché, payable semestriellement et en vertu de l'entente de prêt, aucun remboursement de capital n'est prévu avant l'échéance du 29 mars 2028.

Le 8 mai 2018, le conseil d'administration de la Société a autorisé une augmentation du dividende de 5 % sur une base annualisée, soit de 0,60 \$ à 0,63 \$ par action ordinaire. Un dividende trimestriel majoré de 0,15 \$ à 0,1575 \$ par action ordinaire a été versé le 15 juin 2018.

Le 20 juin 2018, la Société a annoncé la clôture de la transaction visant l'acquisition de la totalité des actions en circulation de Kallista Energy Investment SAS (« Kallista »), pour une contrepartie en espèces globale pour les actions de 121 M\$ (78 M€) et la prise en charge de dette-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 à Kallista et un prêt de 8 M\$ (6 M€) pour un total de 86 M\$ (56 M€). Le portefeuille des projets acquis se compose de projets éoliens de 163 MW en exploitation, dont la durée de vie moyenne pondérée restante est de huit ans sous contrat, d'un projet prêt à construire de 10 MW et d'un portefeuille de projets en développement totalisant 158 MW. La considération a été versée entièrement au comptant grâce à l'utilisation de la facilité de crédit rotatif existante de Boralex. Afin de financer à plus long terme cette acquisition, Boralex a utilisé un montant de 100 M\$ disponible au titre de la Tranche B de la convention de crédit subordonnée mise en place le 29 mars 2018. Conformément à une demande de dispense sous régime de passeport présentée par la Société conformément à l'Instruction générale 11-203 relative au traitement des demandes de dispense

dans plusieurs territoires, la Société a obtenu une dispense en date du 13 juin 2018 de la part des autorités en valeurs mobilières de chaque province du Canada de déposer une déclaration d'acquisition d'entreprise conformément à l'Annexe 51-102A4.

Le 20 juin 2018, Boralex a également annoncé la signature de conventions exécutoires avec des membres du groupe d'Invenergy Renewables LLC (« Invenergy ») visant l'acquisition de la totalité de la participation financière d'Invenergy dans 5 parcs éoliens au Québec (201 MW) pour une contrepartie totale en espèces de 216 M\$, sous réserve d'ajustements prévus par les conventions d'acquisition. Situés dans la MRC d'Avignon et dans la MRC des Appalaches dans l'est du Québec, les projets sont entrés en service entre mars 2012 et décembre 2016 et sont munis de turbines Enercon et GE. Les projets bénéficient de contrats d'achat d'électricité à long terme conclus avec Hydro-Québec Distribution et expirant entre 2032 et 2041.

Les projets visés par cette acquisition sont les projets de parc éolien Des Moulins I (136 MW), Des Moulins II (21 MW) et Le Plateau I (139 MW), chacun détenus indirectement par la Caisse à hauteur de 49 %, et Le Plateau II (21 MW) et Roncevaux (75 MW), détenus par des partenaires locaux à hauteur de 40,04 % et de 50 % respectivement.

Pour financer cette acquisition, Boralex a conclu une entente avec Financière Banque Nationale Inc. et RBC Marchés des Capitaux, pour le compte d'un consortium de preneurs fermes, en vue d'émettre et de vendre, par voie de prise ferme, des reçus de souscription (ou des actions de catégorie A de Boralex). L'entente prévoit notamment l'émission de 8 911 000 reçus de souscription au prix de 20,20 \$ chacun pour un produit brut de 180 M\$ et d'au plus 207 M\$ dans l'éventualité où les preneurs fermes exercent leur option de surallocation. En plus de ce placement public, Boralex a également conclu une convention de souscription avec la Caisse aux termes de laquelle la Caisse a fait l'acquisition, par voie de placement privé, de 2 228 000 reçus de souscription au prix de 20,20 \$ par reçu de souscription du placement privé, pour un produit brut total de 45 M\$ et d'au plus 52,76 M\$ dans l'éventualité où la Caisse exerce son option d'acquiescer des reçus de souscription du placement privé supplémentaires simultanément et proportionnellement à l'exercice de l'option de surallocation par les preneurs fermes.

Le 11 juillet 2018, Boralex a annoncé la clôture de ce placement public de reçus de souscription pour un produit brut d'environ 207 M\$, compte tenu de l'exercice intégral de l'option de surallocation par les preneurs fermes. Boralex a aussi annoncé la clôture du placement privé concomitant de reçus de souscription de Boralex en faveur de la Caisse pour un produit brut d'environ 52 M\$, compte tenu de l'exercice intégral de l'option du placement privé par la Caisse. Le produit net total du placement public et du placement privé a été affecté par Boralex au règlement du prix d'achat de l'acquisition des participations d'Invenergy dans cinq parcs au Québec s'élevant à 216 M\$. Le solde résultant de l'exercice de l'option de surallocation et de l'option du placement privé a été affecté au remboursement de la dette aux termes de la facilité de crédit renouvelable et aux besoins généraux du fonds de roulement de la Société.

Le 22 août 2018, la Société et ses partenaires de la Nation innue ont annoncé être arrivés à une entente aux termes des négociations avec Hydro-Québec au sujet du projet Apuiat de 200 MW. Ces négociations se sont conclues par un projet de contrat d'achat d'électricité. Par respect pour leur gouvernance respective et en anticipation des élections provinciales, les parties à la table de négociation ont convenu de suspendre les démarches liées aux étapes finales menant à l'approbation et à la signature du contrat d'achat d'électricité. Ce projet de contrat d'achat d'électricité devait être soumis à leur conseil d'administration respectif après la tenue des élections provinciales. Le nouveau gouvernement de la province de Québec élu le 1^{er} octobre 2018, a décidé de suspendre le projet éolien Apuiat tant qu'Hydro-Québec serait en situation de surplus d'électricité.

Le 6 septembre 2018, Boralex a annoncé s'être fait attribuer deux projets soumis à l'appel d'offres éolien terrestre de juin 2018, en France pour un total de 49 MW. En plus du projet du parc éolien de Santerre (14 MW), situé dans le département de la Somme, Boralex se voit attribuer le renouvellement du parc éolien de Cham Longe (35 MW) dans le département de l'Ardèche.

Le 14 septembre 2018, Boralex a annoncé la clôture de l'acquisition de toutes les participations financières d'Invenergy dans 5 parcs éoliens au Québec pour une contrepartie totale en espèces de 216 M\$, sous réserve d'ajustements du prix d'achat postérieurs à la clôture prévus par les conventions d'acquisition. Boralex est du même coup devenu le nouveau gestionnaire des sites en prenant en charge les conventions de gestion des installations et, à ce titre, elle gèrera les activités et les affaires quotidiennes des projets. Compte tenu de la clôture de l'acquisition, chaque reçu de souscription émis en vertu du placement public auprès des preneurs fermes et du placement privé auprès de la Caisse a été échangé contre une action ordinaire de catégorie A de Boralex. En lien avec cette acquisition, la Société a déposé une déclaration d'acquisition d'entreprise conformément à l'Annexe 51-102A4 le 23 novembre 2018.

Dans la foulée de la signature des conventions pour l'acquisition des participations d'Invenergy dans cinq parcs éoliens au Québec le 20 juin 2018, le conseil d'administration de Boralex avait autorisé, conditionnellement à la clôture de la transaction, une augmentation de 4,8 % du dividende annuel, le faisant passer de 0,63 \$ à 0,66 \$ par action (ou du dividende trimestriel qui est passé de 0,1575 \$ à 0,1650 \$ par action). Cette deuxième augmentation est donc entrée en vigueur le 14 septembre 2018. Un dividende trimestriel de 0,1575 \$ par action ordinaire a été déclaré et versé le 18 septembre 2018 aux porteurs inscrits à la fermeture des marchés le 31 août 2018.

Le 6 novembre 2018, Boralex a annoncé la mise en service commerciale du parc éolien Inter Deux Bos (33 MW) situé dans le département du Pas-de-Calais en France. Le parc éolien est doté d'un contrat d'achat d'électricité à prix indexé avec EDF pour une durée de 15 ans, entré en vigueur le 24 septembre 2018.

Le 6 décembre 2018, Boralex a annoncé la mise en service commerciale des parcs Noyers Bucamps (10 MW), Hauts de Comble (20 MW) et Côteaux du Blaiseron (26 MW), tous situés dans le Nord-Est de la France. Ces parcs éoliens Noyers Bucamps, Hauts de Comble et Côteaux du Blaiseron sont dotés d'un contrat d'achat d'électricité à prix indexé avec EDF pour une durée de 15 ans, qui sont respectivement entrés en vigueur le 1^{er}, le 5 et le 9 novembre 2018.

Le 12 décembre 2018, Boralex a annoncé la nomination de M. Bruno Guilmette au poste de vice-président et chef de la direction financière à compter du 14 janvier 2019. Il succède ainsi à M. Jean-François Thibodeau, qui prendra sa retraite à la fin du mois de mars 2019.

Le 30 janvier 2019, la Société a annoncé la mise en service commerciale des parcs éolien Sources de l'Ancre (23 MW) et Le Pelon (10 MW), respectivement situés dans le département de la Somme et dans le département des Deux Sèvres en France. Ils sont tous deux dotés d'un contrat d'achat d'électricité avec EDF d'une durée de 15 ans. En raison de restrictions administratives, les contrats d'achat d'énergie sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2019. Par contre, les sites étaient opérationnels en date du 31 décembre 2018 et sont donc considérés comme ayant été en service en 2018.

6. Description de l'activité

Principales informations financières

	IFRS		Combiné ⁽⁴⁾	
	2018	2017	2018	2017
En millions de dollars, sauf indication contraire				
PUISSANCE INSTALLÉE (MW)	1 942	1 456	1 942	1 456
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (GWh)	3 415	3 129	4 152	3 675
Sites éoliens	2 581	2 204	3 318	2 750
Centrales hydroélectriques	648	729	648	729
Centrales thermiques	166	173	166	173
Sites solaires	20	23	20	23
FAITS SAILLANTS FINANCIERS				
Produits de la vente d'énergie	471	414	549	473
Sites éoliens	385	315	463	374
Centrales hydroélectriques	49	65	49	65
Centrales thermiques	31	28	31	28
Sites solaires	6	6	6	6
BAIIA(A)⁽¹⁾	298	276	354	319
Sites éoliens	310	261	363	301
Centrales hydroélectriques	33	49	33	49
Centrales thermiques	7	8	7	8
Sites solaires	5	4	5	4
Corporatif et éliminations	(57)	(46)	(54)	(43)
Résultat net	(44)	10	(44)	10
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	(36)	22	(36)	22
Résultat net par action (de base et dilué) attribuable aux actionnaires de Boralex (en dollars)	(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⁽²⁾	192	195	208	210
SITUATION FINANCIÈRE				
Total de l'actif	4 746	3 926	5 404	4 288
Emprunts ⁽³⁾	3 271	2 642	3 855	2 954

⁽¹⁾ Le BAIIA(A) représente les bénéfices avant impôt, intérêt et amortissement, ajustés pour inclure d'autres éléments, tels que les frais d'acquisition, la perte nette sur instruments financiers et le gain de change. Cette mesure n'est pas conforme aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») et n'a pas un sens normalisé prescrit par les IFRS; toutefois la direction utilise cette mesure de performance pour évaluer et comparer le rendement de ses différents actifs. Voir les états financiers audités annuels de Boralex pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 et le rapport de gestion connexe, qui sont intégrés par renvoi aux présentes, pour obtenir de plus amples renseignements sur l'utilisation des mesures non conformes aux IFRS.

⁽²⁾ La marge brute d'autofinancement correspond aux flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation. Cette mesure n'est pas une mesure conforme aux IFRS et n'a pas un sens normalisé prescrit par les IFRS. Voir les états financiers audités annuels de Boralex pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 et le rapport de gestion connexe, qui sont intégrés par renvoi aux présentes, pour obtenir de plus amples renseignements sur l'utilisation des mesures non conformes aux IFRS.

⁽³⁾ Incluant les emprunts non courants et la part à moins d'un an des emprunts.

⁽⁴⁾ Le combiné (« Combiné ») présenté ci-dessus résulte de la combinaison de l'information financière de 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 au sein de 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* du rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 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.

Production indépendante d'électricité

Secteur de l'électricité au Canada

En vertu de la constitution canadienne, la production d'électricité par l'exploitation de ressources naturelles relève principalement de la compétence des provinces et des territoires. Par conséquent, le secteur de l'électricité du Canada est structuré selon des modèles provinciaux. Dans la plupart des provinces, le secteur est extrêmement intégré, la production, le transport et la distribution étant assurés en majeure partie par quelques grands services publics dominants. Bien que certains de ces services publics soient privés, la plupart sont des sociétés d'État.

Depuis la fin des années 1980, plusieurs provinces, notamment la Colombie-Britannique, l'Alberta, l'Ontario, le Québec, la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve, ont commencé à rechercher de nouvelles capacités de production auprès des producteurs d'électricité indépendants. Ces arrangements sont habituellement structurés aux termes de contrats d'achat d'électricité à long terme selon des tarifs prescrits ou déterminés à partir d'appels d'offres permettant aux producteurs d'électricité indépendants d'obtenir des rentrées de fonds déterminées qui tiennent compte de la valeur à long terme projetée de la capacité et de l'électricité pour le service public acheteur.

Bien que la quantité d'électricité produite au Canada par les producteurs d'électricité indépendants qui la vendent aux services publics ait été relativement faible à ce jour, au cours des dernières années, les planificateurs des besoins en électricité ont reconnu les avantages de projets électriques indépendants.

Au mois de juillet 2015, les premiers ministres des provinces et des territoires canadiens ont officiellement approuvé la *Stratégie canadienne de l'énergie* (la « Stratégie canadienne »), laquelle trace la voie pour façonner le développement durable de l'avenir énergétique du pays. La Stratégie canadienne expose plusieurs objectifs à atteindre, dont le maintien du plus haut degré de sauvegarde et de protection de l'environnement, notamment en tenant compte des changements climatiques et en réduisant globalement les émissions de gaz à effet de serre par le soutien de l'exploitation de sources d'énergie renouvelable, verte et/ou plus propre afin de répondre à la demande future et de contribuer aux objectifs et aux priorités sur le plan environnemental.

Par ailleurs, la *Déclaration nationale du Canada* énoncée le 30 novembre 2015 à Paris dans le cadre de la COP21 (21^e Conférence des Parties sur les changements climatiques) aborde dans le même sens que la Stratégie canadienne. Notamment, par la volonté du Canada d'appuyer les initiatives d'efficacité énergétique, l'électricité et les technologies de transport propres.

Finalement, le 29 juin 2016, le premier ministre du Canada, le président des États-Unis et le président du Mexique ont conjointement annoncé l'objectif pour l'Amérique du Nord d'atteindre une production d'énergie propre à hauteur de 50 % d'ici 2025, notamment en développant et déployant de l'énergie propre, en innovant en cette matière et en misant sur l'efficacité énergétique.

Secteur de l'électricité au Québec

Aperçu

Traditionnellement, le secteur de la production d'électricité était monopolisé par les grands services publics réglementés. Les préoccupations environnementales, la croissance rapide de la demande d'électricité, l'augmentation des tarifs d'électricité, les percées technologiques et d'autres facteurs ont incité les gouvernements à formuler des politiques favorisant la fourniture d'électricité par des producteurs indépendants.

En prévision d'un accroissement considérable de la demande d'électricité produite au Québec, le gouvernement du Québec, par l'intermédiaire d'Hydro-Québec, a commencé à rechercher de la capacité de production auprès de producteurs d'électricité indépendants au début des années 1990 et s'est engagé, dans le cadre d'un certain nombre de contrats à long terme, à acheter l'électricité de tiers, habituellement aux termes d'une convention d'achat d'électricité. Hydro-Québec, société dont l'unique actionnaire est le gouvernement du Québec, est l'un des services publics d'électricité les plus importants en Amérique du Nord. Aux termes de sa loi constitutive, Hydro-Québec dispose de vastes pouvoirs en matière de production, de fourniture et de livraison d'électricité partout au Québec. Hydro-Québec a le mandat d'acheter toute l'électricité produite par les producteurs d'électricité indépendants du Québec. En juillet 2001, la Régie de l'énergie du Québec (la « Régie ») a approuvé le processus d'appel d'offres et d'adjudication de contrats et le code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres présentés par Hydro-Québec.

