



Rapport de gestion

En date du 8 novembre 2018

Le présent rapport de gestion donne un aperçu des résultats d'exploitation d'Emera Incorporated et de ses filiales et investissements (« Emera ») pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2018 par rapport aux périodes correspondantes de 2017, de même qu'un aperçu de sa situation financière au 30 septembre 2018 par rapport au 31 décembre 2017. Dans le cadre du présent rapport, « Emera Incorporated », « Emera » et la « société » désignent Emera Incorporated ainsi que l'ensemble de ses filiales et de ses investissements consolidés. La société exerce ses activités dans six secteurs d'exploitation : Emera Floride et Nouveau-Mexique, Nova Scotia Power Inc., Emera Maine, Emera Caraïbes, Emera Energy et Activités du siège social et autres.

Le présent rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités d'Emera Incorporated et des notes annexes au 30 septembre 2018 et pour la période de neuf mois close à cette date, ainsi que du rapport de gestion et des états financiers consolidés audités annuels d'Emera Incorporated et des notes annexes au 31 décembre 2017 et pour l'exercice clos à cette date. Emera suit les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis » ou « PCGR »).

Les méthodes comptables utilisées par les entités à tarifs réglementés d'Emera peuvent différer de celles utilisées par les entreprises à tarifs non réglementés d'Emera en ce qui a trait au moment de la comptabilisation de certains actifs, passifs, produits et charges. Voici les filiales à tarifs réglementés et investissements d'Emera :

Filiale à tarifs réglementés d'Emera ou placement dans des sociétés satellites	Organisme chargé de l'approbation/ de l'examen des conventions comptables
Filiale	
Tampa Electric – division de distribution d'électricité de Tampa Electric Company (« TEC »)	Florida Public Service Commission (la « FPSC ») et Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC »)
Peoples Gas System (« PGS ») – division gazière de TEC	FPSC
SeaCoast Gas Transmission, LLC (« SeaCoast »)	FPSC
New Mexico Gas Company, Inc. (« NMGC »)	New Mexico Public Regulation Commission (la « NMPRC »)
Nova Scotia Power Inc. (« NSPI »)	Nova Scotia Utility and Review Board (l'« UARB »)
Emera Maine	Maine Public Utilities Commission (la « MPUC ») et la FERC
Barbados Light & Power Company Limited (« BLPC »)	Fair Trading Commission de la Barbade
Grand Bahama Power Company Limited (« GBPC »)	The Grand Bahama Port Authority (la « GBPA »)
Dominica Electricity Services Ltd. (« Domlec »)	Independent Regulatory Commission (l'« IRC ») de la Dominique
Emera Brunswick Pipeline Company Limited (« Brunswick Pipeline »)	Office national de l'énergie (l'« ONE »)

Filiale à tarifs réglementés d'Emera ou placement dans des sociétés satellites	Organisme chargé de l'approbation/ de l'examen des conventions comptables
Placements dans des sociétés satellites	
NSP Maritime Link Inc. (« NSPML »)	L'UARB
Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership and Maritimes & Northeast Pipeline LLC (« M&NP »)	L'ONE et la FERC
Labrador Island Link Limited Partnership (« LIL »)	Régie des commissaires aux services publics de Terre-Neuve-et-Labrador
St. Lucia Electricity Services Limited (« Lucelec »)	National Utility Regulatory Commission (la « NURC »)

Tous les montants sont en dollars canadiens (« \$ CA »), exception faite des montants indiqués dans les rubriques du présent rapport de gestion portant sur Emera Floride et Nouveau-Mexique, Emera Maine et Emera Caraïbes qui, sauf indication contraire, sont libellés en dollars américains (« \$ US »).

On peut obtenir de plus amples renseignements sur Emera, y compris la notice annuelle de la société, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

TABLE DES MATIÈRES

Information prospective.....	3
Introduction et aperçu stratégique.....	4
Unités de mesure financières non conformes aux PCGR.....	6
Rétrospective financière consolidée.....	8
Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice	8
Principales données financières consolidées.....	9
Faits saillants de l'état des résultats consolidé	10
Survol de l'entreprise et perspectives commerciales	14
Emera Floride et Nouveau-Mexique	15
NSPI	17
Emera Maine.....	18
Emera Caraïbes.....	18
Emera Energy.....	19
Activités du siège social et autres	20
Bilans consolidés – Faits saillants.....	22
Faits récents.....	23
Informations sur les actions ordinaires en circulation.....	25
Emera Floride et Nouveau-Mexique.....	26
NSPI.....	30
Emera Maine.....	34
Emera Caraïbes.....	37
Emera Energy	39
Activités du siège social et autres	43
Situation de trésorerie et sources de financement	44
Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants.....	45
Obligations contractuelles.....	47
Gestion de la dette.....	48
Garanties et lettres de crédit.....	49
Transactions entre parties liées	50
Gestion des risques, y compris les instruments financiers.....	51
Communication de l'information et contrôles internes.....	53
Estimations comptables critiques.....	53
Modification de méthodes et de pratiques comptables	54
Récapitulatif des résultats trimestriels.....	57

INFORMATION PROSPECTIVE

Le présent rapport de gestion contient de l'« information prospective », au sens attribué à cette expression dans les lois sur les valeurs mobilières canadiennes applicables, ainsi que des énoncés qui reflètent les attentes actuelles quant à la croissance, aux résultats d'exploitation, au rendement, aux perspectives et aux occasions commerciales futurs de la société, et il pourrait ne pas être approprié à d'autres fins. La totalité de cette information prospective et de ces énoncés est présentée conformément aux dispositions relatives aux règles refuges des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les termes « prévoit », « croit », « pourrait », « estime », « s'attend à », « projette », « échéancier », « devrait » et « budget », de même que les verbes employés au conditionnel et au futur et les expressions similaires, visent souvent à mettre en évidence l'information prospective, bien que celle-ci ne soit pas toujours véhiculée au moyen de ces termes. L'information prospective reflète les opinions actuelles de la direction d'Emera et se fonde sur l'information dont celle-ci dispose actuellement, et elle ne devrait pas être interprétée comme une garantie portant sur les événements, le rendement ou les résultats futurs. De plus, elle ne reflétera pas nécessairement fidèlement la réalisation de ces événements, de ce rendement ou de ces résultats, ni le moment de leur réalisation.

L'information prospective est fondée sur des hypothèses raisonnables et elle est assujettie à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante des résultats historiques ou de ceux prévus dans le cadre de l'information prospective. Les facteurs pouvant faire en sorte que les événements ou les résultats diffèrent des attentes actuelles sont analysés à la rubrique « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales » du rapport de gestion, et ils peuvent également comprendre : le risque réglementaire; les risques liés à l'exploitation et à l'entretien; les fluctuations de la conjoncture économique; le risque lié à la disponibilité et au prix des produits de base; le risque lié aux marchés financiers et le risque de liquidité; la croissance future des dividendes; le calendrier et les coûts liés à certains projets d'investissement; les incidences prévues sur Emera des défis touchant l'économie mondiale; les niveaux de consommation prévus d'énergie; le maintien de couvertures d'assurance adéquates; les changements dans les habitudes de consommation de l'énergie par les abonnés; la possibilité que l'évolution de la technologie entraîne une réduction de la demande en électricité; les conditions météorologiques; le risque de prix des produits de base; les dépenses d'entretien et les autres dépenses imprévues; le risque lié à l'exploitation et à l'entretien des systèmes; les instruments financiers dérivés et les couvertures; le risque de taux d'intérêt; le risque de crédit; le risque lié aux relations commerciales; l'interruption de l'approvisionnement en combustible; le risque pays; les risques environnementaux; le change; les décisions réglementaires et gouvernementales, y compris les modifications apportées aux lois touchant à l'environnement, à l'information financière et à la fiscalité; les risques liés aux exigences de rendement et de capitalisation des régimes de retraite; la perte d'un secteur de service; le risque de défaillance des infrastructures informatiques et les risques liés à la cybersécurité; les prix de vente des produits énergétiques sur le marché; les relations de travail; et la disponibilité des ressources en matière de main-d'œuvre et de gestion.

Les lecteurs sont priés de ne pas se fier indûment à l'information prospective, étant donné que les résultats réels pourraient différer de façon importante des plans, des attentes, des estimations ou des intentions et des énoncés qui y figurent. L'ensemble de l'information prospective contenue dans le présent rapport de gestion est publiée sous réserve des mises en garde ci-dessus et, sauf si cela est exigé en vertu de la loi, Emera nie toute obligation de réviser ou de mettre à jour quelque information prospective que ce soit en raison de la production de nouveaux renseignements ou de la survenance de nouveaux événements, ou pour toute autre raison.

INTRODUCTION ET APERÇU STRATÉGIQUE

Emera est une société de services et d'énergie diversifiée sur le plan géographique. La société possède des investissements dans les domaines de la production, du transport et de la distribution d'électricité ainsi que dans les services de transport et de distribution de gaz naturel, principalement dans les services publics à tarifs réglementés qui génèrent des bénéfices et des flux de trésorerie appréciables et constants. Emera cherche à fournir à ses clients des produits et services énergétiques fiables, rentables et durables, et propose des solutions énergétiques régionales en faisant le lien entre les actifs, les marchés et les partenaires du Canada, mais aussi des États-Unis et des Caraïbes.

Emera s'emploie à dégager des bénéfices et des flux de trésorerie constants ainsi qu'une croissance à long terme pour les investisseurs, et c'est pourquoi la croissance annuelle des dividendes, la croissance du résultat par action ordinaire, la croissance du résultat ajusté par action ordinaire (mesure financière non conforme aux PCGR décrite à la rubrique « Unités de mesure financières non conformes aux PCGR » ci-après) et le rendement total pour les actionnaires ont été retenus comme indicateurs clés de rendement. La société a profité d'importantes occasions d'investissement à court terme dans le domaine des activités au tarif de base réglementé, notamment un investissement de 1,7 milliard de dollars américains de Tampa Electric dans la construction d'une nouvelle centrale de production d'énergie solaire de 600 MW et la modernisation de la centrale Big Bend. Compte tenu de l'ampleur des investissements de la société, des événements récents sur les marchés financiers et d'autres facteurs, en août 2018, Emera a jugé prudent de réduire la cible de croissance annuelle du dividende pour la faire passer de 8 % en 2020 à une fourchette de 4 % à 5 % en 2021. La société continue de viser un ratio de distribution des dividendes à long terme de 70 % à 75 %. La société croit que son ratio de distribution des dividendes sera supérieur à cette cible à long terme au cours de la période visée par ces prévisions. Emera maintient une cible de contribution à son bénéfice net ajusté d'au moins 75 % pour ses services publics à tarifs réglementés.

Partout dans le monde, et surtout en Amérique du Nord, le marché de l'énergie subit des changements fondamentaux qui ont créé des possibilités d'investissement prometteuses pour les entreprises possédant l'expérience et les capacités d'Emera. Parmi les principales tendances alimentant ces possibilités d'affaires, on retrouve le vieillissement de l'infrastructure; la baisse du coût du gaz naturel; la demande croissante pour de nouvelles solutions en matière de chauffage et de climatisation à l'électricité; la nécessité, pour les projets de transport à grande échelle, d'offrir de nouvelles sources d'énergie à la clientèle ainsi que les progrès technologiques et les enjeux d'ordre environnemental. Parmi ces enjeux environnementaux, on retrouve le désir de réduire les émissions de dioxyde de carbone et d'autres gaz à effet de serre, ainsi que les effets potentiels du changement climatique sur les systèmes, y compris les changements dans les situations météorologiques mondiales et régionales, les changements dans la fréquence et l'intensité des événements météorologiques extrêmes et l'élévation du niveau des mers. La stratégie d'Emera en matière de services publics d'électricité est axée sur la recherche d'occasions d'investissement visant à remplacer les modes de production d'électricité à teneur élevée en carbone par des solutions à plus faibles émissions en carbone et à mettre sur pied des infrastructures de transport et de distribution capables de mettre cette énergie sur le marché. En ce qui a trait à ses services publics de gaz naturel, la stratégie d'Emera consiste à investir dans le renouvellement des infrastructures et dans des agrandissements dans les zones de services actuelles.

Le secteur de l'énergie continue de subir les contrecoups des mesures de réduction de carbone mandatées et encouragées dans toute l'Amérique du Nord et dans les Caraïbes. On ignore si l'instabilité économique, la politique gouvernementale et les prix plus faibles des combustibles fossiles auront pour effet de ralentir le rythme de cette transformation dans le secteur. Il y a fort à parier que les investissements dans la production d'énergie éolienne et solaire, dans la production d'hydroélectricité ainsi que dans des infrastructures de gaz naturel et de nouvelles infrastructures de transport vont se maintenir pour l'ensemble du secteur, en dépit de l'écart de coût qu'il pourrait y avoir avec d'autres options de production d'énergie à haute teneur en carbone. Les dépenses en immobilisations nécessaires pour ces investissements devront être gérées en tenant compte du contexte de la tarification globale de l'énergie.

En Floride, la société investit actuellement dans un certain nombre d'initiatives, notamment la production d'énergie solaire et la modernisation des infrastructures de production au charbon et au gaz naturel, dans le but de réduire les émissions de carbone. En Nouvelle-Écosse, la société a investi dans l'énergie éolienne, l'énergie de biomasse et l'hydroélectricité, de sorte qu'elle est en voie d'atteindre la cible de 40 % d'énergie provenant de sources renouvelables d'ici 2020. Dans les Caraïbes, Emera s'applique également à implanter des sources d'énergie plus propre tout en insistant sur l'abordabilité et la stabilité des coûts du combustible facturés aux abonnés.

Emera investit dans le transport d'électricité afin de contribuer à l'acheminement de nouvelles sources d'énergie renouvelable sur le marché. La participation de la société dans le projet de lien maritime et dans le projet LIL contribuera à transformer le marché de l'électricité dans les provinces de l'Atlantique et ouvrira la voie à la croissance de l'accessibilité à des sources d'énergie propre et renouvelable dans la région. En outre, les provinces de l'Atlantique bénéficieront d'un plus grand accès aux marchés du nord-est des États-Unis, ce qui devrait permettre d'acheminer les volumes d'énergie renouvelable excédentaires dans cette région.

Emera Energy est une entreprise de commercialisation et de négociation d'énergie physique, complétée par un portefeuille de centrales électriques concurrentielles. Une part importante des activités d'Emera Energy se situe dans le nord-est de l'Amérique du Nord, et sa connaissance étendue du marché, sa forte orientation client et ses pratiques rigoureuses de gestion du risque sont des facteurs clés de sa réussite. Contrairement à la grande majorité des entreprises d'Emera, les tarifs d'Emera Energy ne sont pas réglementés.

L'habileté d'Emera de mener à bien sa stratégie dépend de sa capacité à appliquer une approche collaborative en matière de partenariats stratégiques, de sa capacité à trouver des solutions créatives dans un ou plus d'un territoire de compétence à la fois et de sa vaste expérience en matière de gestion de projets et de structures d'investissement complexes. La société continuera à investir dans ses entreprises de services publics réglementées, au bénéfice de la clientèle, et déploiera tous les efforts afin d'assurer la stabilité des tarifs. De temps à autre, Emera réalisera l'acquisition d'entreprises réglementées ou non réglementées si celles-ci s'inscrivent dans la foulée de ses initiatives stratégiques et qu'elles dégagent de la valeur pour les actionnaires.

Afin de garantir la stabilité du bénéfice net et des flux de trésorerie des entreprises de services publics, Emera a recours à des modèles d'exploitation et de gouvernance axés sur la sécurité et l'excellence en matière d'exploitation, une approche vis-à-vis de la clientèle qui passe par la fiabilité des services et la stabilité des tarifs, la participation proactive des parties prenantes, des mesures réglementaires constructives ainsi que l'engagement et la formation du personnel.

Emera a augmenté et prévoit continuer d'augmenter ses actifs afin d'atteindre ses objectifs stratégiques. Au cours des 10 dernières années, la capacité d'Emera à générer des flux de trésorerie et à amasser les capitaux nécessaires pour financer ses investissements a beaucoup contribué à sa croissance. Les principales sources de financement d'Emera pour son profil actuel d'investissement en immobilisations devraient être composées de flux de trésorerie générés à l'interne, de capitaux d'emprunt obtenus par les sociétés en exploitation afin de soutenir le profil de croissance de chaque entreprise, ainsi que de la vente de certains actifs. Les marchés de capitaux propres, comprenant les actions privilégiées et le régime de réinvestissement de dividendes, continueront de soutenir la croissance à venir de la société. Le maintien de notes de crédit de la catégorie investissement constitue un volet important de la stratégie d'Emera.

Le secteur de l'énergie est touché par des facteurs saisonniers. Des situations météorologiques de nature saisonnière et non saisonnière, comme la fréquence et la violence des tempêtes, peuvent influencer sur la demande d'énergie ainsi que sur le coût de la prestation des services. De même, les rajustements de réévaluation à la valeur du marché et les taux de change peuvent avoir une incidence importante sur les résultats financiers d'une période donnée. Les résultats d'un trimestre donné ne sont donc pas nécessairement représentatifs de ceux d'un autre trimestre ni de ceux de l'exercice complet.

L'effet des taux de change sur le bénéfice net d'Emera est notable, puisqu'environ 70 % du bénéfice net ajusté d'Emera sera généré par des filiales dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain. Le bénéfice net consolidé et les flux de trésorerie d'Emera seront sensibles aux fluctuations du dollar américain par rapport au dollar canadien. En général, Emera bénéficie de l'affaiblissement du dollar canadien et subit les contrecoups de son raffermissement. Emera couvre habituellement les expositions transactionnelles, mais ne couvre pas les expositions au risque de change.

UNITÉS DE MESURE FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Emera utilise des unités de mesure financières qui n'ont pas de signification normalisée selon les PCGR des États-Unis et qui pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres entités. Emera calcule les mesures non conformes aux PCGR en ajustant certaines mesures conformes aux PCGR compte tenu d'éléments précis que la société juge importants, mais non représentatifs des activités sous-jacentes de la période. Une analyse et un rapprochement de ces mesures sont présentés ci-dessous.

Bénéfice net ajusté

Pour les troisièmes trimestres et neuf premiers mois de 2018 et de 2017, Emera a calculé sa mesure du bénéfice net ajusté compte non tenu de l'incidence :

- des rajustements de réévaluation à la valeur du marché liés aux instruments dérivés sur produits de base détenus à des fins de transaction (« DFT ») d'Emera, y compris les ajustements liés à l'écart de prix entre le lieu d'où provient le gaz naturel et le lieu où il est livré;
- des rajustements de réévaluation à la valeur du marché inclus dans la quote-part du bénéfice d'Emera liée aux activités commerciales de Bear Swamp Power Company LLC (« Bear Swamp »);
- de l'amortissement de la capacité de transport constaté à la suite de certaines opérations de commercialisation et de négociation d'Emera Energy;
- des rajustements de réévaluation à la valeur du marché liés à un swap de taux d'intérêt de Brunswick Pipeline;
- des rajustements de réévaluation à la valeur du marché liés à des titres de capitaux propres détenus dans les secteurs Emera Caraïbes et Activités du siège social et autres.

La direction estime que le fait d'exclure l'incidence de ces réévaluations à la valeur du marché, et des variations connexes, du bénéfice net jusqu'au règlement des contrats permet un meilleur appariement entre le but et l'incidence financière de ceux-ci et les flux de trésorerie sous-jacents et les activités courantes de l'entreprise, en plus de permettre aux investisseurs de mieux comprendre et évaluer l'entreprise. La direction et le conseil d'administration ne tiennent pas compte de ces rajustements de réévaluation à la valeur du marché pour évaluer le rendement et la rémunération incitative.

Se reporter aux rubriques « Rétrospective financière consolidée », « Emera Energy », « Emera Caraïbes » et « Activités du siège social et autres » pour obtenir plus de précisions sur les rajustements de réévaluation à la valeur du marché.

Au quatrième trimestre de 2017, en raison de la promulgation de la loi des États-Unis intitulée *Tax Cuts and Jobs Act of 2017* (la « Loi sur les réductions d'impôt et les emplois aux États-Unis » ou la « Loi »), la société a comptabilisé une charge d'impôts sur les bénéfices hors trésorerie découlant de la réévaluation provisoire du solde existant des actifs nets d'impôts reportés sur les bénéfices non réglementés aux États-Unis. L'incidence de cette réévaluation provisoire a été exclue du calcul du bénéfice net ajusté de 2017. La société continue de suivre de près certains aspects de la Loi, dont l'évaluation des crédits pour l'impôt minimum de remplacement remboursables, qui pourraient éventuellement influencer sur l'évaluation de ces soldes ou donner lieu à de nouveaux impôts reportés. Tout autre ajustement requis, le cas échéant, sera comptabilisé par la société au cours de la période d'évaluation en 2018, tel qu'il est permis aux termes du Staff Accounting Bulletin 118 de la SEC, intitulé *Income Tax Accounting Implications of the Tax Cuts and Jobs Act*. Aucun ajustement de période d'évaluation n'a été comptabilisé au cours des neuf premiers mois de 2018.

Le tableau qui suit présente un rapprochement entre le bénéfice net déclaré attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, et entre le résultat de base par action ordinaire déclaré et le résultat ajusté de base par action ordinaire :

en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	118 \$	81 \$	479 \$	494 \$
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(73) \$	(37) \$	(25) \$	107 \$
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	191 \$	118 \$	504 \$	387 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,51 \$	0,38 \$	2,06 \$	2,32 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,82 \$	0,55 \$	2,17 \$	1,82 \$

BAIIA et BAIIA ajusté

Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (le « BAIIA ») est une mesure financière non conforme aux PCGR utilisée par Emera. Le BAIIA est utilisé par bon nombre d'investisseurs et de prêteurs pour mieux comprendre et analyser l'évolution des flux de trésorerie et la qualité du crédit. Le BAIIA est utile pour évaluer le rendement d'exploitation d'Emera et est un indicateur de la capacité de la société à assurer le service de la dette ou à contracter des emprunts, à engager des dépenses en immobilisations et à financer le fonds de roulement.

Le BAIIA ajusté est une mesure financière non conforme aux PCGR utilisée par Emera. À l'instar des calculs du bénéfice net ajusté dont il est question ci-dessus, cette mesure représente le BAIIA compte non tenu de l'incidence sur le bénéfice des rajustements de réévaluation à la valeur du marché d'Emera.

Il se peut que le BAIIA et le BAIIA ajusté de la société ne soient pas comparables aux mesures du BAIIA présentées par d'autres sociétés. Toutefois, la direction estime qu'ils reflètent adéquatement le rendement d'exploitation d'Emera. Ces mesures ne visent pas à remplacer le « bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires » qui, calculé selon les PCGR, est un indicateur du rendement d'exploitation.