Cadre réglementaire

Depuis décembre 1996, la Régie a mis en place un cadre réglementaire pour la distribution d'électricité. Il en résulte qu'au Québec, les tarifs d'électricité sont assujettis à son approbation. Les activités de transport et de distribution d'Hydro-Québec sont assujetties à la forme traditionnelle de la réglementation axée sur le coût du service de ces activités. Pour ce qui est de la production d'électricité, la *Loi sur la Régie de l'énergie* énonce que le gouvernement du Québec doit dicter les conditions initiales de fixation des tarifs d'approvisionnement qui représentent la partie énergie de la facture de l'abonné.

La *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives* a été adoptée en juin 2000. Cette loi modifie la compétence de la Régie relativement à la tarification de l'électricité, permet une concurrence accrue sur le marché de l'électricité, assouplit le mode de fonctionnement de la Régie et élargit les sources de financement de celle-ci. Elle établit le processus d'établissement des tarifs et conditions applicables au transport et à la distribution de l'électricité.

La *Loi sur la Régie de l'énergie* fut également modifiée le 21 avril 2015 afin de suspendre la mise en place de tout mécanisme de partage des écarts de rendement par la Régie, jusqu'à ce que l'équilibre budgétaire soit atteint, et de prévoir qu'Hydro-Québec conservera tout écart de rendement établi par la Régie, lequel ne pourra plus être utilisé par la Régie pour fixer ou modifier les tarifs pour une année tarifaire subséquente. La même loi est également modifiée afin de réserver la fourniture d'électricité à la satisfaction des marchés québécois. Finalement, certaines dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie* furent modifiées par l'adoption de la *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives* (la « Loi 2030 ») en décembre 2016.

Le gouvernement du Québec a adopté, au mois de mai 2006, la stratégie énergétique du Québec (la « Stratégie ») qui définissait les buts à atteindre et les actions à entreprendre de 2006 à 2015. Par le biais de la Stratégie, le gouvernement avait décidé de relancer et d'accélérer le développement du patrimoine hydroélectrique du Québec avec la mise en œuvre de 4 500 MW de nouveaux projets. De plus, la Stratégie du gouvernement prévoyait le développement du potentiel existant d'énergie éolienne qui peut être intégré au réseau d'Hydro-Québec avec un objectif de 4 000 MW à l'horizon 2015. La Stratégie a été mise en œuvre législativement par diverses modifications aux lois et règlements en vigueur et le coût de l'électricité en sus de l'électricité patrimoniale (environ 165 TWh) a été établi au moyen d'appels d'offres régis par un processus et un code d'éthique soumis à l'approbation de la Régie qui en surveille également la conformité. Aux termes de ces appels d'offres, les contrats d'approvisionnement ont été octroyés en fonction du prix le plus bas et d'autres facteurs tels que les frais de transport applicables, et plus récemment la participation des communautés locales aux projets. Les contrats d'approvisionnement conclus par Hydro-Québec sont soumis à l'approbation préalable de la Régie. En 2003, Hydro-Québec a lancé une demande d'approvisionnement de 1 000 MW d'énergie éolienne, suivie d'une autre demande pour 2 000 MW en 2005 et une demande supplémentaire de 500 MW en 2009. En mai 2013, le gouvernement du Québec a annoncé l'attribution de 800 MW de nouveaux projets éoliens dont 150 MW étaient réservés aux communautés autochtones du regroupement Mi'gma'wewi Mawiwomi en vertu du projet de loi 25 sanctionné le 14 juin 2013 et 200 MW étaient réservés à Hydro-Québec Production. Les 450 MW restants ont été attribués par appel d'offres à des entités constituées par des partenariats entre les collectivités locales et les Premières Nations, et divisés comme suit : 300 MW pour des projets dans les régions de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent et 150 MW dans l'ensemble du Québec. Enfin, le 21 décembre 2015, le gouvernement du Québec a attribué les 200 MW restants de la Stratégie aux Premières Nations Innues. Par cette dernière attribution, le Gouvernement du Québec est venu compléter ses engagements en vertu de la Stratégie et a attribué un total de 4 000 MW d'énergie éolienne à des promoteurs indépendants. Le nouveau gouvernement de la province de Québec élu le 1^{er} octobre 2018, a décidé de suspendre le projet éolien Apuiat tant qu'Hydro-Québec serait en situation de surplus d'électricité.

Après consultation auprès des parties prenantes, le gouvernement du Québec a finalement décidé d'adopter une politique énergétique applicable jusqu'en 2030, et a adopté la Loi 2030, loi mettant notamment en œuvre la *Politique énergétique 2030* (la « Politique »). La Politique a pour principaux objectifs de (i) privilégier une économie faible en carbone, (ii) mettre en valeur de façon optimale les ressources énergétiques du Québec, (iii) favoriser une consommation responsable, (iv) tirer pleinement parti du potentiel de l'efficacité énergétique, et (v) stimuler la chaîne de l'innovation technologique et sociale. Le gouvernement du Québec s'est notamment donné comme objectif, à travers la Politique, d'augmenter de 25 % la production totale d'énergies renouvelables : d'ici 2030, le gouvernement du Québec vise à ce que 60,9 % de l'énergie utilisée par les consommateurs québécois soit de l'énergie renouvelable. Pour réussir à atteindre ses objectifs en matière d'énergie renouvelable, le gouvernement du Québec s'engage notamment à mobiliser les citoyens et entreprises pour opérer un réel changement, accroître ses investissements dans les énergies renouvelables et miser sur la force du partenariat par une participation soutenue sur la scène nationale et internationale.

À travers la Politique, le gouvernement du Québec a proposé la création d'un nouvel organisme, Transition énergétique Québec (« TéQ »), qui présentera un modèle d'encadrement et de livraison des services offerts en innovation, en efficacité et en substitution énergétiques. TéQ coordonne en une seule administration les services et les programmes offerts par les différents ministères et organismes et est responsable de tous les volets de la transition énergétique. Dans le but d'obtenir une plus grande cohérence et une plus grande efficacité des diverses interventions gouvernementales, l'élaboration d'un plan directeur remplace dorénavant les plans individuels par ministère. Fruit d'une vaste consultation publique et d'un travail concerté entre les grands distributeurs d'énergie, les ministères et organismes gouvernementaux et TéQ, le Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023 a été rendu public en juin 2018. Il présente 15 feuilles de route et des mesures qui permettront au Québec d'augmenter de 5% son efficacité énergétique pour atteindre une cible globale de 15 % en 2030 et de réduire sa consommation de produits pétroliers d'1 % par année d'ici à 2023. Le plan directeur de TéQ reconnaît l'apport des énergies renouvelables comme solution clé dans la transition énergétique pour réduire significativement les émissions de gaz à effet de serre. À noter que les mesures du plan directeur concernent tous les consommateurs d'énergie, petits et grands, du citoyen aux entreprises, en passant par les institutions et les municipalités.

Dans la Politique, le gouvernement du Québec, dans le but de mieux répondre aux enjeux économiques, sociaux et environnementaux des consommateurs, des producteurs et des distributeurs d'énergie, propose (i) d'introduire plus de souplesse et de proactivité dans la fixation des tarifs prévue dans la *Loi sur la Régie de l'énergie*, et (ii) de moderniser le processus d'autorisation des projets.

La Politique prévoit également que de nouveaux approvisionnements seront autorisés dans la mesure où ils permettent de maintenir une marge de manœuvre de l'ordre de 2,5 % des besoins annuels du Québec en électricité. En matière d'énergie éolienne, le gouvernement du Québec entend soutenir les entreprises québécoises afin qu'elles puissent tirer profit de l'ouverture de nouveaux marchés découlant de la hausse de la demande mondiale d'énergie éolienne. C'est dans ce contexte que s'inscrit la vision du développement éolien du gouvernement du Québec, qui souhaite que des parcs éoliens construits au Québec puissent répondre à des occasions d'affaires et exporter toute leur électricité vers les marchés nord-américains.

En juin 2017, le gouvernement du Québec a annoncé un plan d'action pour 2017-2020 découlant de sa politique énergétique 2030. En tout, 1,5 G\$ en investissement sont prévus pour permettre la réalisation des objectifs québécois en transition énergétique autour de 4 grandes orientations.

Hydroélectricité et énergie éolienne

Chacune des centrales hydroélectriques et éoliennes qu'exploite la Société au Québec fournit de l'électricité à Hydro-Québec aux termes d'une convention d'achat (ou d'approvisionnement) d'électricité conclue avec Hydro-Québec (« CAEHQ »), dont la durée initiale varie entre 20 et 25 ans. Aux termes de chaque CAEHQ, Hydro-Québec est tenue d'acheter toute l'énergie électrique mise à sa disposition par la centrale à compter de sa mise en service jusqu'à concurrence de l'énergie contractuelle annuelle. La centrale, quant à elle, doit fournir une certaine quantité d'énergie pendant chaque période de 12 mois consécutifs débutant le 1^{er} décembre de chaque année contractuelle.

Le prix d'achat est fondé sur le barème de tarification auquel adhère la centrale hydroélectrique parmi les suivants :

- a) la tarification unifiée, qui prévoit un tarif unique pour l'énergie livrée durant toute l'année; et
- b) la tarification à prime de puissance pour l'hiver, qui prévoit un tarif de base par kWh livré durant toute l'année, plus une prime de puissance d'hiver par kW livré durant l'hiver, jusqu'à concurrence de la puissance contractuelle.

Le prix d'achat de l'énergie éolienne est fixé selon la CAEHQ pour l'énergie rendue disponible durant toute l'année. Dans le cas de la majorité des centrales hydroélectriques, le prix d'achat de l'électricité est indexé le 1^{er} décembre ou le 1^{er} janvier de chaque année selon l'indice des prix à la consommation (l'« IPC »), habituellement sous réserve d'une augmentation minimale de 3 % et d'une augmentation maximale de 6 % par année. Pour les CAEHQ conclues à l'égard de l'énergie éolienne, il n'y a pas d'augmentation minimale et maximale. Le prix est généralement indexé à l'IPC dans une certaine proportion. Dans la plupart des cas, la CAEHQ de centrale hydroélectrique peut être renouvelée au moyen d'un préavis écrit de 12 mois à Hydro-Québec pour une période n'excédant pas la durée du contrat initial.

Pour ce qui est de la Société plus particulièrement, la durée initiale des CAEHQ des centrales de Beauport et Forestville est venue à expiration en mai et juin 2015 respectivement et un avis de renouvellement automatique a été transmis par la Société à Hydro-Québec afin de prolonger leur durée pour une période supplémentaire de 20 ans. Suite à ces avis, la Société et Hydro-Québec ont entrepris des négociations portant sur certaines modalités liées aux modalités et conditions applicables lors de la période de renouvellement. Boralex et Hydro-Québec ont signé, en décembre 2016, le renouvellement de ces CAEHQ dans lesquels un nouveau prix fixe a été établi et l'indexation est en ligne avec l'IPC.

Conformément à la *Loi sur le régime des eaux* (Québec), les centrales hydroélectriques du Québec sont assujetties à une redevance prévue par la loi payable au ministère des Ressources naturelles du Québec. Cette redevance est indexée annuellement en fonction de l'IPC.

Par ailleurs, le gouvernement du Québec a récemment adopté la Stratégie québécoise de l'eau 2017-2032. Un des principaux objectifs de cette stratégie est de mettre en valeur le potentiel de développement durable associé au secteur de l'eau au Québec.

Secteur de l'électricité en Colombie-Britannique

Cadre réglementaire

Les projets hydroélectriques en Colombie-Britannique combient environ 90 % des besoins en électricité de la province. Le principal fournisseur d'électricité en Colombie-Britannique est la société d'État BC Hydro. Celle-ci est réglementée par la *British Columbia Utilities Commission* (la « BCUC »). La BCUC est un organisme de réglementation indépendant soumis à la *Utilities Commission Act* (Colombie-Britannique). L'objectif principal de la BCUC est d'établir la réglementation relative au gaz naturel et à l'électricité pour la province. Au milieu de 2018, le gouvernement néo-démocrate de la Colombie-Britannique a annoncé que BC Hydro subirait un examen complet en deux volets. Le premier volet vise à trouver les économies, les efficacités, les nouveaux flux de revenus et les autres changements possibles pour contrôler l'augmentation du prix de l'électricité (le gouvernement néo-démocrate au pouvoir avait promis en campagne électorale de garder les coûts d'électricité bas). Le second volet verra la mise en place d'un comité d'experts chargés de formuler des recommandations qui aideront BC Hydro à se positionner de manière à maximiser les occasions offertes

par les changements que connaissent les secteurs mondial et régional de l'énergie, par l'évolution des technologies et par les actions climatiques. Ce deuxième volet reposera sur les stratégies du gouvernement néo-démocrate prévoyant une feuille de route prospective pour l'énergie et sur une nouvelle stratégie d'action climatique.

Depuis les années 1980, BC Hydro achète l'électricité de producteurs indépendants dans le but de satisfaire les besoins en électricité de la Colombie-Britannique. Afin d'acquérir de l'électricité provenant du secteur privé, principalement de producteurs indépendants, BC Hydro a recours soit à des appels d'offres, des offres standards ou des contrats de gré à gré. BC Hydro a récemment imposé un moratoire sur les nouveaux projets indépendants de centrales électriques dans l'attente du résultat de l'examen complet de BC Hydro mené par le gouvernement. Ce moratoire impose la suspension du programme d'offres d'achat permanent de BC Hydro.

Politique énergétique

En 2002, le gouvernement de la Colombie-Britannique a instauré le programme *Energy for Our Future : A Plan for BC* dont les pierres angulaires sont d'encourager de faibles tarifs d'électricité, d'assurer un approvisionnement sûr et fiable en énergie, d'engendrer davantage d'opportunités pour le secteur privé et de prioriser une responsabilité environnementale, et ce, en s'opposant aux sources d'énergie nucléaire. Le *BC Energy Plan : A Vision for Clean Energy Leadership* a été mis en place cinq ans après le plan initial et vise à promouvoir l'énergie propre en prévoyant, entre autres, que tous les nouveaux projets de production d'électricité ne doivent pas engendrer des émissions de gaz à effet de serre.

En 2010, l'Assemblée législative de la Colombie-Britannique a adopté la *Clean Energy Act*, qui vient établir les objectifs énergétiques de la province. Ces objectifs sont les suivants : (i) générer au moins 93 % de l'électricité en Colombie-Britannique à partir de ressources propres ou renouvelables (autres que l'électricité pour les installations qui liquéfient le gaz naturel pour l'exportation par bateau), (ii) atteindre l'autosuffisance en matière d'électricité d'ici 2016 et (iii) réduire les émissions de gaz à effet de serre. Cette loi vient également interdire de manière explicite les projets de production d'électricité sur certains cours d'eau.

En novembre 2013, BC Hydro a publié son *Integrated Resource Plan* (l'« IRP »), qui prévoit certaines mesures visant à répondre à l'augmentation prévue de la demande en électricité, notamment la construction de la centrale hydroélectrique du site C de 1 100 MW (le « Site C »). La construction du Site C a débuté à l'été 2015 et il est prévu qu'elle soit complétée en 2024. L'IRP prévoit, sur un horizon de 20 ans, les moyens que BC Hydro entend prendre pour répondre aux besoins futurs prévus de la province de manière fiable et économique grâce à la conservation et à l'acquisition de ressources de production et de transport suffisantes. En 2016, BC Hydro a revu l'IRP et mis à jour ses prévisions de la demande sur 20 ans et l'offre prévue. BC Hydro a établi que la province disposait d'assez d'électricité à offrir et qu'elle n'avait pas besoin de lancer un appel de propositions pour en obtenir davantage avant de commencer à élaborer son prochain IRP. Le prochain IRP de BC Hydro est censé porter sur les économies d'énergie à long terme grâce à la conservation; améliorer la compréhension du rôle des ressources d'énergie distribuée, comme l'énergie éolienne, l'énergie solaire et le stockage d'énergie; et porter sur le rôle de l'énergie propre dans la lutte au changement climatique et dans la mise en œuvre du *Climate Leadership Plan* de la province.

En 2016, la Colombie-Britannique a publié son *Climate Leadership Plan*, qui actualise le *Climate Action Plan* de 2008 et présente les politiques et les mesures nécessaires pour atteindre l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la province de 80 % sous le niveau de 2007 d'ici 2050. En décembre 2018, le nouveau gouvernement néo-démocrate de la Colombie-Britannique a publié un plan d'action climatique à long terme plus amplement actualisé et encore plus ambitieux, intitulé *CleanBC*, qui prévoit notamment que tous les nouveaux édifices devront afficher une consommation énergétique nette zéro d'ici 2032 et que toutes les nouvelles voitures vendues devront être zéro émission d'ici 2040. Le plan *CleanBC* cherche à faciliter l'atteinte des objectifs climatiques fixés législativement par la province, qui souhaite réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % sous le niveau de 2007 d'ici 2030.