Le tableau qui suit présente un rapprochement entre le bénéfice net déclaré et le BAIIA et le BAIIA ajusté.

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net ¹⁾	141 \$	99 \$	516 \$	531 \$
Intérêts débiteurs nets	176	170	527	523
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(33)	45	29	191
Amortissement	236	207	687	644
BAIIA	520	521	1 759	1 889
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché, compte non tenu des impôts sur les bénéfices et des intérêts	(105)	(54)	(36)	153
BAIIA ajusté	625 \$	575 \$	1 795 \$	1 736 \$

1) Le bénéfice net représente le bénéfice avant la participation ne donnant pas le contrôle dans les filiales et les dividendes sur actions privilégiées.

RÉTROSPECTIVE FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice

2018

Incidence sur le bénéfice des gains et pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts

Les pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts ont augmenté de 36 millions de dollars pour s'établir à 73 millions de dollars au troisième trimestre de 2018, comparativement à 37 millions de dollars au troisième trimestre de 2017, en raison principalement des variations des positions existantes d'Emera Energy sur les contrats liés au gaz, en partie contrebalancées par une baisse de l'amortissement des actifs de transport du gaz au troisième trimestre de 2018. Au cours des neuf premiers mois de 2018, les gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts ont diminué de 132 millions de dollars pour se solder par une perte de 25 millions de dollars, comparativement à des gains de 107 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. Cette diminution, principalement liée à Emera Energy, s'explique par des variations des positions existantes sur les contrats à long terme liés au gaz naturel au premier trimestre de 2017 et par une reprise plus importante de pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché au premier trimestre de 2017 par rapport à 2018, en partie contrebalancées par une baisse de l'amortissement des actifs de transport du gaz en 2018.

Répartition de l'impôt de l'État de la Floride

Au cours du troisième trimestre de 2018, Emera a reçu l'approbation du Florida Department of Economic Opportunity pour modifier ses facteurs de répartition de l'impôt de l'État de la Floride. Cette modification a donné lieu à la comptabilisation par la société d'une économie d'impôts d'environ 23 millions de dollars, ou 0,10 \$ par action ordinaire, découlant de la réévaluation de certains soldes d'impôts reportés.

Principales données financières consolidées par secteur d'activité

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)	2018	2017	2018	2017
Emera Floride et Nouveau-Mexique	140 \$	120 \$	327 \$	302 \$
NSPI	15	7	103	106
Emera Maine	17	13	33	38
Emera Caraïbes	14	12	31	30
Emera Energy	19	(1)	76	(2)
Activités du siège social et autres	(14)	(33)	(66)	(87)
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	191 \$	118 \$	504 \$	387 \$
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(73)	(37)	(25)	107
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	118 \$	81 \$	479 \$	494 \$

Le tableau qui suit fait état des variations importantes du bénéfice net ajusté entre 2017 et 2018.

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Bénéfice net ajusté – 2017	118 \$	387 \$
Répartition de l'impôt de l'État de la Floride	23	23
Emera Energy	20	78
Emera Floride et Nouveau-Mexique	20	25
NSPI	8	(3)
Emera Maine	4	(5)
Quote-part du bénéfice de NSPML et de LIL	2	18
Autres	(4)	(19)
Bénéfice net ajusté – 2018	191 \$	504 \$

Se reporter à la section portant sur les principales données financières par secteur pour plus de précisions sur les contributions des unités d'exploitation.

en millions de dollars canadiens	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation avant la variation du fonds de roulement	1 237 \$	956 \$
Variation du fonds de roulement	156	85
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 393 \$	1 041 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 565) \$	(1 273) \$
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	121 \$	62 \$

en millions de dollars canadiens	Au 30 septembre 2018	Au 31 décembre 2017
Total de l'actif	30 309 \$	28 771 \$
Total de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	14 499 \$	13 881 \$

Se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants » pour obtenir une analyse plus approfondie des flux de trésorerie.

Faits saillants de l'état des résultats consolidé

en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	Trois mois clos les			Neuf mois clos les		
	30 septembre	Variation		30 septembre	Variation	
	2018	2017		2018	2017	
Produits d'exploitation	1 495 \$	1 427 \$	68 \$	4 725 \$	4 753 \$	(28) \$
Charges d'exploitation	1 257	1 137	(120)	3 758	3 577	(181)
Bénéfice d'exploitation	238	290	(52)	967	1 176	(209)
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	41	34	7	121	90	31
Autres produits (charges)	5	(10)	15	(16)	(21)	5
Intérêts débiteurs nets	176	170	(6)	527	523	(4)
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(33)	45	78	29	191	162
Bénéfice net	141	99	42	516	531	(15)
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	118	81	37	479	494	(15)
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(73)	(37)	(36)	(25)	107	(132)
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	191 \$	118 \$	73 \$	504 \$	387 \$	117 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,51 \$	0,38 \$	0,13 \$	2,06 \$	2,32 \$	(0,26) \$
Résultat dilué par action ordinaire	0,50 \$	0,38 \$	0,12 \$	2,05 \$	2,31 \$	(0,26) \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,82 \$	0,55 \$	0,27 \$	2,17 \$	1,82 \$	0,35 \$
Dividendes par action ordinaire déclarés	1,1525 \$	1,0875 \$	0,0650 \$	2,2825 \$	2,1325 \$	0,1500 \$
BALIA ajusté	625 \$	575 \$	50 \$	1 795 \$	1 736 \$	59 \$

Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation ont augmenté de 68 millions de dollars au troisième trimestre de 2018 comparativement à ceux inscrits au troisième trimestre de 2017. Abstraction faite de l'augmentation de 55 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, les produits d'exploitation ont augmenté de 123 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- une augmentation de 38 millions de dollars à Emera Floride et Nouveau-Mexique attribuable essentiellement au raffermissement du dollar américain;
- une augmentation de 35 millions de dollars enregistrée par les centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre, qui reflète des conditions de marché plus favorables et des paiements de capacité plus élevés au troisième trimestre de 2018;
- une augmentation de 27 millions de dollars enregistrée par NSPI, qui reflète une augmentation du volume des ventes attribuable à une hausse de la charge et aux conditions météorologiques;
- une hausse de 10 millions de dollars à Emera Energy Services (« EES ») attribuable surtout à l'incidence des températures chaudes au troisième trimestre de 2018.

Les produits d'exploitation ont diminué de 28 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018, comparativement à ceux inscrits pour la période correspondante de 2017. Abstraction faite de la diminution de 196 millions de dollars des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché, les produits d'exploitation ont augmenté de 168 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- une augmentation de 110 millions de dollars enregistrée par les centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre, qui reflète des paiements de capacité plus élevés en 2018, des conditions de marché plus favorables en 2018 et une panne survenue aux installations de Bridgeport en 2017;

- une augmentation de 72 millions de dollars des produits de NSPI découlant du remboursement aux clients des recouvrements excédentaires des coûts du combustible des exercices précédents en 2017, de l'augmentation du volume des ventes attribuable à une hausse de la charge et de l'augmentation du prix de l'électricité lié au combustible, en partie contrebalancée par l'incidence de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime;
- une augmentation de 53 millions de dollars de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à EES attribuable surtout aux températures froides au premier trimestre de 2018 et aux températures chaudes au troisième trimestre de 2018.

Ces incidences favorables enregistrées pour l'exercice à ce jour ont été en partie contrebalancées par les diminutions de :

- 29 millions de dollars à Emera Floride et Nouveau-Mexique attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar canadien, à la baisse des produits tirés des ventes d'électricité qui a découlé du moment du recouvrement permis par les clauses à Tampa Electric et à la diminution des coûts des produits de base au Nouveau-Mexique. Ces diminutions ont toutefois été partiellement contrebalancées par un volume plus élevé des ventes d'électricité attribuable aux conditions météorologiques et à une hausse des tarifs de base liée à l'agrandissement de la centrale électrique du comté de Polk et aux projets d'énergie solaire à Tampa Electric, ainsi que par une augmentation des produits tirés des ventes de gaz attribuable à une croissance de la clientèle et aux conditions météorologiques à PGS;
- 27 millions de dollars à Bayside Power en raison de la baisse des ventes d'électricité qui a résulté de la renégociation du contrat d'achat d'électricité (« CAE ») de Bayside Power pour l'hiver 2017-2018.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont augmenté de 120 millions de dollars au troisième trimestre de 2018 comparativement à celles inscrites au troisième trimestre de 2017. Abstraction faite de l'augmentation des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 2 millions de dollars, les charges d'exploitation ont augmenté de 122 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- une augmentation de 75 millions de dollars à Emera Floride et Nouveau-Mexique attribuable à l'affaiblissement du dollar canadien et à une augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales à Tampa Electric qui a résulté de la convention de réglementation permettant de déduire les coûts liés aux tempêtes et des avantages que lui procurera la réforme fiscale en 2018;
- une augmentation de 22 millions de dollars à NSPI résultant de l'augmentation des coûts du combustible attribuable au paiement de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime et à la hausse des prix des produits de base, en partie contrebalancée par la diminution du montant comptabilisé au titre du mécanisme des rajustements attribuables au prix du combustible et des reports de coûts fixes.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 181 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018, en comparaison de celles inscrites pour la période correspondante de 2017. Abstraction faite de l'augmentation de 9 millions de dollars des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché, les charges d'exploitation ont augmenté de 190 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- une augmentation de 85 millions de dollars à Emera Floride et Nouveau-Mexique attribuable à une augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales à Tampa Electric qui a résulté de la convention de réglementation permettant de déduire les coûts liés aux tempêtes et des avantages que lui procurera la réforme fiscale en 2018;

- une augmentation de 74 millions de dollars à NSPI résultant de l'augmentation des coûts du combustible attribuable au paiement de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime et à la hausse des prix des produits de base, en partie contrebalancée par la baisse du montant comptabilisé au titre du mécanisme des rajustements attribuables au prix du combustible et des reports de coûts fixes;
- une augmentation de 51 millions de dollars aux centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre attribuable à une hausse des volumes produits en 2018 reflétant l'incidence de la panne survenue aux installations de Bridgeport Energy en 2017 et les conditions de marché plus favorables au troisième trimestre de 2018;
- une augmentation de 43 millions de dollars de l'amortissement attribuable à la croissance des actifs dans l'ensemble de l'entreprise.

Ces incidences défavorables ont été partiellement contrebalancées par une diminution de 27 millions de dollars à Bayside Power découlant de la baisse des achats de gaz naturel qui a résulté de la renégociation du CAE de Bayside Power pour l'hiver 2017-2018.

Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites

L'augmentation de la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites au troisième trimestre de 2018 par rapport au troisième trimestre de 2017 découle des prix de capacité plus élevés à Bear Swamp. L'augmentation enregistrée pour les neuf premiers mois de 2018 par rapport à la période correspondante de 2017 est également attribuable à l'augmentation du bénéfice de NSPML.

Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices

La diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices au troisième trimestre et pour l'exercice à ce jour comparativement à celle inscrite pour les périodes correspondantes de 2017 résulte de la réduction du taux d'imposition fédéral américain des sociétés, de la baisse du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices, de la réévaluation de certains soldes d'impôts reportés à la suite d'une modification des facteurs de répartition de l'impôt de l'État de la Floride et de l'amortissement des passifs réglementaires d'impôts reportés des entreprises de services publics aux États-Unis.

Aux termes de la Loi sur les réductions d'impôt et les emplois aux États-Unis, le taux d'imposition fédéral américain des sociétés a été réduit de 35 % à 21 %. Cette réduction a donné lieu à une baisse considérable de la charge d'impôts sur les bénéfices. Son incidence sur le bénéfice a toutefois été négligeable, ce qui s'explique par l'incidence favorable de la diminution du taux d'imposition applicable au bénéfice d'Emera Energy, qui a été contrebalancée par l'incidence défavorable de la diminution du recouvrement d'impôts sur les pertes découlant des coûts d'emprunt de la société. L'incidence sur les entreprises de services publics réglementées aux États-Unis a été négligeable. Les avantages fiscaux découlant du taux réduit dont bénéficie Tampa Electric ont été portés en déduction des coûts liés aux tempêtes reportés pour 2018. Les avantages fiscaux reportés par PGS sont portés en déduction de l'amortissement de l'actif réglementaire environnemental lié à ses usines de gaz manufacturé (« UGM ») en 2018. Les avantages fiscaux de Tampa Electric et de PGS seront reflétés dans les tarifs à compter de 2019. Les avantages fiscaux au Nouveau-Mexique sont examinés dans le cadre des procédures en cours liées à la hausse tarifaire. Certains des avantages fiscaux liés à Emera Maine seront pour leur part reflétés dans les tarifs à compter du 1^{er} juillet 2018, alors que certaines autres composantes sont reportées et feront l'objet d'une étude dans le cadre de procédures réglementaires ultérieures.

Bénéfice net et bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

Au troisième trimestre de 2018, l'augmentation de 36 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts attribuable principalement à Emera Energy a eu une incidence défavorable sur le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires. Abstraction faite des variations défavorables découlant de la réévaluation à la valeur du marché, le bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 73 millions de dollars. L'augmentation est attribuable aux avantages fiscaux comptabilisés par suite de la réévaluation de certains soldes d'impôts reportés découlant de la modification des facteurs de répartition de l'impôt de l'État de la Floride et de l'apport accru d'Emera Energy et d'Emera Floride et Nouveau-Mexique.

Pour les neuf premiers mois de 2018, la diminution de 132 millions de dollars des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts attribuable principalement à Emera Energy a eu une incidence défavorable sur le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires. Abstraction faite des variations défavorables découlant de la réévaluation à la valeur du marché, le bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 117 millions de dollars. L'augmentation est attribuable à l'apport accru d'Emera Energy, d'Emera Floride et Nouveau-Mexique et de NSPML, ainsi qu'aux avantages fiscaux comptabilisés par suite de la réévaluation de certains soldes d'impôts reportés qu'a entraînée la modification des facteurs de répartition de l'impôt de l'État de la Floride.

Résultat de base par action ordinaire et résultat ajusté de base par action ordinaire

Le résultat de base par action ordinaire a augmenté au troisième trimestre, en raison de la hausse du bénéfice, partiellement contrebalancée par l'incidence de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation qui a découlé de l'émission d'actions en décembre 2017. Pour l'exercice à ce jour, le résultat de base par action ordinaire a diminué, ce qui s'explique par la baisse du bénéfice et par l'incidence de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

Le résultat ajusté de base par action ordinaire a augmenté au troisième trimestre et pour l'exercice à ce jour, en raison de la hausse du bénéfice ajusté, en partie contrebalancée par l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

Incidence de la conversion des monnaies étrangères

Emera exerce des activités à l'échelle mondiale, y compris au Canada, aux États-Unis et dans divers pays des Caraïbes. Par conséquent, la société génère des revenus et engage des dépenses libellés en monnaies locales, qui sont convertis en dollars canadiens aux fins de la présentation de l'information financière. Les variations des taux de change, en particulier les fluctuations de la valeur du dollar américain par rapport au dollar canadien, peuvent avoir une incidence positive ou négative sur les résultats d'Emera.

Le bénéfice provenant des établissements à l'étranger d'Emera est converti en dollars canadiens. En règle générale, le bénéfice d'Emera profite de l'affaiblissement du dollar canadien et subit les contrecoups de son raffermissement. L'incidence des taux de change au cours d'une période donnée est attribuable aux variations des taux, au moment où est généré le bénéfice provenant des établissements à l'étranger au cours de la période et au pourcentage du bénéfice provenant des établissements à l'étranger au cours de la période.

Les résultats d'exploitation des établissements à l'étranger sont convertis au taux de change moyen pondéré, et les actifs et les passifs des établissements à l'étranger sont convertis au cours en vigueur à la clôture de la période. Les taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain pour 2018 et 2017 s'établissent comme suit :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre		Exercice clos le 31 décembre
	2018	2017	2018	2017	2017
Taux de change moyen pondéré \$ CA/\$ US	1,31 \$	1,26 \$	1,29 \$	1,30 \$	1,30 \$
Taux de change \$ CA/\$ US à la clôture de la période	1,29 \$	1,25 \$	1,29 \$	1,25 \$	1,25 \$

L'affaiblissement du dollar canadien a entraîné une augmentation de 5 millions de dollars du bénéfice et de 8 millions de dollars du bénéfice ajusté au troisième trimestre de 2018 par rapport au troisième trimestre de 2017. Le raffermissement du dollar canadien a entraîné une diminution de 8 millions de dollars du bénéfice et de 3 millions de dollars du bénéfice ajusté pour les neuf premiers mois de 2018 par rapport aux neuf premiers mois de 2017.

Conformément à ses politiques en matière de gestion des risques, Emera gère en partie le risque de change en utilisant la dette libellée en dollars américains pour financer ses activités aux États-Unis, et elle recourt à des dérivés de change à court terme afin de couvrir certaines opérations spécifiques. Emera n'utilise pas d'instruments financiers dérivés à des fins de négociation des monnaies étrangères ou de spéculation.

Le tableau ci-dessous présente les principaux secteurs dont les contributions au bénéfice ajusté sont comptabilisées en dollars américains.

en millions de dollars américains	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Emera Floride et Nouveau-Mexique	108 \$	95 \$	254 \$	232 \$
Emera Maine	12	10	25	29
Emera Caraïbes	11	9	24	23
Emera Energy ¹⁾	20	1	65	2
	151	115	368	286
Activités du siège social et autres ²⁾	(32)	(29)	(97)	(87)
Total ³⁾	119 \$	86 \$	271 \$	199 \$

1) Comprend la tranche du bénéfice net ajusté en dollars américains d'EES, des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et de Bear Swamp.

2) Le secteur Activités du siège social et autres comprend les intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains, déduction faite des intérêts créditeurs sur un prêt intersociétés libellé en dollars américains consenti à Emera Energy.

3) Les montants présentés ci-dessus ne tiennent pas compte de l'incidence des réévaluations à la valeur du marché.

SURVOL DE L'ENTREPRISE ET PERSPECTIVES COMMERCIALES

Emera continue de suivre de près certains aspects de la Loi sur les réductions d'impôt et les emplois aux États-Unis, notamment la déductibilité des intérêts et l'évaluation des crédits pour l'impôt minimum de remplacement remboursables. La société est d'avis que la majeure partie des intérêts liés au financement obtenu aux États-Unis peut être correctement attribuée, conformément à la Loi, à ses entreprises de services publics à tarifs réglementés aux États-Unis et qu'elle est donc exemptée des limites de déductibilité des intérêts.

Emera Floride et Nouveau-Mexique

Emera Floride et Nouveau-Mexique regroupe les entités suivantes : TECO Energy, la société mère des filiales TEC, NMGC, SeaCoast et TECO Finance. TEC comprend deux divisions : Tampa Electric, entreprise de services publics d'électricité réglementée et verticalement intégrée qui offre des services de production, de transport et de distribution d'électricité aux abonnés du centre-ouest de la Floride; et PGS, une société de distribution de gaz naturel réglementée qui assure l'approvisionnement, la distribution et la vente de gaz naturel aux abonnés de la Floride. NMGC est une société de distribution de gaz naturel réglementée qui assure l'approvisionnement, le transport, la distribution et la vente de gaz naturel aux abonnés du Nouveau-Mexique. SeaCoast est une entreprise de transport de gaz naturel offrant des services en Floride.

Les facteurs se répercutant le plus directement sur le bénéfice d'Emera Floride et Nouveau-Mexique sont les taux de rendement sur les capitaux propres et les structures du capital approuvées par la FPSC et la NMPRC, la gestion prudente des coûts d'exploitation, le recouvrement approuvé des reports réglementaires, les conditions météorologiques et leur incidence sur les ventes des produits énergétiques, ainsi que le calendrier et le montant des dépenses de capital.

Les entreprises de services publics de la Floride prévoient dégager un RCP respectant les fourchettes autorisées en 2018 et s'attendent à ce que les tarifs de base et les bénéfices soient supérieurs à ceux des années précédentes. Tampa Electric prévoit que les taux de croissance de la consommation de 2018 seront semblables à ceux de 2017, ce qui reflète la croissance économique en Floride. PGS prévoit que les taux de croissance de la consommation seront plus élevés en 2018 qu'en 2017, ce qui reflète la croissance économique et l'optimisation des possibilités existantes alors que ce service public augmente sa pénétration du marché de la Floride. En supposant des conditions météorologiques normales au quatrième trimestre de 2018, la croissance du volume des ventes devrait suivre celle de la consommation.

Le 24 mai 2018, Tampa Electric a annoncé son intention d'investir environ 850 millions de dollars américains, entre 2018 et 2023, afin d'assurer la modernisation de sa centrale Big Bend. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour plus de précisions.

En septembre 2017, Tampa Electric a annoncé son intention d'investir environ 850 millions de dollars américains sur quatre ans dans de nouveaux projets d'énergie solaire photovoltaïque à usage commercial dans l'ensemble des territoires qu'elle dessert. Le 6 novembre 2017, la FPSC a approuvé une convention de règlement permettant un ajustement des tarifs de base qui prévoit le recouvrement, lors de la mise en service, d'au plus 600 MW d'investissements dans des projets d'énergie solaire à usage commercial qui seront mis en place progressivement entre la fin de 2018 et le début de 2021. Le 8 mai 2018, la FPSC a approuvé la première demande de Tampa Electric concernant le rajustement de la base tarifaire liée à l'énergie solaire (*solar base rate adjustment*) (« SoBRA »). Celle-ci représente 145 MW et des produits requis estimés à 24 millions de dollars américains par année. Tampa Electric a commencé à percevoir ces revenus en septembre 2018 lorsque les actifs connexes ont été mis en service. Le 29 octobre 2018, la FPSC a approuvé le deuxième SoBRA de Tampa Electric. Celui-ci, effectif à compter du 1^{er} janvier 2019, représente 260 MW et des produits requis estimés à 46 millions de dollars américains par année.

En septembre 2017, l'ouragan Irma a eu une incidence négative sur Tampa Electric, qui a engagé des coûts de restauration d'environ 102 millions de dollars américains. Le montant imputé au fonds de réserve en cas de tempête dépassait le solde de la réserve de 47 millions de dollars américains. Le 28 décembre 2017, Tampa Electric a déposé auprès de la FPSC une demande de recouvrement des coûts de restauration estimatifs excédant le fonds de réserve en cas de tempête prévu pour plusieurs tempêtes baptisées et pour ramener le solde de la réserve à 56 millions de dollars américains, soit son niveau au 31 octobre 2013. Une demande modifiée a été déposée auprès de la FPSC le 30 janvier 2018.