Secteur de l'électricité en Ontario

Cadre réglementaire

Le cadre réglementaire pour un marché concurrentiel de l'électricité en Ontario a été créé en 1998 avec la promulgation de l'*Energy Competition Act, 1998*. Un nouveau cycle de restructuration de l'industrie a eu lieu en 2004 avec la promulgation de l'*Electricity Restructuring Act, 2004*. La structure du marché en résultant est généralement considérée comme un modèle « hybride », comprenant un marché de gros de l'énergie concurrentiel et l'acquisition et la réglementation de l'approvisionnement par le gouvernement. Le prix de l'électricité payé par les consommateurs se compose du coût de l'électricité établi sur le marché de gros, plus le « rajustement global ». Le rajustement global représente les paiements hors marché versés à l'*Ontario Power Generation* (l'« OPG »), dont la production est assujettie à des tarifs réglementés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO »), et à des producteurs et d'autres fournisseurs d'électricité (comme des fournisseurs de services de conservation et de gestion de la demande) sous contrat avec l'IESO. Le marché de gros de l'énergie est exploité par l'IESO, qui est également responsable de l'exploitation et de la fiabilité du système d'alimentation. Les transactions d'énergie dans le marché de gros sont réglées aux prix du marché, déterminés pour des intervalles d'expédition de cinq minutes sur la base des offres provenant des producteurs et des offres d'installations de charge de lissage. Le prix du marché est uniforme partout en Ontario et il détermine ce que les producteurs reçoivent pour l'électricité en gros. Les consommateurs sont facturés à la moyenne horaire pondérée des prix de marché de cinq minutes. Le rajustement global susmentionné dédommage les producteurs sous contrat avec l'IESO pour la différence entre les revenus du marché de l'IESO qu'ils reçoivent et le prix indiqué dans leur contrat.

La CEO est le tribunal administratif responsable de la réglementation et de la supervision des industries du gaz naturel et de l'électricité en Ontario. Elle exerce ses pouvoirs en vertu de la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario et de la Loi de 1998 sur l'électricité. La CEO détermine les tarifs facturés par les transporteurs et les distributeurs réglementés et ceux facturés par l'OPG pour la plupart de sa production. La CEO octroie aussi des permis à des acteurs du marché (y compris des émetteurs, distributeurs, producteurs, négociants et détaillants et l'IESO), approuve la construction de nouvelles installations de transport et de distribution et formule des codes et des règles pour régir la conduite des acteurs du marché. Le Comité de surveillance du marché de la CEO surveille les marchés de l'électricité et fait des rapports au ministre de l'Énergie sur l'efficacité de ces marchés. La CEO sert également à titre de tribunal d'appel de certaines décisions de l'IESO.

Le 1er janvier 2015, l'*Ontario Power Authority* (l'« OPA ») et l'IESO ont achevé leur regroupement et ont continué leurs opérations en tant que l'IESO. Avant le regroupement, l'OPA avait la responsabilité de planifier le réseau d'électricité intégré et, conformément à la directive du gouvernement, de contracter pour obtenir de nouvelles ressources d'approvisionnement et de conservation. L'IESO, en tant que successeur de l'OPA, est donc maintenant responsable de la planification du réseau d'électricité et est la contrepartie à un portefeuille de contrats d'achat d'électricité à long terme et d'autres contrats de l'OPA conclus avec des producteurs et d'autres fournisseurs de ressources, ainsi qu'aux contrats d'approvisionnement conclus dernièrement par l'IESO.

Depuis 2004, l'approvisionnement sous contrat a été largement acheté par l'OPA au moyen de procédures d'acquisition concurrentielles. L'OPA a ultérieurement institué des programmes d'offres d'achat permanents et, en 2008, un programme feed-in-tariff (« FIT ») de style européen pour l'achat de production d'énergie renouvelable. Le gouvernement ontarien a annoncé, en juin 2013, qu'il cesserait d'acheter de la capacité d'énergie renouvelable aux termes du programme FIT pour les grands projets. L'Ontario a plutôt mis en place le *Large Renewable Procurement* (le « LRP »), processus concurrentiel d'acquisition pour les grands projets d'énergie renouvelable (en général, de plus de 500 kW). La première phase de l'appel d'offres du LRP (le « LRP I RFP ») a été lancée en 2014. En mars 2016, après la conclusion du LRP I RFP, l'IESO a obtenu des contrats pour environ 300 MW d'énergie éolienne, 140 MW d'énergie solaire et 15 MW de production d'hydroélectricité. En septembre 2016, l'IESO a annulé les plans pour le LRP II, grâce auquel elle avait prévu se procurer une production d'au plus 1 000 MW supplémentaires d'énergie solaire, d'énergie éolienne et d'autres énergies renouvelables.

Des changements importants ont été apportés à la politique énergétique au cours de la dernière année et d'autres changements sont à prévoir, principalement en raison de l'élection du Parti progressiste-conservateur de l'Ontario au milieu de 2018. Le gouvernement conservateur a abrogé la Loi sur l'énergie verte, annulé des centaines de contrats préalables à la construction de centrales d'énergie renouvelable et stoppé les activités d'approvisionnement, éliminé le programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission et lancé une contestation de la taxe sur le carbone voulue par le gouvernement fédéral. Le gouvernement s'est également engagé à réduire la facture d'électricité des consommateurs d'au moins 12 %, possiblement par une réforme du rajustement global, qui impliquerait notamment le transfert d'une tranche du rajustement global à l'assiette fiscale de la province. Le gouvernement conservateur a endossé l'initiative de renouvellement du marché de l'IESO, qui vise à revitaliser substantiellement le marché de gros, notamment en développant un marché de capacité supplémentaire, en développant un marché à un jour et en introduisant une tarification au coût marginal en fonction du lieu. L'IESO prévoit commencer à mettre en œuvre son programme de renouvellement du marché au début de l'année 2021.

Secteur de l'électricité en France

Cadre réglementaire

Le secteur français de la production d'électricité a été nationalisé en 1946 avec la création d'une entreprise publique, EDF, qui détenait un monopole de production, transport, distribution et vente de l'électricité sur l'ensemble du pays, à quelques exceptions près (les « distributeurs non nationalisés » ou « DNN »). Dans le cadre de l'application du Traité de Rome (1957), traité fondateur de l'Union européenne (l'« UE »), le Conseil des ministres européens a approuvé en 1996 la directive 96/92/CE visant à supprimer les monopoles nationaux de production et de vente d'électricité et de gaz et à développer un marché européen de l'électricité, afin que, à terme, tout consommateur puisse choisir son fournisseur. La directive 96/92/CE a été transposée en droit français par la loi 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité (modifiée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie). En 2003, la directive 2003/54/CE a prévu d'achever l'ouverture à la concurrence et cela en deux étapes : le 1^{er} juillet 2004 pour les clients non résidentiels puis le 1^{er} juillet 2007 pour les clients résidentiels. La directive 2003/54/CE a été transposée en droit français par la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières et la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

Depuis la décision de 2007 du Conseil européen d'établir une « Politique énergétique et climatique intégrée », l'UE est devenue un acteur concerné dans le domaine de cette politique. Le 23 avril 2009, l'UE a convenu de cibles en matière de climat et d'énergie pour 2020, notamment que 20 % de la consommation d'énergie en Europe doit provenir de sources renouvelables. La directive européenne 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables établit comment atteindre cette cible en fixant des objectifs individuels en matière d'énergies renouvelables contraignants pour chaque État membre. Ces cibles sont maintenant collectivement appelées « Le paquet énergie-climat » ou les objectifs « 20-20-20 » (réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport au niveau de 1991, augmentation de 20 % de la part des énergies renouvelables et amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique).

Le 23 octobre 2014, les membres du Conseil de l'UE ont convenu de nouveaux objectifs pour 2030 en matière d'énergie renouvelable aux termes de la politique-cadre en matière de climat et d'énergie pour l'UE, qui comporte les principaux objectifs suivants pour l'UE :

1. Réduire de 40 % les émissions de gaz à effet de serre par rapport au niveau de 1990;
2. Faire passer à au moins 27 % la part des énergies renouvelables dans l'ensemble de l'UE (objectif contraignant).

Le 24 décembre 2018, l'UE a mis en place une nouvelle directive du Parlement européen et du Conseil européen relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (« Directive EnR »). Elle fixe un objectif contraignant de 32 % d'énergies renouvelables dans l'ensemble de l'UE en 2030. Les États européens doivent présenter un plan d'action compatible avec l'objectif commun qui sera analysé par la Commission européenne au cours de l'année 2019. La Directive EnR oblige notamment les États membres à prévoir entre 3 et 5 ans de visibilité pour l'organisation des appels d'offres (technologies éligibles, calendrier indicatif mis à jour tous les ans, fréquence des procédures de mise en concurrence, capacité prévue, budget et aide maximale par unité technologique). En outre, la Directive EnR laisse la possibilité aux États membres d'organiser des appels d'offres par technologie, rend impossible la rétroactivité des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et prévoit des procédures d'autorisation limitée à 3 ans (2 ans pour le renouvellement des installations ou « repowering »). Enfin, les États membres doivent faciliter le recours aux accords d'achat d'électricité renouvelable.

En France, la production d'énergie renouvelable devrait doubler d'ici 2030 (32 % de la consommation finale d'énergie), grâce à une réforme du système incitatif français, aux renouvellements des concessions de centrales hydroélectriques et à des appels d'offres. En outre, la France souhaite simplifier le cadre réglementaire des projets d'énergie renouvelable. D'ailleurs, la France a atteint son objectif de 15 GW de puissance installée en éolien terrestre fin 2018. De nouveaux objectifs pour 2023 et 2028 devront être validés au cours de l'année 2019 dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie dont la révision a été présentée par le gouvernement le 25 janvier 2019. Pour l'éolien terrestre, il est proposé 24,1 GW en 2023 et entre 34,1 et 35,6 GW en 2028. Pour le solaire, des objectifs de 20,6 GW en 2023 et entre 35,6 et 44,5 GW en 2028 sont proposés. Pour l'éolien en mer, des objectifs de 2,4 GW en 2023 et entre 4,7 et 5,2 GW en 2028 sont proposés.

La croissance dans le développement des projets d'électricité renouvelable en France découle de politiques nationales, qui utilisent notamment deux grands mécanismes d'aide. Il y a d'abord un règlement tarifaire comportant une obligation d'achat, qui soutient, entre autres énergies, la production de source éolienne, solaire, hydroélectrique, géothermique ou issue de la biomasse. Les prix du règlement tarifaire et leur durée d'application pour les différentes technologies sont établis par décrets du gouvernement. Ensuite, il existe un système d'appels d'offres pour les grands projets d'énergie renouvelable, soit pour l'éolien, à partir de 7 turbines, et pour le solaire photovoltaïque, 250 kW et plus.

Depuis le 1er juillet 2014, sous l'impulsion de la Commission Européenne et suite à la publication des « Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période « 2014-2020 » (2014/C 200/01) », les systèmes français de soutien pour les nouveaux projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables se sont graduellement distancés du système actuel de règlement tarifaire pour adopter un type de soutien fondé sur le marché. En plus de l'obligation d'achat d'électricité, réservée aux installations de taille « résidentielles », la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit pour les installations industrielles un mode de compensation aux termes duquel les producteurs qui vendent de l'électricité de sources renouvelables sur le marché aux prix du marché reçoivent un complément de rémunération leur permettant d'atteindre un prix cible. Toutefois, les projets existants qui bénéficient du régime d'aide continueront d'en profiter pour le reste de la période définie afin d'éviter les changements rétroactifs et les effets déstabilisants.

Pour l'éolien terrestre, le système tarifaire (établi par l'arrêté tarifaire du 17 juin 2014 fixant « les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre ») a été remplacé le 13 décembre 2016 par le mécanisme de complément de rémunération. Depuis 2017, les nouveaux projets peuvent bénéficier de ce nouveau mécanisme en guichet ouvert pour des projets jusqu'à 6 turbines, avec toutefois un critère de hauteur maximale qui devrait être ajouté en 2019. Au-delà, l'attribution du mécanisme de complément de rémunération sera faite via des appels d'offres trisannuels avec deux tranches par an. La tranche la plus récente s'est clôturée en juin 2018.

Pour le solaire, un système d'appels d'offres trisannuels avec deux tranches par an est en place pour les nouveaux projets au sol afin que ces derniers puissent bénéficier du mécanisme de complément de rémunération. La tranche la plus récente s'est clôturée en décembre 2018.

Parallèlement, sous l'impulsion de l'UE, un premier appel d'offres pilote multi-énergies mêlant éolien et solaire a été lancé et attribué uniquement à des projets solaires en septembre 2018. Suite à la nouvelle Directive EnR, le Ministère de la Transition écologique et solidaire ne souhaite pas poursuivre ces appels d'offres.

Secteur de l'électricité aux États-Unis

Cadre réglementaire

La *Federal Energy Regulatory Commission* (« FERC ») réglemente le transport de l'électricité et la vente en gros d'électricité dans le commerce entre États. La FERC octroie également des permis aux projets hydroélectriques, y compris les projets situés sur les eaux navigables ou qui ont une incidence sur la navigation en aval, qui sont régis par la Partie I de la *Federal Power Act* (la « FPA ») et en effectue l'inspection.

La FERC est également responsable de la mise en application de la *Public Utility Regulatory Policies Act of 1978* des États-Unis (la « PURPA »), qui a été adoptée en réaction à certaines préoccupations à l'égard du fait que les États-Unis dépendaient trop du pétrole étranger. La PURPA prévoit la fourniture d'électricité aux services publics par des centrales admissibles (les « centrales admissibles »). Les centrales admissibles comprennent a) des centrales de cogénération qui respectent certaines normes d'exploitation, d'efficacité et d'utilisation de la production d'énergie, et b) des centrales qui produisent de l'énergie électrique en utilisant des sources de combustibles spécifiques, incluant, comme source d'énergie principale, des ressources renouvelables et qui remplissent certains critères en matière d'utilisation de carburant et de taille maximale. Les centrales admissibles bénéficient des règles adoptées par la FERC qui obligent les services publics d'électricité à offrir de vendre de l'énergie électrique à ces centrales et à leur en acheter à des tarifs qui sont justes et raisonnables pour les consommateurs et ne créent pas de discrimination à l'endroit des centrales admissibles. Les services publics d'électricité sont également tenus de fournir une alimentation d'urgence aux centrales admissibles. Les centrales admissibles sont également dispensées de l'application de certains règlements et lois fédéraux et d'État qui régissent les services publics d'électricité traditionnels. La PURPA a accru la concurrence au sein du secteur américain de la vente en gros d'électricité, en créant une nouvelle catégorie de propriétaires et d'exploitants de centrales électriques qui ne sont pas des services publics.

La *United States Energy Policy Act of 1992* (l'« EPACT de 1992 ») a transformé encore davantage le marché de l'approvisionnement en électricité en gros entre les États. L'EPACT de 1992 a accru le pouvoir de la FERC d'obliger les services d'électricité publics à fournir des services de transport à accès ouvert à tous les producteurs d'électricité et vendeurs en gros d'électricité admissibles. L'EPACT de 1992 a également créé une nouvelle catégorie de producteurs d'électricité indépendants : les « producteurs de gros dispensés ».