Le 1^{er} mars 2018, la FPSC a approuvé une convention de règlement déposée par Tampa Electric qui l'autorise à déduire le montant estimatif du recouvrement des coûts liés aux tempêtes du recouvrement des avantages estimatifs que lui procurera la réforme fiscale américaine en 2018 et qui seront remis aux clients, à compter du 1^{er} avril 2018. Au premier trimestre de 2018, Tampa Electric a comptabilisé des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et un passif réglementaire de 19 millions de dollars américains afin de contrebalancer les avantages de la réforme fiscale. Depuis le 1^{er} avril 2018, ce report des avantages de la réforme fiscale au premier trimestre est amorti sur la période restante de l'exercice à titre de crédit au montant comptabilisé des coûts liés aux tempêtes. Les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales découlant de la déduction autorisée du recouvrement des coûts liés aux tempêtes et des avantages de la réforme fiscale, déduction faite de l'amortissement des avantages de la réforme fiscale au premier trimestre, ont totalisé environ 32 millions de dollars américains au troisième trimestre de 2018 et 80 millions de dollars américains pour les neuf premiers mois de 2018.

Les coûts finaux liés aux tempêtes de Tampa Electric assujettis à une compensation et l'incidence finale de la réforme fiscale sur les tarifs de base seront déterminés dans le cadre de procédures réglementaires distinctes. Toute différence sera rectifiée et remise aux clients en 2020. Le 20 août 2018, la FPSC a approuvé une réduction des tarifs de base de 103 millions de dollars américains par année à compter de 2019 en raison d'une diminution de la charge d'impôts.

Le 12 septembre 2018, la FPSC a approuvé une entente de règlement déposée par PGS autorisant la société de services publics à amortir 11 millions de dollars américains de son actif réglementaire environnemental lié à ses UGM et à déduire cette somme des avantages estimatifs que lui procurera la réforme fiscale en 2018. À compter de janvier 2019, PGS diminuera ses tarifs de base de 12 millions de dollars américains afin de refléter l'incidence de la réforme fiscale.

NMGC s'attend à ce que les bénéfices soient supérieurs à ceux de l'exercice précédent en raison de l'incidence des températures froides enregistrées tout au long du premier trimestre de 2018 et de la diminution de la charge d'impôts attribuable à la réforme fiscale. Les taux de croissance de la consommation devraient être semblables à ceux de 2017, ce qui reflète les attentes en matière de mises en chantier et de nouveaux raccordements. NMGC a déposé une demande de hausse tarifaire, qui tient compte de l'incidence de la réforme fiscale, le 26 février 2018. Une audience de demande de hausse tarifaire au cours de laquelle une proposition d'accord a été présentée a eu lieu le 24 septembre 2018. Une deuxième audience de demande de hausse tarifaire liée aux avantages de la réforme fiscale de 2018 est prévue en décembre 2018. Une décision de la NMPRC relative à la demande de hausse tarifaire et aux avantages de la réforme fiscale de 2018 est attendue au début de 2019.

En 2018, Emera Floride et Nouveau-Mexique prévoit investir environ 1,3 milliard de dollars américains (700 millions de dollars américains en 2017) en projets d'investissement, y compris la provision pour fonds utilisés pendant la construction (la « PFUPC »). Les projets d'investissement visent à assurer la fiabilité normale du réseau et la croissance des trois centrales, et ils comprennent notamment les projets d'investissement de Tampa Electric ayant pour but de rendre le réseau de transport et de distribution plus résistant aux tempêtes. L'augmentation des investissements par rapport à 2017 est principalement attribuable à l'investissement dans les projets d'énergie solaire photovoltaïque et à la modernisation de la centrale électrique Big Bend de Tampa Electric.

PGS investira pour étendre son réseau et pour soutenir la croissance de la consommation, entre autres dans la construction de stations de ravitaillement en gaz naturel comprimé et dans le remplacement continu des tuyaux de plastique, de fonte et d'acier nu obsolètes.

Le 4 avril 2018, SeaCoast a conclu avec Seminole Electric Cooperative, Inc. (« Seminole ») une entente visant à fournir un service de transport ferme de gaz à long terme à la nouvelle centrale électrique alimentée au gaz de Seminole en construction dans le comté de Putnam, en Floride. SeaCoast construira et exploitera une dérivation de conduite de 76 cm (30 pouces) d'une longueur de 34 km (21 milles) qui devrait entrer en service en 2022. L'investissement en capital estimé pour ce projet devrait se situer entre 100 millions de dollars américains et 120 millions de dollars américains, la majeure partie de l'investissement étant attendue en 2020 et en 2021.

NMGC continuera d'investir dans les améliorations de son réseau en remplaçant d'anciens tuyaux et en améliorant la gestion de l'intégrité des gazoducs.

NSPI

NSPI est un service d'électricité réglementé verticalement intégré. Elle est le principal fournisseur d'électricité en Nouvelle-Écosse, fournissant des services de production, de transport et de distribution d'électricité à ses clients.

Les facteurs se répercutant le plus directement sur le bénéfice de NSPI sont la fourchette des taux de RCP et la structure du capital approuvées par l'UARB, la gestion prudente et le recouvrement approuvé des coûts d'exploitation, les volumes des ventes d'électricité, les conditions météorologiques, le recouvrement approuvé des reports réglementaires, ainsi que le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations.

NSPI prévoit dégager un RCP respectant sa fourchette autorisée en 2018 et s'attend à une croissance modérée des tarifs de base, qui entraînera une augmentation similaire du bénéfice.

NSPI est assujettie à des exigences réglementaires en matière d'environnement, telles qu'elles ont été définies par la province de la Nouvelle-Écosse et le gouvernement du Canada. NSPI continue de collaborer avec ces deux paliers de gouvernement afin de se conformer à ces exigences, en maximisant l'efficacité des mesures de contrôle des émissions et en minimisant les coûts pour les clients. NSPI prévoit que les coûts prudemment engagés pour réaliser les réductions prévues par la loi seront recouvrables auprès des clients en vertu du cadre réglementaire qui s'applique aux activités de NSPI.

Le gouvernement du Canada (le « gouvernement ») a présenté le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques au début de 2017. En vertu du cadre, en février 2018, le gouvernement a proposé des modifications aux règlements sur les gaz à effet de serre associés au charbon dans le but d'éliminer la production au charbon d'ici 2030, sous réserve d'accords d'équivalence. À ce moment, il a introduit un règlement précisant les intensités d'émission requises pour les nouvelles centrales au gaz naturel et pour les conversions de chaudières du charbon au gaz naturel. En juin 2018, il a annoncé une législation à l'égard d'un filet de sécurité sur la tarification du carbone, qui s'appliquera dans les territoires sans régime de tarification du carbone ou régimes complémentaires qui ne rencontrent pas le modèle. En septembre 2018, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a présenté au gouvernement du Canada son régime de tarification du carbone pour la province, qui consistait en un programme de plafonnement et d'échange d'émissions. Le 23 octobre 2018, le gouvernement du Canada a confirmé que le programme était acceptable pour ce qui est de fixer le prix du carbone. Ce programme débutera le 1^{er} janvier 2019 et comprendra l'octroi à NSPI d'un quota de 22 millions de tonnes métriques de dioxyde de carbone pour la période de conformité de quatre ans s'échelonnant de 2019 à 2022. NSPI est en train d'évaluer toute incidence de la conformité au programme de plafonnement et d'échange d'émissions. Le gouvernement travaille toujours à l'élaboration d'une norme sur les combustibles propres; il est attendu qu'elle ne s'appliquera pas au secteur de l'électricité avant 2022 au plus tôt. NSPI prévoit que tous les coûts prudemment engagés pour se conformer aux règlements associés au Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques seront recouvrables en vertu du cadre réglementaire qui s'applique aux activités de NSPI.

En juin 2018, l'UARB a approuvé les projets d'investissement de 133 millions de dollars de NSPI en vue de la mise à niveau des infrastructures de comptage de la consommation de sa clientèle. NSPI commencera l'installation de compteurs avancés en 2019 et prévoit terminer le projet en 2020.

En 2018, NSPI prévoit consacrer environ 340 millions de dollars (392 millions de dollars en 2017), y compris la PFUPC, à des projets d'investissement. Les capitaux seront investis principalement dans des projets visant à assurer la fiabilité normale du réseau, la diminution par rapport à 2017 s'expliquant par la baisse des investissements liés aux technologies de l'information.

Emera Maine

Emera Maine est une entreprise de services publics réglementés de transport et de distribution d'électricité dans l'État du Maine. Les facteurs se répercutant le plus directement sur le bénéfice d'Emera Maine sont l'incidence combinée de la fourchette des taux de RCP et des tarifs de base approuvés par les organismes de réglementation pertinents, la gestion prudente et le recouvrement approuvé des coûts d'exploitation, les volumes des ventes d'électricité (y compris l'incidence des conditions météorologiques), ainsi que le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations.

Emera Maine prévoit que son bénéfice pour 2018 correspondra, dans l'ensemble, à celui inscrit pour les exercices précédents. Ses investissements continus dans l'infrastructure de transport et de distribution devraient se traduire par une légère hausse des tarifs de base.

En juin 2018, la MPUC a approuvé une hausse des tarifs de distribution de 5,3 %. Cette hausse est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2018 et a été calculée en fonction d'un RCP de 9,35 % sur une composante d'actions ordinaires de 49 %. Avant le 1^{er} juillet 2018, le RCP autorisé était de 9,0 % sur une composante d'actions ordinaires de 49 %.

Quatre plaintes en cours liées au RCP ont été déposées auprès de la FERC afin de contester le RCP de base en vertu de l'ISO-New England (l'« ISO-NE ») Open Access Transmission Tariff (« OATT »). Le 16 octobre 2018, la FERC a publié une ordonnance qui traite des quatre procédures de plainte. L'ordonnance de la FERC propose une nouvelle méthodologie pour établir les RCP. En vertu de cette nouvelle méthodologie, la conclusion préliminaire de la FERC est un RCP de base de 10,41 % pour l'ISO-NE OATT. Les parties ont 60 jours pour commenter la nouvelle méthodologie et son application aux quatre procédures de plainte en instance. La réserve actuelle devrait être suffisante pour couvrir l'impact de cette conclusion préliminaire. Pour plus de précisions sur ces plaintes, se reporter à la note 18 des états financiers consolidés résumés du troisième trimestre de 2018.

En 2018, Emera Maine s'attend à investir environ 75 millions de dollars américains (61 millions de dollars américains en 2017) principalement dans des projets d'investissement au titre du transport et de la distribution.

Emera Caraïbes

Emera Caraïbes comprend Emera (Caribbean) Incorporated (« ECI ») et ses filiales en propriété exclusive, BLPC, entreprise de services publics réglementés verticalement intégrée qui fournit l'électricité à la Barbade, et GBPC, entreprise de services publics réglementés verticalement intégrée et seul fournisseur d'électricité de l'île de Grand Bahama. Emera Caraïbes comprend également :

- une participation de 51,9 % dans Domlec, entreprise de services publics réglementés verticalement intégrée située sur l'île de la Dominique;
- une participation de 19,1 % dans Lucelec, entreprise de services publics d'électricité réglementés verticalement intégrée située sur l'île de Sainte-Lucie.

Le 15 janvier 2018, Emera a conclu l'acquisition des actions ordinaires détenues par les actionnaires minoritaires d'ICD Utilities Limited (« ICDU »), portant ainsi sa participation dans GBPC de 80,4 % à 100 %.

Les facteurs se répercutant le plus directement sur le bénéfice d'Emera Caraïbes sont les taux de rendement sur les tarifs de base approuvés par les organismes de réglementation ayant compétence, la structure du capital, la gestion prudente et le recouvrement approuvé des coûts d'exploitation, le volume des ventes d'électricité, ainsi que le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations.

En 2018, le bénéfice d'Emera Caraïbes devrait être supérieur à celui de l'exercice précédent. Le bénéfice de GBPC devrait augmenter en raison de la diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et de l'amortissement réglementaire alors qu'elle continue de recouvrer la charge à la suite de la baisse à court terme occasionnée par l'ouragan Matthew en 2016. Domlec devrait inscrire une perte en 2018, tout comme en 2017, en raison du fait que ses efforts de restauration mis en place à la suite de l'ouragan Maria prendront fin. L'augmentation enregistrée à GBPC sera partiellement contrebalancée par la diminution du bénéfice de BLPC attendue en raison d'un amortissement accéléré et de la hausse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales à mesure que le service public poursuit la modernisation de ses réseaux électriques et la transition vers une production d'électricité renouvelable, plus propre et plus fiable.

Le 13 avril 2018, la Fair Trading Commission de la Barbade (« BTC ») a approuvé la demande de BLPC visant à recouvrer les coûts estimés de 12 millions de dollars américains associés à la mise en service d'un système de stockage à batteries de 5 MW sur une période de 10 ans. Ce recouvrement, comprenant un rendement des capitaux, a commencé par le rajustement de la clause de recouvrement des coûts liés au combustible pour une période initiale de trois ans, le 1^{er} septembre 2018. En août 2018, la BTC a approuvé la demande de BLPC concernant la révision des cibles des tarifs de chauffage prévus au document d'approbation de la clause de recouvrement. Le système de stockage à batteries devrait améliorer la résilience et la fiabilité des réseaux électriques, ainsi qu'entraîner une réduction du coût du combustible pour les clients.

Le 6 juin 2018, S&P a abaissé ses cotes de crédit à long terme de la Barbade en monnaie étrangère et locale. Cette dégradation est survenue à la suite de la décision du gouvernement de la Barbade de suspendre les paiements de sa dette libellée en monnaie étrangère. Le 7 août 2018, S&P a abaissé ses cotes de crédit à court et à long terme en monnaie locale ainsi que ses cotes sur certaines obligations mondiales. Ces dégradations ne devraient pas avoir d'incidence significative sur les activités de BLPC.

En 2018, Emera Caraïbes prévoit investir environ 80 millions de dollars américains (54 millions de dollars américains en 2017) dans l'ensemble des programmes de dépenses en immobilisations, ce qui comprend une augmentation des investissements dans des initiatives plus efficaces liées à l'énergie propre et à la modernisation des réseaux électriques, ainsi qu'à la restauration du réseau de Domlec. BLPC investira dans l'installation de compteurs avancés et dans la mise en service d'un système de stockage à batteries dans l'île de la Barbade. GBPC amorcera les travaux de construction liés à son projet de stockage à batteries visant à moderniser son réseau à la fin de 2018; la mise en service finale est prévue pour le début de 2019.

Emera Energy

Emera Energy comprend EES, entreprise de commercialisation et de négociation d'énergie physique détenue en propriété exclusive, Emera Energy Generation (« EEG »), portefeuille détenu en propriété exclusive de centrales électriques situées en Nouvelle-Angleterre et dans les provinces maritimes canadiennes et un placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation en coentreprise de 50,0 % dans Bear Swamp, centrale hydroélectrique à réserve pompée de 600 MW située dans le nord-ouest de l'État du Massachusetts.

Le bénéfice d'EES est généralement tributaire de la conjoncture de marché, et plus particulièrement de la volatilité sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel. Celle-ci peut être influencée par les conditions météorologiques, les limites d'approvisionnement locales et d'autres facteurs de l'offre et de la demande, et peut offrir l'occasion d'obtenir une marge supérieure. Ces activités sont saisonnières; le premier et le quatrième trimestres offrent généralement la plus grande possibilité de gains. Dans des conditions de marché normales, on s'attend généralement à ce que la société réalise un bénéfice net ajusté de 15 à 30 millions de dollars américains (marge de 45 à 70 millions de dollars américains), lequel peut dépasser cette fourchette dans des conditions de marché favorables. En 2018, EES s'attend à tirer un bénéfice se situant près de l'extrémité supérieure de cette fourchette en raison des conditions de marché favorables qu'elle a connues à ce jour.

Le bénéfice d'EEG dépend dans une large mesure de la conjoncture de marché, plus particulièrement de la tarification relative de l'électricité et du gaz naturel et du prix absolu du gaz naturel en tant que combustible d'appoint dans le stock d'approvisionnement, ainsi que de la tarification de la capacité en vertu de l'ISO-NE pour les centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre. Parmi les facteurs de succès clés figurent l'exploitation efficace du parc d'installations afin de garantir leur disponibilité, la gestion des coûts et une gestion commerciale efficace. En 2018, le bénéfice d'EEG devrait augmenter du fait qu'il devrait profiter des paiements de capacité plus élevés et du nombre moins élevé de jours de panne, toutes choses étant égales par ailleurs.

En 2018, Emera Energy prévoit investir environ 35 millions de dollars (47 millions de dollars en 2017) dans des projets d'investissement liés à ses installations de production afin d'accroître encore davantage leur fiabilité.

Activités du siège social et autres

Activités du siège social

Les activités du siège social comprennent certaines fonctions touchant l'ensemble de la société, y compris la direction supérieure, la planification stratégique, les services de trésorerie, les services juridiques, l'information financière, la planification fiscale, l'expansion des activités de la société, la gouvernance d'entreprise, les relations avec les investisseurs, la gestion des risques, l'assurance, les coûts d'acquisition et les activités liées aux ressources humaines de la société. Elles comprennent également les intérêts créditeurs sur les financements intersociétés enregistrés au poste « Produits intersociétés », de même que les coûts associés aux activités du siège social qui ne sont pas directement attribués aux activités des filiales et des investissements d'Emera.

Autres

Le secteur « Autres » comprend des investissements consolidés dans Brunswick Pipeline, Emera Reinsurance Limited et Emera Utility Services Inc. Il comprend également des investissements non consolidés dans NSPML, dans LIL et dans M&NP. Les investissements dans NSPML, LIL et M&NP sont comptabilisés à titre de « Placements assujettis à une influence notable » aux bilans consolidés résumés d'Emera.

La contribution du secteur Activités du siège social et autres au bénéfice net consolidé devrait être plus élevée en 2018, en raison surtout de l'augmentation des contributions d'ENL (voir ci-dessous pour plus de précisions sur le lien maritime et sur LIL), et de l'augmentation des recouvrements d'impôts. L'augmentation des recouvrements d'impôts devrait découler de la charge d'impôts hors trésorerie comptabilisée en 2017 par suite de la réforme fiscale américaine et de la réévaluation de certains soldes d'impôts reportés en 2018 à la suite d'une modification des facteurs de répartition de l'impôt de l'État de la Floride. Ces facteurs seront partiellement contrebalancés par la hausse des intérêts débiteurs découlant de l'échéance des emprunts pour lesquels l'amortissement de la juste valeur de marché était favorable en 2017 et par la diminution des recouvrements d'impôts sur les bénéfices qui sera enregistrée en 2018 par suite de la diminution du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis.

En 2018, le secteur Activités du siège social et autres, à l'exclusion des entreprises comptabilisées à titre de placements dans des sociétés satellites, prévoit engager environ 40 millions de dollars (21 millions de dollars en 2017) à l'égard de projets d'investissement.

ENL

ENL détient des placements dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans NSPML et LIL.

NSPML

Le lien maritime est entré en service le 15 janvier 2018. NSPML a terminé le projet dans les délais et en respectant le budget. De l'électricité est transportée entre Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse et le lien maritime dessert des clients dans les deux provinces. Au premier trimestre de 2018, NSPML a commencé à comptabiliser un bénéfice en trésorerie et à recueillir des paiements en trésorerie approuvés par l'UARB auprès de NSPI. Avant le premier trimestre de 2018, NSPML comptabilisait un bénéfice hors trésorerie tiré de la PFUPC puisque le lien maritime était en cours de construction. Tous les contrats importants ont été conclus. NSPML met l'accent sur l'exploitation sécuritaire et efficace du lien maritime.

La contribution future du lien maritime aux bénéfices sera tributaire du RCP approuvé et du rendement d'exploitation de NSPML. Le RCP approuvé s'établit à 9 %. La quote-part du bénéfice d'Emera devrait être plus élevée en 2018 qu'en 2017 compte tenu du fait que la mise en service du lien maritime est terminée.

En 2018, NSPML prévoit investir environ 20 millions de dollars en dépenses en immobilisations liées aux coûts de construction définitifs.

LIL

Les bénéfices provenant des investissements dans LIL sont fondés sur la valeur comptable de l'investissement en capitaux propres ainsi que sur le RCP approuvé. L'investissement d'Emera en capitaux propres se chiffre actuellement à 523 millions de dollars et devrait atteindre environ 534 millions de dollars d'ici la fin de 2018 et se composer d'un apport en capitaux propres de 410 millions de dollars et du cumul des bénéfices non répartis estimé à 124 millions de dollars. Le total des apports en capitaux propres d'Emera dans le projet LIL, compte non tenu du cumul des bénéfices non répartis, devrait s'élever à environ 600 millions de dollars d'ici 2020 lorsque tous les projets réalisés sur le cours inférieur du fleuve Churchill, dont Muskrat Falls, seront mis en service d'après les prévisions de Nalcor Energy.

La construction du projet LIL est maintenant terminée, et la phase de mise sous tension a débuté en juin 2018. Le 27 juin 2018, Nalcor Energy a enregistré le premier courant d'énergie provenant du Labrador vers Terre-Neuve et poursuit ses efforts afin de compléter la mise en service. Nalcor Energy prévoit que des revenus en trésorerie et un rendement des capitaux propres commenceront à être générés en 2020 et Emera continuera de comptabiliser jusque-là un bénéfice hors trésorerie tiré de la PFUPC, qui sera capitalisé au titre de son investissement en capitaux propres.

BILANS CONSOLIDÉS – FAITS SAILLANTS

Les variations importantes survenues aux bilans consolidés résumés entre le 31 décembre 2017 et le 30 septembre 2018 incluent ce qui suit :

en millions de dollars canadiens	Augmentation (diminution)	Explication
Actif		
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé	1 306	\$ Augmentation attribuable aux ajouts aux entreprises à tarifs réglementés et à l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des comptes des filiales étrangères d'Emera, en partie contrebalancés par l'augmentation de l'amortissement cumulé.
Placements assujettis à une influence notable	86	Augmentation attribuable à la participation dans NSPML et LIL.
Goodwill	185	Augmentation attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des comptes des filiales étrangères d'Emera.
Débiteurs et autres actifs (à court terme et à long terme)	(63)	Diminution attribuable à la baisse des prix des produits de base et à la baisse des positions de la garantie en trésorerie d'Emera Energy, partiellement contrebalancées par une hausse des actifs de transport du gaz à Emera Energy.
Passif et capitaux propres		
Dette à court terme et dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	498	Augmentation attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la dette libellée en monnaie étrangère et à l'augmentation des emprunts aux termes des facilités de crédit existantes, partiellement contrebalancées par le remboursement net de la dette à long terme d'Emera Floride et Nouveau-Mexique.
Instruments dérivés (à court terme et à long terme)	116	Augmentation attribuable aux nouveaux contrats conclus par Emera Energy, en partie contrebalancés par la reprise de pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché au titre de la convention de gestion d'actifs de 2017.
Passifs réglementaires (à court terme et à long terme)	58	Augmentation attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des comptes des filiales étrangères d'Emera et au réapprovisionnement du fonds de réserve en cas de tempête à TEC.
Autres passifs (à court terme et à long terme)	225	Hausse liée au calendrier de versement des dividendes d'Emera et aux crédits d'impôt à l'investissement liés aux projets d'énergie solaire à TEC.
Actions ordinaires	167	Hausse découlant du régime de réinvestissement des dividendes et de l'émission d'actions ordinaires aux fins du rachat d'actions supplémentaires d'ICDU.
Actions privilégiées à dividende cumulatif	295	Augmentation liée à l'émission d'actions privilégiées.
Cumul des autres éléments du résultat étendu	198	Hausse attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des comptes des filiales étrangères d'Emera.
Participation ne donnant pas le contrôle dans les filiales	(52)	Diminution attribuable à l'augmentation de la participation dans GBPC.