Le marché de l'électricité de gros a été restructuré en profondeur au cours des années 1990. En 1996, la FERC a rendu l'ordonnance 888, exigeant que les services publics sous sa compétence dégroupent les fonctions de leurs entreprises de transport et de production et offrent un service de transport non discriminatoire à accès ouvert assujéti aux tarifs propres à ce type de service. En 2003, la FERC a rendu l'ordonnance 2003, qui a normalisé et rationalisé le processus d'interconnexion des producteurs en exigeant que les services publics sous sa compétence qui ont la propriété ou le contrôle d'installations de transport adoptent des procédures d'interconnexion normalisées et une entente d'interconnexion pro forma normalisée régissant l'interconnexion des « grands producteurs » (c'est-à-dire les producteurs d'une capacité de plus de 20 MW). En 2005, la FERC a rendu l'ordonnance 2006, qui exigeait l'adoption de procédures d'interconnexion normalisées et d'une entente d'interconnexion pro forma semblables pour les « petits producteurs » (c'est-à-dire les producteurs d'une capacité de moins de 20 MW). Par son ordonnance 845 d'avril 2018, la FERC a par ailleurs ordonné que ses procédures d'interconnexion des « grands producteurs » fassent l'objet de nouvelles réformes afin d'en améliorer le processus. Cette dernière ordonnance propose également des révisions à l'entente d'interconnexion pro forma qui ont pour effet d'inclure explicitement les ressources de stockage d'électricité dans la catégorie des centrales de production, de sorte à réduire les barrières potentielles qui pourraient empêcher les grandes installations de stockage d'électricité dont la centrale de production a une capacité de plus de 20 MW de s'interconnecter conformément aux dispositions de l'entente d'interconnexion pro forma. La mise en œuvre définitive de cette ordonnance demeure suspendue dans l'attente de l'examen par la FERC des arguments présentés par plusieurs parties lors de la nouvelle audience portant sur son ordonnance d'avril 2018.

En 2007, la FERC a rendu l'ordonnance 890, qui élargissait l'accès non discriminatoire pour y inclure les réseaux de transport d'électricité en exigeant, entre autres, l'ouverture et la transparence de la planification du transport à l'échelle régionale, l'uniformisation de la méthode de calcul de la capacité de transport disponible et la prestation d'un service de transport ferme « assujéti à des conditions ». En 2011, la FERC a publié l'ordonnance 1000, qui a réformé de nouveau sa planification du transport d'électricité et les règles de répartition des coûts pour les sociétés d'électricité qui possèdent et exploitent des installations de transport. En raison de ces ordonnances et d'autres ordonnances connexes, les règles d'interconnexion aux réseaux de transport d'électricité et l'utilisation de leur capacité de transport ont été grandement normalisées, les services publics qui possèdent des installations de transport offrant désormais un type de service de transport commun réglementé.

Entre 1996 et 2002, de nombreux États ont obligé leurs services publics d'électricité à intégration verticale à se départir d'une partie ou de la totalité de leurs actifs de production, de sorte qu'ils achètent l'électricité sur les marchés de gros concurrentiels tout en permettant aux acheteurs au détail de négocier directement avec des fournisseurs d'électricité dans certains États. L'arrivée des services de transport à accès ouvert et l'augmentation du nombre de producteurs d'électricité qui sont des services publics non traditionnels (des producteurs d'électricité indépendants) ont entraîné la création de plusieurs marchés organisés, exploités par des organismes de transport régionaux (« OTR ») et gestionnaires de réseaux indépendants (« GRI »), par exemple le *New York Independent System Operator, Inc.* (« NYISO »), exploitant de système indépendant pour la région où sont situées les centrales hydroélectriques de la Société. Ces GRI/OTR exploitent

des réseaux de transport régionaux et administrent des marchés financiers et matériels de gros où se négocient l'électricité, la capacité et d'autres services auxiliaires. En plus de réduire les barrières à l'interconnexion des grandes ressources de stockage d'électricité en vertu de l'ordonnance 845, la FERC a récemment pris certaines mesures pour améliorer la capacité des grandes et petites ressources de stockage d'énergie (au moins 100 kW) à participer aux marchés concurrentiels des GRI/OTR. En février 2018, la FERC a rendu l'ordonnance 841, qui oblige les GRI/OTR à établir des règles de marché permettant aux ressources de stockage d'énergie de participer pleinement aux services de capacité, de production et aux autres services auxiliaires des marchés de gros d'une manière qui prend en compte les caractéristiques d'exploitation physique uniques de ces ressources. En décembre 2018, les GRI/OTR ont tous proposé une révision de leurs règles de marché respectives pour mettre en place les exigences imposées par l'ordonnance 841. Ces règles de marché révisées entreront en vigueur d'ici le mois de décembre 2019.

En août 2005, le Congrès américain a adopté l'*Energy Policy Act of 2005* (l'« EPACT de 2005 »), qui a abrogé la *Public Utility Holding Company Act of 1935* et l'a remplacée par la *Public Utility Holding Company Act of 2005* (la « PUHCA de 2005 »). Cette dernière loi autorise la FERC à avoir accès aux livres et registres de certaines entreprises ou certains holdings de services publics d'électricité et qui leur impose des exigences de comptabilité, de conservation des registres et d'autres règles de présentation de l'information. La réglementation de la FERC qui met en œuvre l'EPACT de 2005 a également éliminé certaines dispenses de la réglementation fédérale dont pouvaient se prévaloir les centrales admissibles d'une capacité de plus de 20 MW et a mis fin à l'obligation qui incombait aux services publics d'électricité d'acheter de l'électricité à une centrale admissible d'une capacité de plus de 20 MW qui avait un accès non discriminatoire à certains marchés de gros concurrentiels, tels que les marchés exploités par NYISO. L'EPACT de 2005 a également donné à la FERC des pouvoirs de sanction accrus, notamment celui d'imposer des pénalités pénales et civiles, en cas de violation de la FPA.

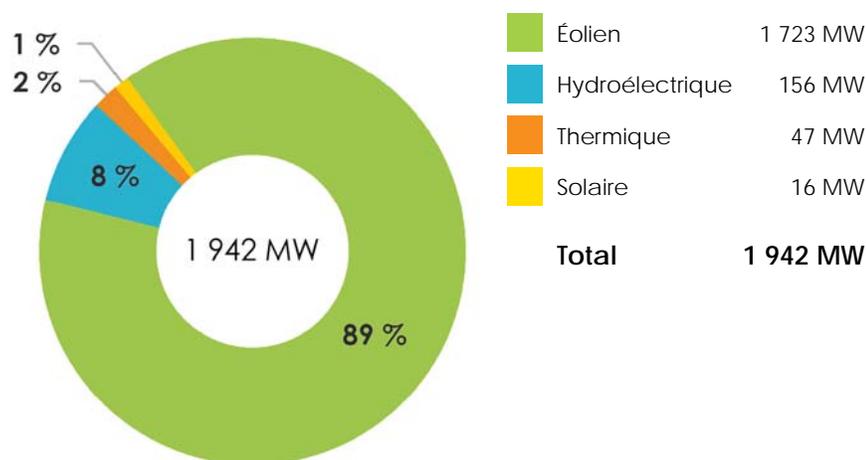
État de New York

La mise en application de la PURPA en 1978 a également entraîné la transformation de la production d'électricité dans l'État de New York. Alors que le secteur des services d'électricité publics était auparavant verticalement intégré, il est maintenant composé essentiellement de producteurs d'électricité autonomes. Le *New York Public Service Commission* réglemente généralement les ventes au détail et la distribution de l'électricité et a compétence sur les tarifs d'électricité de détail.

En janvier 2019, le gouverneur Andrew Cuomo a annoncé la création d'un nouveau « Green New Deal » pour New York. L'objectif de cette initiative est d'atteindre 100 % d'énergie propre dans l'État de New York d'ici 2040. Pour y arriver, le gouverneur Cuomo propose d'augmenter la cible de la norme d'énergie propre à 70 % d'électricité renouvelable d'ici 2030 et d'augmenter les cibles de développement de parcs éoliens offshore (9 000 MW d'ici 2035), de l'énergie solaire photovoltaïque (6 000 MW d'ici 2025) et de ressources de stockage d'énergie (3 000 MW d'ici 2030). Le gouverneur Cuomo lance par ailleurs un appel à la création d'un partenariat public-privé qui permettrait de recueillir au moins 1 G\$ en capitaux privés au soutien du Green New Deal. La cible de 100 % d'énergie propre de cette initiative s'inscrit dans le budget d'État du gouverneur Cuomo et est assujettie à l'approbation de la législature de l'État.

Secteurs d'activités

Borex compte quatre secteurs d'activités : l'éolien, l'hydroélectricité, le thermique à base de résidus de bois ou de cogénération au gaz naturel et le solaire. Chacun de ces secteurs d'activités est composé de centrales ou de sites détenus par des filiales, le tout tel que décrit plus bas. Le diagramme suivant illustre la répartition de la puissance installée (MW) des sites de Borex par secteur d'activités :



Énergie éolienne

La production d'électricité éolienne consiste à capter l'énergie du vent sur les pales de l'éolienne, opération qui actionne un alternateur qui produit l'électricité. Les éoliennes que possède ou exploite Boralex sont munies de systèmes reliés à un centre de contrôle visant à optimiser la production électrique et à en assurer la sécurité lors de conditions climatiques défavorables.

Énergie hydroélectrique

L'hydroélectricité est produite en ayant recours à l'eau comme force motrice pour actionner les turbines qui entraînent à leur tour les alternateurs.

La Société est propriétaire de 15 centrales hydroélectriques qui représentent un outil flexible et écologique de production d'énergie puisqu'elles fonctionnent principalement au fil de l'eau et génèrent peu d'émission de gaz à effet de serre. Ces centrales hydroélectriques sont situées au Québec, en Colombie-Britannique et aux États-Unis.

Dans le cadre de l'exploitation et de la gestion de centrales hydroélectriques, Boralex dispose d'un centre de contrôle situé à Kingsey Falls au Québec, Canada. Ce centre de contrôle permet de gérer à distance la plupart des activités de planification, d'exploitation, de surveillance et d'entretien préventif des centrales détenues ou gérées par la Société.

Énergie thermique

L'énergie thermique est le procédé qui consiste à transformer les éléments physico-chimiques, tels que des résidus de bois ou du gaz naturel, en énergie thermique par l'entremise d'une combustion contrôlée. Pour ce faire, le combustible (résidus de bois ou gaz naturel) est d'abord introduit dans le foyer de combustion de la chaudière. La combustion est contrôlée en fonction de la quantité et de la température d'air de combustion requise. La vapeur produite dans la chaudière est injectée dans la turbine, où l'énergie qu'elle libère est transformée en énergie mécanique. L'énergie mécanique produite par la turbine est ensuite transformée en énergie électrique par la génératrice.

On entend par la cogénération, la production simultanée de deux sources d'énergie, soit l'électricité et la vapeur, au moyen de l'utilisation d'un seul combustible. La technologie de cogénération est un outil de développement et d'efficacité approprié pour les consommateurs industriels. Sur le plan de l'environnement, la cogénération au gaz naturel est moins néfaste que les technologies utilisant d'autres carburants fossiles.

Boralex exploite actuellement une centrale thermique à base de résidus de bois située au Québec et une centrale de cogénération alimentée en gaz naturel à Blendecques (France).

Énergie solaire

L'énergie solaire consiste à produire de l'énergie à partir du rayonnement solaire. Boralex emploie la technologie photovoltaïque, c'est-à-dire que l'électricité est produite par des cellules photovoltaïques regroupées en panneaux. Boralex exploite deux sites solaires situés en France et un en Ontario.

Description des installations de la Société

Sites éoliens

Centrale	Lieu	Échéance de la CAE	Puissance installée (MW)
Ally-Mercoeur	France	2020	39
Artois	France	2032	23
Avignonet-Lauragais phase I	France	s.o.	8
Avignonet-Lauragais phase II	France	2023	5
Bassigny	France	2024	12
Bougainville	France	2020	12
Calmont	France	2030	14
Cham Longe	France	2020-2025	23
Chasse-Marée	France	2025	9
Chemin de Grès	France	2032	30
Chépy	France	s.o.	4
Clérimois	France	2026	8
Coat Conval	France	2023	8
Comes de l'Arce	France	2030	10
Côteaux du Blaiseron	France	2033	26
Coulonges	France	2026	36
Evits et Josaphats	France	2021	12
Fond de la Plaine	France	2022	4
Fortel-Bonnières	France	2029	23
Haut de Conge	France	2025	28
Hauts de Comble	France	2033	20
Inter Deux Bos	France	2033	33
La Bouleste	France	2025	10

Centrale	Lieu	Echéance de la CAE	Puissance installée (MW)
La Citadelle	France	2022	14
La Vallée	France	2028	32
Le Grand Camp	France	2025	10
Le Pelon	France	2033	10
Leign ar Gasprenn	France	2023-2024	8
Les Éparmons	France	2023	12
Les Moulins de Boulay	France	2022	10
Maurienne/Gourgançon	France	2022	12
Monts de Bagny	France	2032	24
Morlange	France	2031	10
Moulin à vent	France	2026	10
Nibas	France	2019	12
Noyers Bucamps	France	2033	10
Pannecé	France	2024-2025	18
Plaine de Beaunay	France	2032	12
Plateau de Langres	France	2024	12
Pays d'Othe	France	2029	8
Plateau de Savernat (Quinssaines)	France	2031-2032	16
Plouguin	France	2021	8
Remise Reclainville	France	2021	12
Ronchois	France	2025	30
Saint-André	France	2023	12
Saint-François	France	2030	23
Saint-Patrick	France	2024-2025	34
Sources de l'Ancre	France	2033	23
Sources de la Loire	France	2026	18
Touvent	France	2031	14
Val aux Moines	France	2032	15
Vallée de L'Arce	France	2024	30
Vaux des Roques	France	2024	8
Voie des Monts	France	2032	10
Vron	France	2028	8
Zondrange	France	2031	12
Côte-de-Beaupré	Québec, Canada	2035	24
Des Moulins I ⁽¹⁾	Québec, Canada	2033	69
Des Moulins II ⁽¹⁾	Québec, Canada	2033	11
Frampton	Québec, Canada	2035	24
Le Plateau I ⁽¹⁾	Québec, Canada	2032	71
Le Plateau II ⁽¹⁾	Québec, Canada	2034	13
Niagara Region (NRWF)	Ontario, Canada	2036	230
Oldman	Alberta, Canada	s.o.	4
Seigneurie de Beaupré – phases I et II ⁽¹⁾	Québec, Canada	2033-2034	170
Port Ryerse	Ontario, Canada	2036	10
Roncevaux ⁽¹⁾	Québec, Canada	2041	37
Témiscouata I	Québec, Canada	2034	24
Témiscouata II	Québec, Canada	2035	52
Thames River	Ontario, Canada	2029-2031	90
Total :			1723

Centrales hydroélectriques

Centrale	Lieu	Echéance de la CAE	Puissance installée (MW)
Fourth Branch	New York, États-Unis	s.o.	3
Hudson Falls	New York, États-Unis	2035	46
Middle Falls	New York, États-Unis	2029	2
New York State Dam	New York, États-Unis	s.o.	11
Sissonville	New York, États-Unis	s.o.	3
South Glens Falls	New York, États-Unis	2034	14
Warrensburg	New York, États-Unis	s.o.	3
Beauport ⁽²⁾	Québec, Canada	2035	4
Buckingham ⁽²⁾	Québec, Canada	2038	10
East Angus ⁽²⁾	Québec, Canada	2030	2
Forestville ⁽²⁾	Québec, Canada	2035	12
Rimouski ⁽²⁾	Québec, Canada	2047	4
Saint-Lambert ⁽²⁾	Québec, Canada	2045	6
Jamie Creek	Colombie-Britannique, Canada	2054	22
Ocean Falls	Colombie-Britannique, Canada	2019	14
Total :			156

Centrales thermiques

Centrale	Lieu	Echéance de la CAE	Puissance installée (MW)
Blendecques (cogénération gaz naturel)	France	2025	12
Senneterre (résidus de bois)	Québec, Canada	2027	35
Total :			47

Site solaire

Centrale	Lieu	Echéance de la CAE	Puissance installée (MW)
Avignonet-Lauragais	France	2031	5
Les Cigarettes	France	2035	10
Vaughan	Ontario, Canada	2035	1
Total :			16

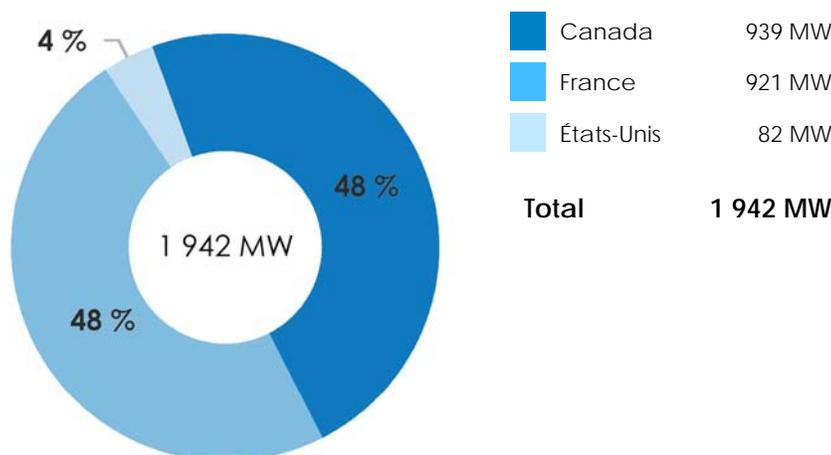
	Puissance installée (MW)
Grand total :	1 942

⁽¹⁾ Part de Boralex.

⁽²⁾ Après reconduction.

Principaux marchés, distribution et vente d'électricité

Le diagramme suivant illustre la répartition de la puissance installée (MW) des sites de Boralex par pays :



Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, selon les IFRS, trois clients de la Société lui rapportaient plus de 15 % de ses revenus, soit EDF (44 %), l'IESO (22 %) et Hydro-Québec (17 %). En 2017, trois clients rapportaient à la Société plus de 15 % de ses revenus, soit EDF (36 %), l'IESO (21 %) et Hydro-Québec (20 %).

Conditions concurrentielles

Les conditions de concurrence dans lesquelles la Société exerce ses activités relèvent principalement des programmes d'appel d'offres institués par les autorités qui ont compétence dans les territoires où la Société est présente. La réglementation appliquée par les diverses autorités locales est abordée à la rubrique 6, « Description de l'activité ».

Le marché français est soumis à l'application de la Loi de modernisation du service public de l'électricité du 10 février 2000. Cette loi fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par les producteurs privés. L'électricité éolienne produite sur ce marché est donc vendue à EDF (93 % en 2018), à la Société Anonyme d'Économie Mixte Locale SEOLIS (4 % en 2018), à la Société Coopérative d'Intérêt Collectif Agricole de la région de Pithiviers (« SICAP ») (1 % en 2018), à UEM (1 % en 2018) et à la Compagnie Nationale du Rhône (« CNR ») (moins de 1 % en 2018).

Disponibilité des matières premières

Les sites dont la Société est propriétaire sont alimentés par cinq ressources pouvant être converties en énergie : (i) le vent, (ii) l'eau, (iii) les résidus de bois, (iv) le gaz naturel, et (v) le soleil.

La quantité d'énergie produite par les sites est tributaire du vent, des débits d'eau, des résidus de bois, du gaz naturel ou du rayonnement solaire dont Boralex peut disposer, selon le cas. Il n'est pas certain qu'à long terme l'accessibilité de ces ressources demeure constante. Si les ressources sont insuffisantes, les hypothèses sous-jacentes aux projections financières concernant le volume d'électricité devant être produit par les sites 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.

Cycles saisonniers et dépendance économique

Le lecteur est prié de se reporter au rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2018, spécifiquement aux rubriques « Facteurs de risque » et « Facteurs d'incertitude », intégrées aux présentes par renvoi.

Activités à l'étranger

À l'exception des parcs éoliens Avignonet-Lauragais (Phase I, 8 MW) et Chépy (4 MW), les sites en opération en France vendent leur électricité en vertu de contrats à long terme de 12 ans (cogénération), 15 ans (éolien) et 20 ans (solaire) à EDF. L'électricité produite au site Le Grand Camp est vendue à la SICAP et celle produite au site de Coulonges est vendue à SEOLIS. Les projets Morlange et Zondrange, quant à eux, vendent leur électricité à UEM et celle produite au site Noyers Bucamps est vendue à CNR.

Les marchés américains de gros de l'électricité sont déréglementés. Une part importante des transactions sont faites par l'entremise de marchés organisés exploités par des OTR et des GRI, comme le NYISO pour l'État de New York. Sur ces marchés, il est aussi possible de conclure des ententes directement avec les distributeurs d'électricité qui sont normalement de grandes sociétés.

Les contrats conclus par les clients de Boralex stipulent qu'ils ne peuvent pas refuser de prendre livraison de l'énergie ni résilier les contrats, sauf dans certaines circonstances spécifiques, principalement en cas de défaut de Boralex de respecter ses obligations contractuelles.

Protection de l'environnement

Les activités de Boralex, comme celles de tout autre producteur d'électricité, sont régies par un grand nombre de lois et de règlements traitant de la protection de l'environnement, de la conservation et du développement de la faune ainsi que de la conservation et du développement des terrains faisant partie du domaine public.

La Société détient toutes les autorisations et tous les permis nécessaires à l'exploitation de ses centrales et ses opérations sont en conformité avec les lois environnementales et règlements applicables.

Les centrales hydroélectriques situées au Québec sont sujettes à l'application de la *Loi sur la sécurité des barrages* et de son règlement. Selon la région où les centrales sont situées, les barrages doivent se conformer à certains critères définis dans cette loi. La seule centrale de la Société qui requiert des travaux de conformité est la centrale de Buckingham.

Au cours de l'exercice 2015, Boralex a entrepris des travaux à la centrale de Buckingham afin qu'elle se conforme à la *Loi sur la sécurité des barrages*. Ces travaux se sont poursuivis en 2016 et 2017 et seront complétés en marge des travaux d'augmentation de puissance de cette centrale. En effet, la Société planifie d'investir des sommes additionnelles afin d'ajouter 10 MW supplémentaires à la puissance actuelle de cette centrale, pour la porter à 20 MW. Les travaux d'augmentation de puissance ont débuté en mai 2018.

Salariés

Au 31 décembre 2018, la Société et ses filiales comptaient plus de 410 employés. Lorsque nécessaire, la Société utilise des ressources externes pour compléter l'expertise des employés internes.

Facteurs de risque et Facteurs d'incertitude

Le lecteur est prié de se reporter au rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2018, spécifiquement aux rubriques « Facteurs de risque » et « Facteurs d'incertitude », intégrées aux présentes par renvoi.

7. Politique en matière de dividendes

Le 12 février 2016, le conseil d'administration de la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,13 \$ par action ordinaire, qui a été versé le 15 mars 2016. Le 24 février 2016, il a annoncé avoir autorisé une augmentation de 7,7 % du dividende annuel à 0,56 \$ par action ordinaire (ou trimestriel à 0,14 \$ par action ordinaire). Un dividende trimestriel de 0,14 \$ par action ordinaire a été payé le 15 juin, le 16 septembre et le 15 décembre 2016. Le 8 décembre 2016, la Société a annoncé une augmentation de 7,1 % du dividende annuel à 0,60 \$ par action ordinaire (ou trimestriel à 0,15 \$ par action ordinaire), qui a été versé le 15 mars 2017 suite à la clôture de l'acquisition de NRWF. Un dividende trimestriel de 0,15 \$ par action ordinaire a également été versé le 15 juin, le 18 septembre ainsi que le 15 décembre 2017.

Le 12 février 2018, le conseil d'administration de la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,15\$ par action ordinaire, qui a été versé le 15 mars 2018. Le 8 mai 2018, le conseil d'administration de la Société a déclaré un dividende trimestriel majoré à 0,1575 \$ par action ordinaire, qui a été versé le 15 juin 2018. Dans la foulée de la signature des conventions pour l'acquisition des participations d'Invenergy dans cinq parcs éoliens au Québec le 20 juin 2018, le conseil d'administration de Boralex a autorisé, conditionnellement à la clôture de la transaction, une augmentation de 4,8 % du dividende annuel, le faisant passer de 0,63 \$ à 0,66 \$ par action (ou du dividende trimestriel qui est passé de 0,1575 \$ à 0,1650 \$ par action), soit la deuxième augmentation du dividende annuel par la Société en 2018 pour une augmentation totale de 10 %. Cette deuxième augmentation est entrée en vigueur le 14 septembre 2018. Un dividende trimestriel de 0,1575 \$ par action ordinaire a été déclaré et versé le 18 septembre 2018 aux porteurs inscrits à la fermeture des marchés le 31 août 2018. Le 8 novembre 2018, un dividende trimestriel de 0,1650 \$ par action ordinaire a été déclaré par le conseil d'administration et versé le 17 décembre 2018 aux porteurs inscrits à la fermeture des marchés le 30 novembre 2018.

Boralex vise à verser des dividendes annuels représentant un ratio entre 40 % et 60 % de ses flux monétaires discrétionnaires, sous réserve de la décision du conseil de verser des dividendes. Les flux monétaires discrétionnaires sont définis comme la marge brute d'autofinancement, déduction faite des investissements en capital requis pour le maintien de sa capacité de production et des remboursements d'emprunts non courants liés aux projets, ainsi que des distributions versées aux actionnaires sans contrôle et excluant les frais de développement discrétionnaires. 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. Cette attente est fondée sur certaines hypothèses et assujetties à certains risques. Voir la rubrique 2, « Avis quant aux déclarations prospectives ».

Outre ce qui est indiqué ci-dessus, la Société n'a déclaré aucun autre dividende au cours des trois derniers exercices. La Société ne fait face à aucune restriction qui pourrait l'empêcher de verser des dividendes ou des distributions. En date des présentes, la Société ne prévoit pas modifier sa politique en matière de dividendes. Toutefois, le conseil d'administration a l'entière discrétion de verser ou non des dividendes sur les actions ordinaires de catégorie A en se fondant, entre autres, sur le bénéfice de la Société, les besoins financiers de ses activités d'exploitation, le respect des critères de solvabilité applicables en matière de déclaration et de versement de dividendes, la stratégie commerciale de la Société et d'autres conditions existantes au moment pertinent. Aucune garantie ne peut être donnée quant à savoir si la Société versera des dividendes à l'avenir ni quant à la fréquence ou au moment de ces versements. Voir la rubrique 2 « Avis quant aux déclarations prospectives ».

8. Structure du capital

Actions

Le capital-actions de Boralex consiste en un nombre illimité d'actions ordinaires de catégorie A dont 89 184 175 étaient émises et en circulation au 31 décembre 2018 et en un nombre illimité d'actions privilégiées dont aucune n'était émise au 31 décembre 2018.

Les actions ordinaires 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 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. Le conseil d'administration pourra de temps à autre avant une émission déterminer les modalités, droits, restrictions, conditions et limites de chaque série d'actions privilégiées, y compris le taux des dividendes privilégiés, le prix de rachat, le droit au rachat et à la conversion ou d'autres droits portant sur les actions privilégiées d'une telle série, sous réserve toutefois du dépôt de statuts de modification confirmant les modalités, privilèges, droits, conditions, restrictions, limites et interdictions portant sur toute série d'actions privilégiées.

Débetures convertibles

Des débetures subordonnées, non garanties et convertibles à 4,5 % ont été émises en vertu de l'acte de fiducie intervenu entre Boralex et Société de fiducie Computershare du Canada, le fiduciaire, le 22 juin 2015 (les « Débetures 2015 »), publié sur le site Internet de SEDAR www.sedar.com. Elles se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole « BLX.DB.A ». Au 31 décembre 2018, 143 707 Débetures 2015 d'une valeur nominale de 1 000 \$ chacune étaient en circulation, soit une valeur totale de 144 M\$.

Les Débetures 2015 viendront à échéance le 30 juin 2020 et portent intérêt au taux annuel de 4,5 % payable semestriellement à terme échu le 30 juin et le 31 décembre de chaque année, à compter du 31 décembre 2015.

Les Débetures 2015 peuvent être converties au gré du porteur en actions ordinaires de catégorie A de Boralex au prix de 19,5658 \$ par action, sous réserve d'ajustements conformément à l'acte de fiducie. Le prix de conversion des Débetures 2015 a été ajusté de 19,60 \$ à 19,5658 \$ le 30 novembre 2018 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 débetures 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.

Après le 30 juin 2018 et avant le 30 juin 2019, Boralex pourra rembourser, dans certaines circonstances, les Débetures 2015, en totalité ou en partie, à son gré, sur remise d'un préavis d'au moins 30 jours et d'au plus 60 jours, à un prix correspondant à leur capital majoré de l'intérêt couru et impayé, à la condition que le cours moyen pondéré selon le volume des actions ordinaires de catégorie A à la TSX pendant la période de 20 jours de bourse consécutifs prenant fin le cinquième jour de bourse qui précède la date à laquelle l'avis de remboursement est donné ne soit pas inférieur à 125 % du prix de conversion des Débetures 2015. À compter du 30 juin 2019, Boralex pourra rembourser les Débetures 2015, en totalité ou en partie, à son gré, à un prix correspondant à leur capital majoré de l'intérêt couru et impayé.

Boralex peut, à son gré, sur remise d'un préavis d'au moins 40 jours et d'au plus 60 jours, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation compétents et à la condition qu'aucun cas de défaut (au sens donné à cette expression dans l'acte de fiducie) ne se soit produit ni ne se poursuive, choisir de remplir son obligation de rembourser le capital des Débetures 2015 qui font l'objet d'un remboursement anticipé ou le capital exigible à la date d'échéance, selon le cas, en émettant des actions ordinaires de catégorie A librement négociables aux porteurs des Débetures 2015. L'intérêt couru et impayé sera versé en espèces. Le nombre d'actions ordinaires de catégorie A devant être émises, sera établi en divisant le capital global des Débetures 2015 en circulation qui font l'objet du remboursement ou sont venues à échéance par 95 % du cours en vigueur sur le marché des actions ordinaires de catégorie A, à la date de remboursement ou à la date d'échéance, selon le cas.

Régime de droits des actionnaires

Le conseil d'administration a approuvé un régime de droits des actionnaires le 1^{er} mars 2018 (le « régime de droits »). Le régime de droits a été adopté pour faire en sorte, dans la mesure du possible, que tous les actionnaires de la Société soient traités de manière juste et équitable si une offre publique d'achat ou autre tentative de prise de contrôle non sollicitée est lancée contre la Société et pour accorder au conseil d'administration de la Société assez de temps pour étudier et évaluer une telle offre ou autre acquisition, de manière à trouver, mettre au point et négocier une solution de rechange plus avantageuse si nécessaire.

Le régime de droits est entré en vigueur le 1^{er} mars 2018 et a été ratifié par les actionnaires lors de l'assemblée annuelle des actionnaires tenue le 8 mai 2018. Le régime de droits est en vigueur jusqu'à la fermeture des bureaux à la date de l'assemblée annuelle des actionnaires qui se tiendra en 2021, et sera reconduit conformément à ses conditions pour une autre durée de trois ans (de 2021 à 2024) si les actionnaires ratifient cette reconduction au plus tard à l'assemblée annuelle des actionnaires qui se tiendra en 2021.

Le conseil d'administration a adopté le régime de droits après prise en compte du cadre législatif régissant les offres publiques d'achat au Canada, tel que modifié le 9 mai 2016. Comme les modifications législatives ne s'appliquent pas aux offres d'achat dispensées de l'application des dispositions des lois en valeurs mobilières visant les offres publiques d'achat formelles, les régimes de droits ont encore un rôle à jouer, soit protéger les émetteurs et empêcher les actionnaires d'être traités de façon inéquitable. Ainsi, le régime de droits permet notamment:

- d'éviter les « prises de contrôle rampantes » (l'accumulation de plus de 20 % des actions ordinaires de catégorie A au moyen d'achats dispensés des règles canadiennes sur les offres publiques d'achat, comme, selon le cas : (i) des achats effectués auprès d'un petit groupe d'actionnaires aux termes d'une entente de gré à gré à une prime sur le cours non offerte à tous les actionnaires; (ii) la prise de contrôle par accumulation lente d'actions sans offre à tous les actionnaires; (iii) la prise de contrôle par accumulation lente d'actions à une bourse sans paiement de prime pour prise de contrôle; (iv) d'autres opérations à l'étranger qui pourraient ne pas être officiellement assujetties aux règles canadiennes sur les offres publiques d'achat et exiger que l'offre soit présentée à tous les actionnaires;
- d'empêcher un acquéreur éventuel de conclure des conventions de dépôt avec des actionnaires existants avant le lancement de l'offre publique d'achat, à l'exception des conventions de dépôt autorisées indiquées dans le régime de droits.

9. Marché pour la négociation des titres

Les actions ordinaires de catégorie A de Boralex sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « BLX » et les Débentures 2015 sont inscrites à la TSX sous le symbole « BLX.DB.A ». Le tableau des actions ordinaires de catégorie A indique la fourchette du cours en dollars canadiens et les volumes négociés à la TSX et à la cote d'autres plateformes alternatives pour chaque mois de l'année 2018. Le tableau des Débentures 2015 indique la fourchette du cours en dollars canadiens et les volumes négociés à la TSX pour chaque mois de l'année 2018.