FAITS RÉCENTS

Majoration des taux de dividendes ordinaires

Le 9 août 2018, le conseil d'administration d'Emera a approuvé une augmentation du taux de dividende annuel sur les actions ordinaires, le faisant passer de 2,26 \$ à 2,35 \$. Le premier paiement trimestriel de dividendes au taux majoré est payable le 15 novembre 2018.

Prolongation de la présentation de l'information conformément aux PCGR des États-Unis

Le 26 janvier 2018, Emera a obtenu une dispense des autorités canadiennes en valeurs mobilières lui permettant de continuer de présenter ses résultats financiers selon les PCGR des États-Unis (la « dispense liée aux PCGR »). Le 18 juillet 2018, Emera a obtenu une ordonnance conformément à la loi de la Nouvelle-Écosse intitulée *Companies Act*, qui la dispense de l'exigence de préparer ses états financiers annuels selon les Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») en vertu de cette loi (la « dispense en vertu de la loi sur les sociétés »). La dispense liée aux PCGR et la dispense en vertu de la loi sur les sociétés demeureront en vigueur jusqu'à la première des dates suivantes :

(i) le 1^{er} janvier 2024; (ii) le premier jour de l'exercice de la société qui débutera après que celle-ci aura cessé d'exercer des activités à tarifs réglementés; ou (iii) la date d'entrée en vigueur prescrite par le Conseil des normes comptables internationales à l'égard de l'application obligatoire d'une norme parmi les IFRS qui est propre aux entités ayant des activités à tarifs réglementés. La dispense liée aux PCGR et la dispense en vertu de la loi sur les sociétés remplacent chacune une dispense similaire qui avait été accordée auparavant à Emera en 2014 et qui serait arrivée à échéance le 1^{er} janvier 2019.

Actions privilégiées

Le 31 mai 2018, Emera a émis 12 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux minimal rajusté et à dividende cumulatif, série H, au prix de 25,00 \$ l'action. Le taux de dividende initial est de 4,9 %. Ce placement a rapporté un produit brut total de 300 millions de dollars et un produit net total de 295 millions de dollars. Le produit net du placement d'actions privilégiées a été affecté au financement des frais généraux. Pour plus de précisions, se reporter à la note 19 afférente aux états financiers consolidés résumés du troisième trimestre de 2018.

Le 6 juillet 2018, Emera a annoncé qu'elle ne rachèterait pas les 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang à taux rajusté et à dividende cumulatif, série C. Les porteurs des actions de série C avaient le droit de convertir, à leur gré, la totalité ou une partie de leurs actions de série C, selon un ratio de 1:1, en actions privilégiées de premier rang à taux rajusté et à dividende cumulatif, série D de la société le 15 août 2018 ou de conserver leurs actions de série C. Le 8 août 2018, Emera a annoncé qu'après avoir pris en considération toutes les demandes de conversion reçues des porteurs, aucune action privilégiée de premier rang, série C ne serait convertie en actions privilégiées de premier rang à taux rajusté et à dividende cumulatif, série D. Pour plus de précisions, se reporter à la note 19 afférente aux états financiers consolidés résumés du troisième trimestre de 2018.

Modernisation de la centrale Big Bend de TEC

Le 24 mai 2018, Tampa Electric a annoncé son intention d'investir environ 850 millions de dollars américains afin d'assurer la modernisation de sa centrale Big Bend. Ce projet de modernisation prévoit la conversion de l'unité 1 de centrale au charbon à centrale au gaz naturel utilisant la technologie de gazéification intégrée à cycle combiné ainsi que la mise hors service anticipée de l'unité 2. Les travaux de construction sont commencés et devraient se terminer en 2023.

Tampa Electric – réforme fiscale et règlement pour les coûts liés aux tempêtes

Le 1^{er} mars 2018, la FPSC a approuvé une convention de règlement déposée par Tampa Electric qui l'autorise à déduire le montant estimatif du recouvrement des coûts liés aux tempêtes des avantages estimatifs que lui procurera la réforme fiscale en 2018 et qui seront remis aux clients. Se reporter à la rubrique « Emera Floride et Nouveau-Mexique » sous « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales » et à la rubrique « Emera Floride et Nouveau-Mexique » pour plus de précisions.

NSPML

Le lien maritime est entré en service le 15 janvier 2018, permettant le transport d'électricité entre Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse. Au premier trimestre de 2018, NSPML a commencé à comptabiliser un bénéfice en trésorerie et à recueillir des paiements en trésorerie approuvés par l'UARB auprès de NSPI. Avant le premier trimestre de 2018, NSPML comptabilisait un bénéfice hors trésorerie tiré de la PFUPC puisque le lien maritime était en cours de construction. Se reporter à la rubrique « Activités du siège social et autres — ENL » sous « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales » pour plus de précisions.

Nominations

Conseil d'administration

Le 10 juillet 2018, James V. Bertram est devenu membre du conseil d'administration d'Emera. M. Bertram est actuellement président du conseil d'administration et ancien président et chef de la direction de Keyera Corporation, société cotée en bourse du secteur médian de l'industrie pétrolière et gazière basée à Calgary, en Alberta.

Le 10 juillet 2018, Jochen E. Tilk est devenu membre du conseil d'administration d'Emera. M. Tilk est l'ancien président exécutif de Nutrien Inc., fournisseur mondial de produits et services agricoles basé à Saskatoon, en Saskatchewan. Il a été président et chef de la direction de Potash Corporation of Saskatchewan.

INFORMATIONS SUR LES ACTIONS ORDINAIRES EN CIRCULATION

Actions ordinaires émises et en circulation :	Millions d'actions	Millions de dollars canadiens
Solde au 31 décembre 2016	210,02	4 738 \$
Conversion de débentures convertibles	0,15	6
Émission d'actions ordinaires	14,61	680
Émises au comptant aux termes de régimes d'achat, au cours du marché	3,89	182
Escompte sur les actions achetées aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	-	(9)
Options levées aux termes d'un régime d'options d'achat d'actions à l'intention des cadres supérieurs	0,10	3
Régime d'achat d'actions à l'intention des employés	-	1
Solde au 31 décembre 2017	228,77	5 601 \$
Conversion de débentures convertibles ¹⁾	0,01	-
Émission d'actions ordinaires ²⁾	0,45	22
Émises au comptant aux termes de régimes d'achat, au cours du marché	3,67	150
Escompte sur les actions achetées aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	-	(7)
Options levées aux termes d'un régime d'options d'achat d'actions à l'intention des cadres supérieurs	0,02	1
Régime d'achat d'actions à l'intention des employés	-	1
Solde au 30 septembre 2018	232,92	5 768 \$

1) Au 30 septembre 2018, un total de 52,15 millions d'actions ordinaires de la société étaient émises, ce qui représente un taux de conversion en actions ordinaires de plus de 99,9 % des débentures convertibles.

2) Au premier trimestre de 2018, Emera a émis 0,45 million d'actions ordinaires en vue de faciliter l'établissement et l'émission de 1,8 million de certificats d'actions étrangères dans le cadre de l'acquisition des actions d'ICDU. Les certificats d'actions étrangères sont cotés à la Bahamas International Securities Exchange.

Au 25 octobre 2018, 233,0 millions d'actions ordinaires étaient émises et en circulation.

Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – résultat de base, ce qui comprend à la fois les actions ordinaires émises et en circulation et les unités d'actions différées en circulation, s'est établi à 233,7 millions d'actions pour le trimestre clos le 30 septembre 2018 (213,8 millions d'actions en 2017) et à 232,4 millions d'actions pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 (212,7 millions d'actions en 2017).

EMERA FLORIDE ET NOUVEAU-MEXIQUE

Principales données financières

Sauf indication contraire, tous les montants sont libellés en dollars américains.

en millions de dollars américains (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	592 \$	596 \$	1 560 \$	1 578 \$
Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz	144	139	553	526
Produits d'exploitation – activités non réglementées	3	3	10	9
Total des produits d'exploitation	739	738	2 123	2 113
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	183	181	465	491
Coût réglementé du gaz naturel	50	57	209	208
Contribution au bénéfice net consolidé	108 \$	95 \$	254 \$	232 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	140 \$	120 \$	327 \$	302 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,60 \$	0,56 \$	1,41 \$	1,42 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,30 \$	1,26 \$	1,29 \$	1,30 \$
BAIIA	284 \$	298 \$	754 \$	808 \$
BAIIA – \$ CA	370 \$	374 \$	971 \$	1 054 \$

Bénéfice net

Les faits saillants des variations du bénéfice net sont résumés dans le tableau ci-dessous :

en millions de dollars américains	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé – 2017	95 \$	232 \$
Diminution des produits d'exploitation tirés des ventes d'électricité – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-après	(4)	(18)
Augmentation des produits d'exploitation tirés des ventes de gaz – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz » ci-après	5	27
(Augmentation) diminution des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité – se reporter à la rubrique « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » ci-après	(2)	26
Diminution (augmentation) du coût du gaz naturel vendu – se reporter à la rubrique « Coût réglementé du gaz naturel » ci-après	7	(1)
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, en raison principalement de la convention de réglementation de Tampa Electric visant à déduire les coûts nets liés aux tempêtes et les avantages que lui procurera la réforme fiscale en 2018, ce qui s'est traduit par la comptabilisation des coûts liés aux tempêtes dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et par la comptabilisation des avantages compensatoires que procurera la réforme fiscale dans la charge d'impôts sur les bénéfices	(25)	(85)
Augmentation de l'amortissement attribuable à la croissance des actifs et à la convention de réglementation de PGS permettant de déduire l'amortissement de son actif réglementaire environnemental lié aux UGM et les avantages que lui procurera la réforme fiscale en 2018; les avantages compensatoires que procurera la réforme fiscale ont été comptabilisés dans la charge d'impôts sur les bénéfices	(11)	(21)
Augmentation des autres produits attribuable à la hausse du bénéfice hors trésorerie tiré de la PFUPC qui a découlé des travaux de construction liés aux projets d'énergie solaire	8	5
Diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices attribuable à la réduction du taux d'imposition fédéral américain des sociétés, à la baisse du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices et à l'amortissement des passifs réglementaires d'impôts reportés	33	85
Autres	2	4
Contribution au bénéfice net consolidé – 2018	108 \$	254 \$

La contribution en dollars canadiens d'Emera Floride et Nouveau-Mexique au bénéfice net consolidé a augmenté de 20 millions de dollars pour s'établir à 140 millions de dollars au troisième trimestre de 2018, comparativement à 120 millions de dollars au troisième trimestre de 2017, et a augmenté de 25 millions de dollars pour s'établir à 327 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018, comparativement à 302 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. Ces hausses découlent principalement de l'augmentation du bénéfice hors trésorerie tiré de la PFUPC et de l'augmentation des tarifs de base attribuable à l'agrandissement de la centrale électrique du comté de Polk et à l'achèvement de la première phase des projets d'énergie solaire à Tampa Electric, partiellement contrebalancées par une hausse de la charge d'amortissement à Tampa Electric et à PGS. L'augmentation de la contribution enregistrée pour l'exercice à ce jour découle également de la hausse du volume des ventes attribuable à la croissance de la clientèle et aux conditions météorologiques favorables.