Actions ordinaires de catégorie A⁽¹⁾

Mois (2018)	Prix par action (\$) Plafond mensuel	Prix par action (\$) Plancher mensuel	Volume mensuel total	Volume quotidien moyen
Janvier	25,03	22,88	8 351 100	379 595
Février	23,76	21,71	6 958 370	366 230
Mars	23,58	22,01	7 335 240	349 297
Avril	23,46	22,04	3 487 470	166 070
Mai	23,62	20,98	5 918 170	269 008
Juin	21,90	20,30	9 223 260	439 203
Juillet	21,24	19,34	10 664 100	507 814
Août	20,00	18,47	9 277 660	421 712
Septembre	20,14	17,80	10 068 760	529 935
Octobre	18,63	16,34	13 056 430	593 474
Novembre	18,17	16,31	7 404 060	336 548
Décembre	18,50	15,96	7 388 310	388 858

(1) Source : TSX, volume consolidé incluant les bourses alternatives.

Débentures 2015 BLX.DB.A⁽¹⁾

Mois (2018)	Prix par tranche de 100 \$ de débentures (\$) Plafond mensuel	Prix par tranche de 100 \$ de débentures (\$) Plancher mensuel	Volume mensuel total	Volume quotidien moyen
Janvier	128,32	121,26	2 960 000	134 545
Février	125,00	120,00	2 303 000	121 211
Mars	121,82	115,40	1 326 000	63 143
Avril	121,00	110,00	720 000	34 286
Mai	122,00	114,00	1 566 001	71 182
Juin	115,02	110,00	748 001	35 619
Juillet	113,99	108,00	3 358 000	159 905
Août	108,00	105,00	481 000	21 864
Septembre	109,99	103,00	618 000	32 526
Octobre	105,54	100,55	6 498 000	295 364
Novembre	104,43	101,00	2 368 000	107 636
Décembre	104,20	100,25	683 001	35 947

(1) Source : TSX

10. Administrateurs et dirigeants

Les administrateurs de la Société sont élus chaque année et siègent jusqu'à l'assemblée annuelle suivante ou jusqu'à ce que leur successeur soit élu ou nommé.

Renseignements sur les administrateurs

Les renseignements suivants sur les administrateurs sont fournis en date de la présente notice annuelle.

M. Patrick Lemaire, Québec (Canada), est administrateur de Boralex depuis juin 2006 et occupe le poste de président et chef de la direction de Boralex depuis septembre 2006. Il détient, directement ou indirectement, 27 809 actions ordinaires de catégorie A de la Société.

Mme Lise Croteau, Québec (Canada), est administratrice de sociétés. Elle a occupé, de 2015 à 2018, le poste de vice-présidente exécutive et chef de la direction financière d'Hydro-Québec. Elle a assuré les fonctions de présidente-directrice générale par intérim d'Hydro-Québec de mai à juillet 2015. Mme Croteau a commencé sa carrière en tant qu'auditeur et a rejoint Hydro-Québec en 1986 où elle a occupé des postes de contrôle et de direction financière. Elle siège au conseil d'administration de Boralex depuis 2018. Elle est membre du comité d'audit et du comité d'investissement et de gestion des risques. Elle ne détient, directement ou indirectement, aucune action ordinaire de catégorie A de la Société.

M. Ghyslain Deschamps, Québec (Canada), est vice-président exécutif – Bâtiment de EBC Inc., leader canadien en construction, œuvrant dans les secteurs du bâtiment, des travaux civils et des mines. Il siège au conseil d'administration de Boralex depuis 2018. Il est membre du comité d'investissement et de gestion des risques et membre du comité environnement, santé et sécurité. Il détient, directement ou indirectement, aucune action ordinaire de catégorie A de la Société.

M. Alain Ducharme, Québec (Canada), est retraité. Il fut l'un des dirigeants de Cascades inc. où il a occupé divers postes dont celui de vice-président de 1997 à 2010. Il siège au conseil d'administration de Boralex depuis 2011 et est président du comité des ressources humaines et membre du comité environnement, santé et sécurité. Il détient, directement ou indirectement, 2 500 actions ordinaires de catégorie A de la Société.

M. Edward H. Kernaghan, Ontario (Canada), est conseiller en placement principal chez Kernaghan & Partners Ltd., société de courtage. Il est également président de Principia Research Inc., société de portefeuille œuvrant dans le domaine de la recherche et de l'investissement, et de Kernwood Ltd., société de portefeuille et d'investissements. Il siège au conseil de Boralex depuis 2006. Il est président du comité de nomination et de régie d'entreprise et membre du comité d'audit. Il détient, directement ou indirectement, 6 700 actions ordinaires de catégorie A de la Société.

M. Yves Rheault, Québec (Canada), est administrateur de sociétés et consultant. Il siège au conseil d'administration de Boralex depuis 1997. Il est président du comité d'investissement et de gestion des risques et membre du comité des ressources humaines. Il détient, directement ou indirectement, 8 113 actions ordinaires de catégorie A de la Société.

M. Alain Rhéaume, Québec (Canada) est cofondateur et associé directeur de Trio Capital inc., société d'investissements privés. Il est également administrateur de sociétés. Il est administrateur de Boralex depuis 2010 et occupe le poste de président du conseil d'administration depuis mars 2017. Il a notamment été administrateur principal de Quebecor World inc.¹ jusqu'en juillet 2009. Il détient, directement ou indirectement, 3 500 actions ordinaires de catégorie A de la Société.

M^{me} Michelle Samson-Doel, Ontario (Canada), est présidente de Groupe Samson-Doel limitée, société d'investissements, ainsi qu'administratrice de sociétés. Elle est administratrice de Boralex depuis 2005. Elle est membre du comité des ressources humaines et membre du comité d'audit. Elle détient, directement ou indirectement, 28 881 actions ordinaires de catégorie A de la Société.

M. Pierre Seccareccia, Québec (Canada), est administrateur de sociétés depuis 2003. Le 17 mai 2010, M. Seccareccia a été contraint de démissionner de son poste d'administrateur de la Société compte tenu de certains liens économiques résiduels avec son ancien employeur PricewaterhouseCoopers LLP/s.r.l./S.E.N.C.R.L., auditeur de la Société. Il a été renommé au poste d'administrateur de la Société le 10 novembre 2010, sa situation ayant été régularisée. Il a été, de 1998 à 2001, associé directeur de la firme de comptables professionnels agréés PricewaterhouseCoopers LLP/s.r.l./S.E.N.C.R.L. Il est administrateur de Boralex depuis 2003 et préside le comité d'audit. Il détient, directement ou indirectement, 11 900 actions ordinaires de catégorie A de la Société.

M^{me} Dany St-Pierre, Illinois (États-Unis), est présidente de Cleantech Expansion LLC, une société-conseil en énergies renouvelables. Elle compte 25 ans d'expériences professionnelles, dont 15 ans dans le secteur énergétique au Canada, aux États-Unis et en Amérique Latine, ayant travaillé pour des entreprises telles que Nordex USA, Alstom Power et Siemens Power Generation. Son expérience d'entreprise inclut le marketing, les ventes, le développement des affaires et les fusions et acquisitions. Elle est administratrice de Boralex depuis mai 2016 et siège au comité de nomination et de régie d'entreprise et préside le comité environnement, santé et sécurité. Elle ne détient, directement ou indirectement, aucune action ordinaire de catégorie A de la Société.

M^{me} Marie Giguère, Québec (Canada), est administratrice de sociétés. Elle a été, de 2010 à 2016 première vice-présidente, Affaires juridiques et secrétariat de la Caisse de dépôt et placement du Québec. Elle a été associée du cabinet Fasken Martineau S.E.N.C.R.L., s.r.l. pendant de nombreuses années et été première vice-présidente, Affaires institutionnelles et secrétaire générale de la Bourse de Montréal de 1997 à 1999, puis première vice-présidente, chef des Services juridiques et secrétaire de Molson inc. de 1999 à 2005. Elle est administratrice de Boralex depuis novembre 2017 et est membre du comité de nomination et de régie d'entreprise et du comité environnement, santé et sécurité. Elle détient, directement ou indirectement, 3 000 actions ordinaires de catégorie A de la Société.

¹ Quebecor World inc. (« Quebecor ») s'est placé le 21 janvier 2008 sous la protection de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* et a mis en œuvre un plan de restructuration du capital approuvé par les créanciers en juillet 2009, après avoir obtenu une ordonnance du tribunal l'y autorisant. M. Alain Rhéaume n'est plus administrateur de Quebecor depuis juillet 2009.

Renseignements sur les hauts dirigeants

Les renseignements suivants sur les hauts dirigeants sont fournis en date de la présente notice annuelle.

Dirigeant non administrateur	Poste dans la Société	Province et pays de résidence	Nombre d'actions détenues
Guy D'Aoust	Vice-président, Finance	Québec (Canada)	4 468
Patrick Decostre	Vice-président et directeur général, Boralex Europe	Belgique	3 750
Hugues Girardin	Vice-président, développement	Québec (Canada)	6 152
Bruno Guilmette	Vice-président et chef de la direction financière	Québec (Canada)	0
Pascal Hurtubise	Vice-président, chef des affaires juridiques et secrétaire corporatif	Québec (Canada)	1 893
Jean-François Thibodeau	Vice-président, conseiller à la direction	Québec (Canada)	8 657

Hugues Girardin occupe son poste actuel depuis les cinq dernières années. Les autres hauts dirigeants ont occupé les postes suivants au cours cinq dernières années :

- Guy D'Aoust qui a occupé, de septembre 2008 à novembre 2016, le poste de directeur – finances et trésorerie;
- Patrick Decostre qui a occupé, de décembre 2009 à novembre 2016, le poste de directeur général – Boralex Europe;
- Bruno Guilmette qui a occupé le poste chef des investissements par intérim à la Banque de l'infrastructure du Canada entre janvier 2018 et juin 2018 et de premier vice-président, placements – infrastructures chez Investissements PSP entre novembre 2005 et décembre 2015.
- Pascal Hurtubise qui a occupé, de novembre 2016 à juin 2017 le poste de vice-président – affaires juridiques, Amérique du Nord et, de juin 2012 à novembre 2016, le poste de directeur – affaires juridiques.
- Jean-François Thibodeau qui occupé le poste de vice-président et chef de la direction financière de mai 2006 à janvier 2019.

Les renseignements suivants sur la composition des différents comités sont fournis en date de la présente notice annuelle :

- Le comité d'audit est composé de Lise Croteau, Edward H. Kernaghan, Michelle Samson-Doel, et Pierre Seccareccia (président).
- Le comité environnement, santé et sécurité est composé de Ghyslain Deschamps, Alain Ducharme, Marie Giguère et Dany St-Pierre (présidente).
- Le comité de nomination et de régie d'entreprise est composé d'Edward H. Kernaghan (président), Dany St-Pierre et Marie Giguère.
- Le comité des ressources humaines est composé d'Alain Ducharme (président), Yves Rheault et Michelle Samson-Doel.
- Le comité d'investissement et de gestion des risques est composé de Lise Croteau, Ghyslain Deschamps et Yves Rheault (président).

En date de la présente notice annuelle, les administrateurs et hauts dirigeants de la Société, en tant que groupe, ont la propriété véritable, directement ou indirectement, de 117 323 actions ordinaires de catégorie A de la Société, ou exercent une emprise sur un tel nombre de titres, soit moins de 1 % des actions ordinaires de catégorie A en circulation. Il est à noter qu'aucun administrateur et dirigeant ne détient directement en son propre nom plus de 1 % des actions.

11. Comité d'audit

Règles du comité d'audit

Les règles du comité d'audit se retrouvent à l'Annexe A.

Composition et mandat

Le comité d'audit de Boralex se compose de Lise Croteau, Edward H. Kernaghan, Michelle Samson-Doel et Pierre Seccareccia (président), tous indépendants. Le comité est régi par des règles écrites dont copie est jointe à la présente notice annuelle à l'Annexe A.

Expérience et formation pertinentes des membres

Ce qui suit est un bref résumé de la formation et de l'expérience pertinente à l'exercice des responsabilités de chacun des membres du comité, y compris toute formation ou expérience qui lui permettent d'avoir une bonne compréhension des principes comptables utilisés par la Société pour produire ses rapports financiers annuels et intermédiaires.

Lise Croteau est titulaire d'un baccalauréat en administration des affaires et a été nommée *Fellow* de l'ordre des comptables professionnels agréés du Québec en 2008. Elle a occupé le poste de vice-présidente exécutive et chef de la direction financière d'Hydro-Québec de 2015 à 2018 et celui de présidente-directrice générale par intérim d'Hydro-Québec de mai à juillet 2015. Elle a également occupé plusieurs postes de contrôle et de direction financière au sein d'Hydro-Québec. Mme Croteau est membre du comité d'audit du Groupe TVA inc., préside le comité d'audit et d'administration financière du Musée des beaux-arts de Montréal et elle est membre du comité d'audit de la Fondation de l'Institut de Cardiologie de Montréal.

Edward H. Kernaghan détient une maîtrise en sciences de l'Université de Toronto. Il est conseiller en placement principal de Kernaghan & Partners Ltd., société de courtage, et président de Kernwood Ltd., une société de portefeuille et d'investissement. M. Kernaghan est également membre du comité d'audit d'Exco Technologies Limited, Brick Brewing Co. Limited et Black Diamond Group Limited.

Michelle Samson-Doel est présidente du Groupe Samson-Doel limitée, société d'investissements, et administratrice de sociétés. M^{me} Samson-Doel est CPA, CA depuis 1982 et détient un baccalauréat en commerce et finance de l'Université de Toronto. Elle a complété le programme de certification des administrateurs de société de l'École de Commerce Rotman et est accréditée IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés depuis 2004. Elle a occupé plusieurs postes de haute direction au sein de Multi-Markets inc., dont celui de vice-présidente au développement des affaires de 1996 à 2000 et celui de présidente exécutive du conseil d'administration de 2000 à 2001. M^{me} Samson-Doel est également membre du comité d'audit de GTAA-Greater Toronto Airports Authority – Toronto Pearson International Airport.

Pierre Seccareccia est *Fellow* de l'Ordre des comptables professionnels agréés du Québec depuis 1996 à la suite de son admission en 1970 à titre de membre. Il a été admis à titre d'associé au sein de la firme Coopers & Lybrand en 1976 et a été, de 1998 à 2001, associé-directeur de la firme de comptables professionnels agréés PricewaterhouseCoopers LLP/s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Dispense

La Société ne s'est prévalué d'aucune dispense au cours du dernier exercice.

Honoraires de l'auditeur indépendant

Le tableau suivant montre les honoraires facturés par PricewaterhouseCoopers LLP/s.r.l./S.E.N.C.R.L. en dollars canadiens durant les deux derniers exercices financiers clos le 31 décembre pour les divers services rendus à la Société et à ses filiales :

(en dollars canadiens)	2018	2017
Honoraires d'audit	877 640	533 500 \$
Honoraires pour services liés à l'audit	785 125	368 550 \$
Honoraires pour services fiscaux	-	-
Autres honoraires	137 000	21 200 \$
Total	1 799 765	923 250 \$

Les « honoraires d'audit » sont les honoraires payés pour les services professionnels rendus par l'auditeur concernant l'audit des états financiers consolidés annuels de la Société et pour les services rendus à l'occasion de dépôts et de missions liés aux états financiers consolidés annuels, notamment l'émission d'examen des états financiers consolidés intermédiaires de la Société.

Les « honoraires pour services liés à l'audit » sont les honoraires payés pour services liés à l'audit des filiales, le cas échéant, la préparation de rapports précis sur les procédures et d'autres missions d'examen non liés aux états financiers consolidés de Boralex.

Les « honoraires pour services fiscaux » sont les honoraires payés pour des services fournis relativement à l'impôt sur le revenu et aux taxes de vente.

Les « autres honoraires » sont les honoraires payés pour des services de traduction, des services-conseils et la participation de l'auditeur aux documents de placement, le cas échéant.

Politique d'approbation du comité d'audit

Le comité d'audit a mis en place une politique en matière d'indépendance de l'auditeur externe, laquelle régit tous les aspects de la relation de Boralex avec son auditeur externe, y compris l'approbation au préalable de tous les services fournis par son auditeur externe. Au début de chaque année, le vice-président et chef de la direction financière de Boralex et l'auditeur externe soumettent conjointement au comité d'audit la liste des services d'audit, des services liés à l'audit, des services fiscaux et des services autres que d'audit qui sont assujettis à l'approbation préalable générale pour l'année financière suivante. Le comité d'audit examine et, s'il le juge à propos, approuve la liste de services proposés.

Si, après l'approbation générale annuelle, la Société juge qu'il est nécessaire que l'auditeur externe exécute un service additionnel, une demande doit être présentée à la prochaine réunion régulière du comité en vue de l'obtention d'une approbation préalable particulière.

12. Poursuites et application de la loi

La Société et ses filiales n'ont pas été, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, visées par des poursuites qui seraient susceptibles d'avoir une incidence défavorable importante sur celles-ci ou qui porteraient sur plus de 10 % de l'actif consolidé de la Société. La description de certaines poursuites auxquelles la Société est partie figure ci-dessous et se retrouve également dans les états financiers annuels consolidés audités de Boralex pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, intégrés par renvoi aux présentes.

Le 16 septembre 2016, la Société a complété l'acquisition du projet Moulins du Lohan (51 MW) situé en Bretagne (France). Les permis de construire avaient été obtenus en 2014 de l'administration du département du Morbihan et la construction avait déjà débuté avant l'acquisition par la Société. Le 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 7 juillet 2017, le Tribunal administratif de Rennes a prononcé l'annulation des autorisations du projet des Moulins du Lohan sur la base de son appréciation subjective du risque d'atteinte des intérêts protégés par le Code de l'environnement. La 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 que la décision est mal fondée en fait et en droit. L'appel a été entendu devant la Cour administrative d'appel de Nantes le 4 février 2019. À compter de l'audition, une décision est généralement rendue à l'intérieur d'un délai de 1 à 3 mois.

Le 19 octobre 2017, la Société a reçu une demande de compensation d'un montant de 25 M\$ (sans les taxes) de la part de Neilson, une division de Pomerleau inc. (« Pomerleau »). La demande de compensation est en lien avec les travaux effectués par Pomerleau pour la centrale de Yellow Falls dans le cadre d'un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (« IAC ») conclu le 22 juillet 2015 pour un montant de 59 M\$. Au cours du mois de juillet 2018, une entente de règlement est intervenue entre les parties selon laquelle la Société a payé un montant forfaitaire de 5 M\$, le tout afin de régler ce litige. Ce montant de 5M \$ a été comptabilisée dans les états financiers au 30 juin 2018 de la Société.

Le 7 février 2014, une demande d'autorisation d'action collective a été déposée à la Cour supérieure du Québec par Pierre Labranche et Edna Stewart contre, entre autres, Énergie Éolienne Des Moulins S.E.C., Invenergy Des Moulins GP ULC et Hydro Québec concernant le parc éolien Des Moulins I, un des parcs éoliens d'Invenergy acquis par Boralex en 2018. La demande d'autorisation d'action collective a été acceptée le 31 mars 2016. Les demandeurs soutiennent que le projet Des Moulins I : (i) a un effet négatif sur la valeur de leur propriété; (ii) cause des troubles de voisinage dépassant les inconvénients normaux, notamment du bruit continu le matin et la nuit, des vibrations et des effets stroboscopiques, la présence de lumières rouges clignotantes et visibles de leur habitation, des effets négatifs sur le paysage et des ombres mouvantes; (iii) constitue une atteinte intentionnelle à leurs droits, y compris leur droit de propriété. Les demandeurs, au nom des membres du groupe visé par l'action collective, demandent ce qui suit : (i) des dommages compensatoires pour des troubles de voisinage dépassant les inconvénients normaux; (ii) des dommages punitifs pour atteinte intentionnelle à leurs droits; (iii) la démolition de toutes les éoliennes déjà construites à moins de trois (3) kilomètres d'une résidence. Les dommages compensatoires et punitifs demandés seront quantifiés en fonction de la preuve qui seront présentée par les demandeurs.

13. Membres de la direction et autres personnes intéressés dans des opérations importantes

Les administrateurs, hauts dirigeants ou actionnaires qui ont la propriété véritable (directe ou indirecte) de plus de 10 % de toute catégorie d'actions de la Société en circulation, ou qui exercent une emprise sur de tels titres, et les personnes qui ont des liens avec eux ou font partie du même groupe n'ont pas ni n'ont eu d'intérêt, direct ou indirect, dans une opération conclue au cours des trois derniers exercices ou de l'exercice courant, ou encore dans une opération projetée, qui a eu ou qui aura une incidence importante sur la Société, sauf pour les opérations suivantes avec la Caisse, qui est propriétaire d'actions ordinaires de Boralex représentant environ 19,9 % des actions ordinaires émises et en circulation au 31 décembre 2018, ou certaines de ses parties liées:

- (i) La Société a un contrat de location de bureaux avec Ivanhoé Cambridge, une entité pour laquelle la Caisse détient aussi des participations. Au 31 décembre 2018, le montant de la dépense de loyers est de 1 M\$.
- (ii) Le 29 mars 2018, CDPQ Revenu Fixe inc., une filiale de la Caisse, a investi un montant de 170 M\$ sous forme de dette subordonnée non garantie d'une échéance de dix (10) ans. Le 24 juillet 2018, Boralex a utilisé un montant de 80 M\$ disponible au titre de Tranche B. Pour plus de détails, voir la rubrique 5, au sous-onglet « 2018 ».

- (iii) Le 11 juillet 2018, Boralex a complété un placement privé de reçus de souscription de Boralex en faveur de la Caisse pour un produit brut d'environ 52 M\$, compte tenu de l'exercice intégral de l'option du placement privé par la Caisse. Dans le cadre de l'examen du placement privé par le conseil de Boralex, et de son approbation, les deux administrateurs indépendants nommés par la Caisse au conseil d'administration de Boralex n'ont pas participé aux délibérations sur le placement privé, et ils se sont abstenus de voter sur cette question.
- (iv) Le 14 septembre 2018, Boralex a complété l'acquisition de toutes les participations financières d'Invenergy dans 5 parcs éoliens au Québec pour une contrepartie totale en espèces de 216 M\$, sous réserve d'ajustements du prix d'achat postérieurs à la clôture prévus par les conventions d'acquisition. La Caisse détenait alors indirectement une participation financière de 52,4 % dans Invenergy. Dans le cadre de l'examen de l'acquisition par le conseil de Boralex, et de son approbation, les deux administrateurs indépendants nommés par la Caisse au conseil d'administration de Boralex n'ont pas participé aux délibérations sur l'acquisition, et ils se sont abstenus de voter sur cette question.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur certaines opérations avec des personnes intéressées auxquelles la Société est partie, voir la note 29, « Opérations entre parties liées » des états financiers annuels audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

14. Agent de transferts et agent chargé de la tenue des registres

L'agent de transferts et agent chargé de la tenue des registres de Boralex est Services aux investisseurs Computershare inc. dont les bureaux sont situés au 1500, boulevard Robert-Bourassa, 7^e étage, Montréal (Québec) H3A 3S8 Canada. Le registre des actions ordinaires de catégorie A de Boralex est conservé à la même adresse à Montréal.

15. Contrats importants

Les contrats importants qui ont été conclus au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018 et ceux conclus précédemment qui sont encore en vigueur sont les suivants :

Convention de gestion RSP Énergie Inc.

Convention de gestion intervenue le 20 juin 2017 entre la Société et RSP Énergie inc., en vertu de laquelle la Société gère et exploite deux centrales hydroélectriques d'une puissance de 12,6 MW jusqu'au 7 septembre 2034. La durée de la convention de gestion est renouvelable par tacite reconduction pour des périodes successives d'un an. Elle remplace la convention de gestion intervenue le 2 avril 2003 entre la Société et RSP Énergie inc. et dont le terme venait à échéance en 2018.

Convention de crédit Thames River

En vertu d'une convention de crédit datée du 10 mars 2010 conclue entre Boralex Ontario Holdings LP, Boralex Ontario Energy Holdings 2 LP et un consortium de compagnies d'assurances-vie canadiennes formé et dirigé par la Financière Manuvie, Boralex a annoncé le refinancement de la phase I (40 MW) du site éolien Thames River ainsi que le refinancement de la phase II (50 MW) du même site. Le montant total du financement s'élève à 195 M\$, ce qui représente environ 76 % de l'investissement total, incluant les frais de financement initiaux, les intérêts payables durant la période de construction, le fonds de roulement et les éventualités. Grâce à l'accroissement du levier financier sur la phase I du projet, Boralex a été en mesure de compléter la phase II sans augmentation des capitaux propres et a pu libérer une somme de 13 M\$. Le prêt est amorti sur une période de 21 ans, à un taux de 7,05 % pour la durée complète du prêt. La phase I, d'une puissance installée de 40 MW, est en exploitation depuis la fin janvier 2010 et la phase II, d'une puissance installée de 50 MW, a été mise en service graduellement entre novembre 2010 et janvier 2011. L'électricité produite par le site éolien Thames River est vendue à l'OPA (maintenant l'IESO) dans le cadre du programme Advanced RESOP.

Financement de la Seigneurie de Beaupré

Le 4 mai 2016, Boralex, la société en commandite Gaz Métro et Valener inc. ont annoncé la conclusion d'une convention de crédit amendée et mise à jour dans le cadre du refinancement sans recours pour un montant de 618 M\$ du financement de projet des parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3. Le montant total du refinancement se décline comme suit : (i) une tranche non couverte du prêt à terme de 383 M\$, qui viendra à échéance en décembre 2032, et qui représente une augmentation de 132 M\$ et une extension d'un an de l'échéance de cette tranche, (ii) une tranche couverte du prêt à terme de 193 M\$, qui viendra à échéance en décembre 2029, qui représente une diminution de 45 M\$ et une réduction de deux ans de l'échéance de cette tranche, et qui est couverte par une garantie offerte aux prêteurs par la République fédérale d'Allemagne par l'entremise de son agence de crédit à l'exportation Euler-Hermes, et (iii) une facilité de lettres de crédit totalisant 41 M\$. Le groupe de prêteurs est composé de la Bank of Tokyo-Mitsubishi (UFJ), IPEX-Bank, Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Mizuho Corporate Bank, AKA Bank, DZ Bank, Banque Laurentienne du Canada, Commonwealth Bank of Australia et Crédit Industriel et Commercial.

Convention d'achat d'actions relative à l'acquisition d'EGP France en 2014

Le 18 décembre 2014, Boralex a conclu une convention d'achat d'actions avec Enel Green Power International BV (le « vendeur »), filiale en propriété exclusive d'Enel Green Power SpA, dans le cadre de l'acquisition par Boralex de la totalité des actions émises et en circulation d'EGP France, moyennant une contrepartie nette de 189 M\$ (132 M€), payable en espèces. La clôture de l'acquisition a eu lieu le 18 décembre 2014.

Aux termes de la convention d'achat d'actions, Boralex a acquis EGP France moyennant un prix d'achat de 295 M€ (422 M\$) (le « prix d'achat »), réparti comme suit :

- (i) 280 M€ en contrepartie de toutes les actions d'EGP France (117 M€) (le « prix d'achat de base ») et en remboursement des prêts que le vendeur avait consenti à EGP France (163 M€);
- (ii) 15 M€ en contrepartie d'un parc éolien d'une puissance de 10 MW (Pécou) que détenait une filiale d'EGP France mais qui s'était engagée à le vendre à un tiers. La vente de ce parc éolien a eu lieu le 23 décembre 2014 pour un montant de 15 M€. Boralex a alors, par l'intermédiaire d'EGP France, recouvré son 15 M€.

Le prix d'achat de base reposait sur des estimations, établies avant la date de clôture, (i) de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et de certains autres éléments de la situation financière, telle que les créances et les titres détenus, déduction faite de certains éléments de passif, et (ii) du fonds de roulement net.

Dans la convention d'achat d'actions, le vendeur fait des déclarations et donne des garanties à Boralex à l'égard d'EGP France, et a accordé des indemnités en faveur de Boralex. L'indemnité totale que le vendeur s'engage à verser à Boralex aux termes des dispositions d'indemnisation est assujettie à certaines limites présentées dans la convention d'achat d'actions.

Facilité à terme sans recours conclue dans le cadre de l'acquisition d'EGP France

Dans le cadre de l'acquisition d'EGP France par la Société, dont la clôture a eu lieu le 18 décembre 2014, BNP Paribas SA a consenti à EGP France une facilité d'emprunt à terme garantie de premier rang et sans recours d'un capital de 180 M€, échéant en janvier 2030 (la « facilité à terme sans recours »).

EGP France a prélevé une première tranche de 170 M€ sur cette facilité à la clôture de son acquisition pour rembourser les prêts qui lui ont été consentis par le vendeur et pour respecter certaines de ses autres obligations relativement au financement. Plus précisément, sur cette première tranche, 168 M€ ont servi à financer une partie du prix d'achat. Une deuxième tranche de 10 M€ au maximum pouvait être prélevée afin de financer certains coûts de construction du parc éolien du Pays d'Othe d'EGP France, et d'autres dépenses en immobilisations, à condition que soient satisfaites certaines conditions préalables concernant notamment certains critères et jalons stipulés relativement au projet. Une troisième tranche de 25 M€ a été déboursée le 18 décembre 2015 ce qui porte le montant total à 205 M€.

Les emprunts doivent être remboursés en versements semestriels depuis le 5 juillet 2015. Les intérêts aux termes de la convention relative à la facilité à terme sans recours sont payables semestriellement. Le taux d'intérêt sur la première tranche de 145 M€ est variable et correspond à la somme du taux interbancaire offert en euros et de la marge d'intérêt applicable, qui augmentera graduellement tous les cinq ans jusqu'à la date d'échéance finale (la « marge applicable »). Le taux d'intérêt de l'autre tranche de 60 M€ est fixe et correspond à la somme d'une marge d'intérêt fixe stipulée et de la marge applicable. La mise en place d'une entente de couverture de taux d'intérêts permet à Boralex d'éliminer en grande partie son risque relié aux changements des taux d'intérêts.

La convention relative à la facilité à terme sans recours impose diverses restrictions à EGP France, en qualité d'emprunteur, particulièrement en ce qui a trait aux acquisitions éventuelles et aux distributions éventuelles à son actionnaire, à la prise en charge de dettes additionnelles et à l'octroi de prêts et de sûretés à des parties autres que BNP Paribas SA et toute partie qui deviendrait éventuellement prêteur aux termes de la facilité à terme sans recours.

Acte de Fiducie des Débentures 2015 « BLX.DB.A »

Le 22 juin 2015, Boralex et Computershare ont conclu un acte de fiducie qui régit les Débentures 2015. Pour plus de détails sur les conditions des Débentures 2015, voir la rubrique 8, « Structure du Capital – Débentures convertibles ».

Conventions d'acquisition du projet NRW

Dans le cadre de l'acquisition de l'intérêt d'Enercon dans le projet NRW, qui a clôturé le 18 janvier 2017, Boralex a conclu deux conventions d'acquisition avec Enercon et certaines de ses filiales, soit une convention d'achat d'actions et d'unités et une convention de souscription et de rachat. En vertu de ces deux conventions (collectivement, les « Conventions d'acquisition »), Boralex a procédé à l'acquisition de 100 % de l'intérêt d'Enercon dans le projet NRW pour un prix d'achat total de 232 M\$, payé en espèces, le tout, sous réserve de certains ajustements de prix prévus aux Conventions d'acquisition. Dans les Conventions d'acquisition, Enercon fait des déclarations, donne des garanties et prend plusieurs engagements envers Boralex à l'égard du projet NRW, et a accordé certaines indemnités en faveur de Boralex. Pour de plus amples renseignements sur l'acquisition de l'intérêt d'Enercon dans le projet NRW, voir la rubrique 5, aux sous-onglets « 2016 » et « 2017 ».

Financement du projet NRWF

Le 30 septembre 2016, NR Capital GP a conclu, à titre d'emprunteur, une convention de crédit, avec FWRN LP, à titre de garant, 1021702 B.C. Ltd., commandité de FWRN LP, à titre de garant, et diverses institutions financières, à titre de prêteurs, laquelle convention a été amendée le 15 décembre 2016 et le 18 janvier 2017. Le financement sans recours totalise 826 M\$ et est composé d'une facilité à terme non garantie de 535 M\$, d'une facilité à terme garantie la République fédérale d'Allemagne par l'entremise de son agence de crédit à l'exportation Euler-Hermes de 252 M\$, ainsi que d'une facilité de lettres de crédit de 39 M\$. Les facilités à terme ont une durée de 18 ans et portent un taux d'intérêt inférieur à 4 %. Le groupe de prêteurs est composé de la Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, KfW IpeX-Bank, Landesbank Baden-Württemberg, DZ Bank, ABN Amro et Caixabank.

Convention de prise ferme pour le placement de 2016

Aux termes d'une convention de prise ferme intervenue le 9 décembre 2016 entre la Société, d'une part, et Financière Banque Nationale Inc., RBC Marchés des capitaux, BMO Nesbitt Burns inc., Marchés mondiaux CIBC inc., Valeurs mobilières Desjardins inc., Valeurs Mobilières TD inc., Valeurs mobilières Cormark inc., Industrielle Alliance Valeurs mobilières inc. et Raymond James Ltée, d'autre part, la Société a émis et vendu, par voie de prise ferme, 10 361 500 reçus de souscription de Boralex au prix de 16,65 \$ chacun, pour un total de 173 M\$. Chaque reçu de souscription est échangeable pour une action de catégorie A de Boralex. Les reçus de souscriptions ont été convertis en 10 361 500 actions de catégorie A de Boralex lors de la clôture de l'acquisition du projet NRWF, le 18 janvier 2017. Le produit du placement a été affecté au paiement du prix d'acquisition payable dans le cadre de l'acquisition du projet NRWF. Pour de plus amples renseignements, voir la rubrique 5, au sous-onglet « 2017 ».

Convention de droits de l'investisseur

Aux termes de la convention de droits de l'investisseur intervenue le 27 juillet 2017 entre la Société et la Caisse, cette dernière peut nommer deux administrateurs indépendants au conseil d'administration de Boralex. Le nombre de candidats au conseil que la Caisse peut nommer tombera à un si elle et les membres de son groupe cessent d'être propriétaires véritables d'au moins 15 % des actions émises et en circulation de Boralex. La Caisse ne disposera plus d'un droit de nomination si elle et les membres de son groupe cessent d'être propriétaires véritables d'au moins 12 % des actions émises et en circulation de Boralex. Boralex a également consentie à la Caisse des droits de maintien en cas d'émissions supplémentaires d'actions, sous réserve des exceptions habituelles, tant que la Caisse sera propriétaire véritable d'au moins 10 % des actions émises et en circulation de Boralex. La convention de droits de l'investisseur prévoit aussi des droits d'inscription en faveur de la Caisse.

Convention d'acquisition des projets Des Moulins I, Des Moulins II et Le Plateau I

Dans le cadre de l'acquisition des participations financières d'Invenergy dans cinq projets éoliens au Québec, Boralex a conclu, le 20 juin 2018, une convention d'acquisition avec des membres du groupe d'Invenergy visant les projets Des Moulins I, Des Moulins II et Le Plateau I. Aux termes de cette convention d'acquisition et d'autres conventions, Boralex a acquis toutes les participations financières d'Invenergy dans cinq projets éoliens au Québec totalisant 201 MW de puissance installée nette pour un prix d'achat total de 216 M\$, payé en espèce, sous réserve d'ajustements du prix prévus aux conventions d'acquisition.

Convention de souscription pour le placement privé à CDP Groupe infrastructures Inc.

Aux termes d'une convention de souscription intervenue le 20 juin 2018 entre la Société et CDP Groupe Infrastructures Inc. (société détenue en propriété exclusive par la Caisse), la Caisse a convenu d'acheter, par voie de placement privé sous le régime d'une dispense de prospectus, 2 562 200 reçus de souscription de Boralex au prix de 20,20 \$ chacun, pour un total d'environ 52 M\$, incluant l'exercice intégral de l'option du placement privé par la Caisse.

Convention de prise ferme pour le placement de 2018

Aux termes d'une convention de prise ferme intervenue le 22 juin 2018 entre la Société, d'une part, et Financière Banque Nationale Inc., RBC Marchés des Capitaux, BMO Nesbitt Burns inc., Marchés mondiaux CIBC inc., Valeurs mobilières Desjardins inc., Valeurs Mobilières TD inc., Valeurs mobilières Cormark inc. et Industrielle Alliance Valeurs mobilières inc., d'autre part, la Société a émis et vendu, par voie de prise ferme, 10 247 650 reçus de souscription au prix de 20,20 \$ chacun, pour un total d'environ 207 M\$, incluant l'exercice intégral de l'option de surallocation par les preneurs fermes.

Convention de reçus de souscription pour le placement privé à CDP Groupe Infrastructures Inc.

La convention de reçus de souscription intervenue le 11 juillet 2018 entre la Société et Société de fiducie Computershare du Canada, en tant qu'agent et dépositaire des reçus de souscription émis à la Caisse, régit les modalités des reçus de souscription émis à la Caisse par voie de placement privé. La convention de reçus de souscription prévoit entre autres que chaque reçu de souscription donnera à la Caisse le droit de recevoir automatiquement, à la clôture de l'acquisition, sans autre mesure de sa part ni paiement d'une contrepartie supplémentaire, (i) une action ordinaire de Boralex et (ii) une somme par reçu de souscription égale au versement de l'équivalent des dividendes. Les reçus de souscriptions ont été convertis en 2 562 200 actions ordinaires de catégorie A de Boralex lors de la clôture de l'acquisition des participations financières d'Invenergy dans cinq projets éoliens au Québec, le 14 septembre 2018.

Convention relative aux reçus de souscription pour le placement de 2018

La convention de reçus de souscription intervenue le 11 juillet 2018 entre la Société et Société de fiducie Computershare du Canada, en tant qu'agent et dépositaire pour le compte des porteurs de reçus de souscription, régit les modalités des reçus de souscription émis dans le cadre du placement public de reçus de souscription. La convention de reçus de souscription prévoit entre autres que chaque reçu de souscription donnera au porteur le droit de recevoir automatiquement, à la clôture de l'acquisition, sans autre mesure de sa part ni paiement d'une contrepartie supplémentaire, (i) une action ordinaire de Boralex et (ii) une somme par reçu de souscription égale au versement de l'équivalent des dividendes. Les reçus de souscriptions ont été convertis en 10 247 650 actions ordinaires de catégorie A de Boralex lors de la clôture de l'acquisition des participations financières d'Invenenergy dans cinq projets éoliens au Québec, le 14 septembre 2018.

16. Intérêts des experts

PricewaterhouseCoopers LLP/s.r.l./S.E.N.C.R.L., société de comptables professionnels agréés, est l'auditeur indépendant des états financiers consolidés de la Société qui a préparé le rapport de l'auditeur indépendant daté du 28 février 2019 portant sur les états financiers consolidés de la Société et les notes annexes aux 31 décembre 2018 et 2017 et pour les exercices clos à ces dates. PricewaterhouseCoopers LLP/s.r.l./S.E.N.C.R.L. a confirmé son indépendance par rapport à la Société, au sens du *Code de déontologie des comptables professionnels agréés* du Québec.

17. Renseignements complémentaires

D'autres renseignements, y compris la rémunération des administrateurs et des dirigeants, les prêts qui leur ont été consentis, le nom des principaux porteurs de titres de Boralex et les titres autorisés aux fins d'émission dans le cadre de plans de rémunération en actions, le cas échéant, sont présentés dans la circulaire de sollicitation de procurations datée du 12 mars 2018 et figureront dans la circulaire de sollicitation de procurations relative à l'assemblée annuelle des actionnaires de Boralex de 2019 qui aura lieu le 8 mai 2019.

Des informations financières additionnelles se rapportant au dernier exercice financier clos le 31 décembre 2018 sont présentées dans les états financiers audités annuels de Boralex pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 et le rapport de gestion connexe, qui sont intégrés par renvoi aux présentes et publiés sur le site www.sedar.com.

On peut se procurer les documents d'information continue sur le site Web de la Société au www.boralex.com ou sur SEDAR au www.sedar.com, ou auprès du secrétaire corporatif de la Société aux adresses suivantes :

Boralex inc.

Siège social

36, rue Lajeunesse
Kingsey Falls (Québec) J0A 1B0
Téléphone : 819 363-6363
Télécopieur : 819 363-6399

Boralex inc.

Bureaux administratifs

Secrétariat corporatif
900, boulevard de Maisonneuve Ouest, 24^e étage
Montréal (Québec) H3A 0A8
Téléphone : 514 284-9890
Télécopieur : 514 284-9895

Annexe A – Règles du comité d’audit

1. Composition et quorum

- Le comité d’audit est composé d’un minimum de trois administrateurs nommés par le Conseil;
- Seuls des administrateurs indépendants, selon la détermination du Conseil et conformément aux lois et règlements canadiens sur les valeurs mobilières, doivent être nommés au Comité. Un membre du Comité d’audit ne peut, sauf en sa capacité d’administrateur ou de membre d’un comité du Conseil et sous réserve des dispenses prévues en vertu des lois et règlements applicables au Canada, accepter, directement ou indirectement, d’honoraires de Boralex ou d’une filiale de Boralex ni ne peut être membre du même groupe que Boralex ou d’une de ses filiales;
- Chaque membre doit avoir des « compétences financières » selon le jugement du Conseil;
- Le quorum est constitué de la majorité des membres

2. Réunions du comité

- Les réunions ont lieu au moins quatre fois par année et au besoin;
- Les membres du Comité se rencontrent avant ou après chaque réunion sans la présence de la direction;
- Le Comité fait rapport périodiquement au Conseil de ses réunions et lui fait part de ses recommandations.

3. Mandat

La principale fonction du Comité d’audit est d’aider le Conseil à s’acquitter de sa responsabilité de surveillance à l’égard des questions suivantes :

- La qualité et l’intégralité des états financiers consolidés de Boralex et de l’information connexe;
- Le processus de présentation et de communication de l’information financière;
- Les systèmes de contrôle interne et de contrôles financiers;
- La nomination, la compétence, le rendement, l’indépendance et la compensation de l’auditeur;
- Le respect par Boralex des exigences légales et réglementaires; et
- Toute autre fonction ou responsabilité que le Conseil pourrait lui déléguer de temps à autre.

Bien que le Comité d’audit ait les responsabilités et les pouvoirs énoncés ci-dessous, les membres du Comité reconnaissent que le rôle du Comité d’audit est d’exercer une fonction de surveillance des processus comptables et de communication de l’information financière de Boralex et des audits par l’auditeur des états financiers consolidés de Boralex au nom du Conseil et de faire rapport régulièrement de ses activités à celui-ci.

La direction de Boralex est responsable de la préparation, de la présentation et de l’intégrité des états financiers consolidés de Boralex et de l’efficacité des mesures de surveillance internes visant l’information financière. La direction doit appliquer et maintenir en vigueur des principes et des politiques adéquats en matière de comptabilité, de présentation de l’information financière et de contrôle interne qui permettent à Boralex de respecter les normes comptables, les lois et les règlements applicables.

L’auditeur a la responsabilité de planifier et d’exécuter l’audit des états financiers consolidés annuels de Boralex et de vérifier annuellement l’efficacité des mesures de surveillance internes visant l’information financière et les autres procédures d’audit.

Le Comité d’audit est directement responsable de la surveillance des travaux de l’auditeur engagé pour établir ou délivrer un rapport d’audit ou rendre d’autres services d’audit, d’examen ou d’attestation à Boralex.

Dans l’exécution de leurs fonctions, les membres du Comité d’audit doivent avoir des discussions constructives et ouvertes avec le Conseil, l’auditeur et la direction.

Les responsabilités du Comité d'audit comprennent ce qui suit :

A. Présentation de l'information financière

- Examiner la qualité et l'intégrité du processus comptable et du processus de présentation et de communication de l'information financière de Boralex au moyen de discussions avec la direction et l'auditeur;
- Examiner, avec la direction et l'auditeur, les états financiers consolidés annuels audités de Boralex, y compris l'information contenue dans le rapport de gestion, les communiqués de presse connexes ainsi que le rapport de l'auditeur sur ces états financiers avant leur publication et leur dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières;
- Examiner avec la direction les états financiers consolidés non audités de Boralex, y compris le rapport de gestion pour chaque période intermédiaire d'un exercice financier et les communiqués de presse connexes avant leur publication et leur dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières;
- Examiner l'information financière contenue dans les prospectus, notices d'offre, notice annuelle et autres documents publics renfermant de l'information financière auditée ou non auditée, soumise à l'approbation du Conseil;
- Examiner, avec l'auditeur et la direction, la qualité, la pertinence et la communication des principes et conventions comptables de Boralex, des hypothèses sous-jacentes et des pratiques en matière de présentation de l'information, de même que toute proposition de modification à ces principes et conventions comptables;
- Passer en revue les analyses ou autres communications écrites préparées par la direction ou l'auditeur sur lesquelles figurent les questions importantes concernant la présentation de l'information financière et les décisions prises dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés, y compris toute analyse de l'incidence de l'application d'autres méthodes conformes aux principes comptables généralement reconnus sur les états financiers;
- Vérifier que les attestations de la direction à l'égard de l'information financière présentée dans les documents annuels et intermédiaires sont conformes à la législation applicable;
- Passer en revue les litiges importants et les initiatives d'ordre réglementaire ou comptable qui pourraient avoir une influence appréciable sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de Boralex et vérifier la pertinence de leur communication dans les documents examinés par le Comité d'audit;
- Passer en revue les résultats de l'audit, les problèmes importants qui ont retenu l'attention de l'auditeur lors de l'audit ainsi que la réponse ou le plan d'action de la direction relativement à toute lettre de recommandation de l'auditeur.

B. Gestion des risques financiers et des contrôles internes

- Recevoir périodiquement un rapport de la direction évaluant le caractère adéquat et l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information et des systèmes de contrôle interne de Boralex;
- Passer en revue les protections d'assurances de Boralex chaque année et au besoin;
- Passer en revue les politiques d'évaluation et de gestion des principaux risques financiers pour Boralex, y compris les politiques portant sur les opérations de couverture, le financement, les investissements et le crédit;
- Passer en revue les dépenses en immobilisations et autres dépenses importantes, les opérations entre parties liées ou toute autre opération qui pourrait modifier la structure financière ou organisationnelle de Boralex, y compris les postes hors bilan;
- Aider le Conseil à s'acquitter de sa responsabilité de s'assurer que Boralex respecte les exigences légales et réglementaires applicables;
- Tout en s'assurant de maintenir le caractère confidentiel et anonyme des communications, établir des procédures claires et précises quant à la réception, la conservation et le traitement des plaintes communiquées à Boralex traitant d'irrégularités ou de fraude sur des questions de comptabilité, de contrôles comptables internes ou d'audit, y compris les préoccupations transmises par les employés concernant des questions de comptabilité ou d'audit.

C. Auditeurs

- Recommander au Conseil la nomination et la rémunération de l'auditeur suivant son évaluation et l'examen de ses compétences, de son rendement et de son indépendance conformément aux normes du Conseil canadien sur la reddition de comptes;
- S'assurer que l'auditeur fasse rapport directement au Comité;
- Approuver tous les services d'audit, d'examen ou d'attestation fournis par l'auditeur et superviser la communication de ceux-ci, déterminer les services non liés à l'audit qu'il est interdit à l'auditeur de fournir et approuver au préalable les services non liés à l'audit que l'auditeur est autorisé à fournir à Boralex ou à l'une de ses filiales, divisions ou coentreprises, conformément aux lois et règlements applicables et superviser la communication de ceux-ci;
- Discuter avec l'auditeur non seulement de l'acceptabilité des principes comptables de Boralex mais de leur qualité, incluant (i) toutes les conventions et pratiques comptables essentiellement utilisées, (ii) les autres traitements de l'information financière qui ont fait l'objet de discussions avec la direction, la portée de leur utilisation et le traitement privilégié par l'auditeur, ainsi que (iii) toute autre communication écrite importante entre la direction et l'auditeur;
- Résoudre tout désaccord ou différend non résolu entre la direction et l'auditeur qui pourrait avoir une incidence sur les états financiers consolidés ou sur les mesures et procédures mises en place pour y remédier;
- Passer en revue, au moins une fois par année, le rapport de l'auditeur décrivant ses relations avec Boralex et confirmant son indépendance, et discuter avec lui de toute relation ou service pouvant avoir des répercussions sur la qualité de ses services d'audit, son objectivité ou son indépendance;
- Approuver et passer en revue, au moins une fois par année, la politique en matière d'indépendance de l'auditeur, laquelle comprend aussi des règles relatives à l'embauche des membres du personnel de l'auditeur.

Au besoin, le Comité d'audit peut retenir, aux frais de Boralex, les services de conseillers indépendants pour l'aider à s'acquitter de ses responsabilités et peut fixer les honoraires et autres conditions d'embauche de ces conseillers.

Une fois par année, le Comité examine son mandat pour déterminer s'il est adéquat.