L'incidence de la variation des taux de change a entraîné une augmentation de 6 millions de dollars du bénéfice en dollars canadiens pour le troisième trimestre de 2018 et une diminution de 3 millions de dollars du bénéfice en dollars canadiens pour les neuf premiers mois de 2018.

Le tableau qui suit résume la contribution d'Emera Floride et Nouveau-Mexique au bénéfice net consolidé :

en millions de dollars américains	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Tampa Electric	109 \$	98 \$	230 \$	217 \$
PGS	9	7	36	31
NMGC	(4)	(1)	14	12
Autres ¹⁾	(6)	(9)	(26)	(28)
Contribution au bénéfice net consolidé	108 \$	95 \$	254 \$	232 \$

1) Le poste « Autres » comprend les coûts liés à TECO Finance et les frais d'administration.

Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité

Les produits tirés des ventes d'électricité ont diminué de 4 millions de dollars pour s'établir à 592 millions de dollars au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 596 millions de dollars au troisième trimestre de 2017. Les produits tirés des ventes d'électricité ont diminué de 18 millions de dollars pour s'établir à 1 560 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018, en comparaison de 1 578 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2017, ce qui s'explique essentiellement par le calendrier des recouvrements liés aux clauses. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une augmentation des produits des ventes au tarif de base attribuable à une hausse des tarifs de base liée à l'agrandissement de la centrale électrique du comté de Polk et aux projets d'énergie solaire, ainsi que par la croissance de la clientèle et par des conditions météorologiques favorables.

Les produits tirés des ventes d'électricité et les volumes des ventes d'électricité sont résumés dans les tableaux suivants par catégorie de clients :

Produits tirés des ventes d'électricité au troisième trimestre

en millions de dollars américains

	2018	2017
Résidentiel	331 \$	316 \$
Commercial	163	159
Industriel	43	40
Autres ¹⁾	55	81
Total	592 \$	596 \$

1) Le poste « Autres » comprend les ventes aux autorités publiques, les ventes hors système à d'autres services publics et les reports réglementaires liés à des clauses.

Produits tirés des ventes d'électricité pour les neuf premiers mois

en millions de dollars américains

	2018	2017
Résidentiel	802 \$	769 \$
Commercial	435	439
Industriel	121	119
Autres ¹⁾	202	251
Total	1 560 \$	1 578 \$

1) Le poste « Autres » comprend les ventes aux autorités publiques, les ventes hors système à d'autres services publics et les reports réglementaires liés à des clauses.

Volumes des ventes d'électricité au troisième trimestre

Gigawattheures (« GWh »)

	2018	2017
Résidentiel	2 944	2 861
Commercial	1 791	1 792
Industriel	546	522
Autres	526	480
Total	5 807	5 655

Volumes des ventes d'électricité pour les neuf premiers mois

GWh

	2018	2017
Résidentiel	7 098	6 916
Commercial	4 698	4 859
Industriel	1 524	1 530
Autres	1 447	1 282
Total	14 767	14 587

Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz

Les produits tirés des ventes de gaz ont augmenté de 5 millions de dollars pour s'établir à 144 millions de dollars au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 139 millions de dollars au troisième trimestre de 2017. Les produits tirés des ventes de gaz ont augmenté de 27 millions de dollars pour se chiffrer à 553 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018, en comparaison de 526 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2017, en raison de l'augmentation des recouvrements liés aux clauses, ainsi que de la croissance de la clientèle et des conditions météorologiques favorables enregistrées en Floride. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la baisse des coûts des produits de base au Nouveau-Mexique.

Les produits tirés des ventes de gaz et les volumes des ventes de gaz sont résumés dans les tableaux suivants par catégorie de clients :

Produits tirés des ventes de gaz au troisième trimestre en millions de dollars américains

	2018	2017
Résidentiel	57 \$	57 \$
Commercial	42	45
Industriel ¹⁾	10	9
Autres ²⁾	35	28
Total	144 \$	139 \$

- 1) Le poste « Industriel » comprend les ventes aux producteurs d'électricité.
2) Le poste « Autres » comprend les ventes hors système à d'autres services publics et divers autres éléments.

Volumes des ventes de gaz au troisième trimestre Thermies (en millions)

	2018	2017
Résidentiel	34	34
Commercial	156	153
Industriel	367	318
Autres	86	93
Total	643	598

Produits tirés des ventes de gaz pour les neuf premiers mois en millions de dollars américains

	2018	2017
Résidentiel	265 \$	257 \$
Commercial	165	160
Industriel ¹⁾	28	26
Autres ²⁾	95	83
Total	553 \$	526 \$

- 1) Le poste « Industriel » comprend les ventes aux producteurs d'électricité.
2) Le poste « Autres » comprend les ventes hors système à d'autres services publics et divers autres éléments.

Volumes des ventes de gaz pour les neuf premiers mois Thermies (en millions)

	2018	2017
Résidentiel	248	231
Commercial	581	552
Industriel	999	924
Autres	197	192
Total	2 025	1 899

Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité

Les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont augmenté de 2 millions de dollars pour s'établir à 183 millions de dollars au troisième trimestre de 2018, comparativement à 181 millions de dollars au troisième trimestre de 2017. Pour les neuf premiers mois de 2018, ces charges ont diminué de 26 millions de dollars pour s'établir à 465 millions de dollars, en comparaison de 491 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2017, en raison principalement d'une variation de la composition des sources de production visant à passer du charbon, du mazout et du coke de pétrole au gaz naturel produit à coût plus bas.

Volumes de production au troisième trimestre GWh

	2018	2017
Gaz naturel	4 698	4 498
Charbon	775	966
Mazout et coke de pétrole	231	160
Solaire	26	12
Achats d'électricité, montant net	365	347
Total des volumes de production	6 095	5 983

Volumes de production pour les neuf premiers mois GWh

	2018	2017
Gaz naturel	11 937	10 262
Charbon	2 658	4 244
Mazout et coke de pétrole	472	696
Solaire	50	35
Achats d'électricité	727	388
Total des volumes de production	15 844	15 625

**Coût moyen du combustible par mégawattheure
(« MWh ») pour le troisième trimestre**
en dollars américains

	2018	2017
Dollars par MWh	30 \$	30 \$

**Coût moyen du combustible par MWh
pour les neuf premiers mois**
en dollars américains

	2018	2017
Dollars par MWh	29 \$	31 \$

Le coût moyen du combustible par MWh a diminué pour les neuf premiers mois de 2018 par rapport à la période correspondante de 2017, en raison principalement d'une variation de la composition des sources de production visant à passer au gaz naturel produit à coût plus bas.

Coût réglementé du gaz naturel

Le coût réglementé du gaz naturel a diminué de 7 millions de dollars pour s'établir à 50 millions de dollars au troisième trimestre de 2018, comparativement à 57 millions de dollars au troisième trimestre de 2017, en raison essentiellement de la baisse des coûts des produits de base au Nouveau-Mexique. Le coût réglementé du gaz naturel a augmenté de 1 million de dollars pour s'établir à 209 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018, comparativement à 208 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2017.

Le volume des ventes de gaz réparti par type est présenté dans le tableau suivant :

**Volumes des ventes de gaz par type
au troisième trimestre**

Thermies (en millions)	2018	2017
Approvisionnement du réseau	127	138
Transport	516	460
Total	643	598

**Volumes des ventes de gaz par type
pour les neuf premiers mois**

Thermies (en millions)	2018	2017
Approvisionnement du réseau	503	477
Transport	1 522	1 422
Total	2 025	1 899

NSPI

Principales données financières

en millions de dollars canadiens
(sauf les montants par action)

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	310 \$	283 \$	1 055 \$	983 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	148	99	460	336
Contribution au bénéfice net consolidé	15 \$	7 \$	103 \$	106 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire	0,06 \$	0,03 \$	0,44 \$	0,50 \$
BAIIA	103 \$	93 \$	372 \$	362 \$

1) Le montant inscrit au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » comprend le montant comptabilisé au titre du mécanisme des rajustements attribuables au prix du combustible à l'état des résultats consolidé résumé; toutefois, celui-ci est exclu dans l'analyse sectorielle.

Bénéfice net

Le tableau qui suit résume les faits saillants des variations du bénéfice net :

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé – 2017	7 \$	106 \$
Augmentation des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-dessous	27	72
Augmentation des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité – se reporter à la rubrique « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » ci-après	(49)	(124)
Diminution du montant comptabilisé au titre du mécanisme des rajustements attribuables au prix du combustible et des reports de coûts fixes découlant d'un recouvrement déficitaire net des coûts du combustible au cours de l'exercice considéré, comparativement à un recouvrement excédentaire net des coûts du combustible à l'exercice précédent et à un transfert moindre de produits non liés aux combustibles; pour l'exercice à ce jour, cette diminution a été partiellement contrebalancée par le remboursement aux clients en 2017 des coûts du combustible de 2016	32	70
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales pour l'exercice à ce jour attribuable surtout aux coûts liés aux tempêtes, en partie contrebalancée par la hausse des coûts administratifs indirects attribués aux immobilisations corporelles	(2)	(12)
Augmentation de l'amortissement découlant d'une augmentation des immobilisations corporelles	(3)	(8)
Autres	3	(1)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2018	15 \$	103 \$

La contribution de NSPI au bénéfice net consolidé a augmenté au troisième trimestre de 2018, en raison d'un accroissement du volume des ventes attribuable à une hausse de la charge et aux conditions météorologiques et d'une diminution de la charge liée aux reports de coûts fixes. La contribution de NSPI au bénéfice net consolidé a diminué pour les neuf premiers mois de 2018, ce qui s'explique par les coûts liés aux tempêtes au premier trimestre et par l'augmentation de la charge d'amortissement, en partie contrebalancés par un accroissement du volume des ventes attribuable à une hausse de la charge et par une diminution de la charge liée aux reports de coûts fixes.

Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité

Les produits d'exploitation ont augmenté de 27 millions de dollars pour s'établir à 310 millions de dollars au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 283 millions de dollars au troisième trimestre de 2017, en raison essentiellement d'un accroissement du volume des ventes attribuable à une hausse de la charge et aux conditions météorologiques. Les produits d'exploitation ont augmenté de 72 millions de dollars pour s'établir à 1 055 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018, en comparaison de 983 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2017, en raison principalement du remboursement aux clients, en 2017, du recouvrement excédentaire des coûts du combustible de 2016, d'une augmentation du volume des ventes attribuable à une hausse de la charge et d'une augmentation attribuable au prix de l'électricité lié au combustible entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2018, en partie contrebalancés par un recouvrement de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime à rembourser aux clients en 2019.

Les produits tirés des ventes d'électricité et les volumes des ventes d'électricité sont résumés dans les tableaux suivants par catégorie de clients :

**Produits tirés des ventes d'électricité
au troisième trimestre**
en millions de dollars canadiens

	2018	2017
Résidentiel	139 \$	126 \$
Commercial	95	91
Industriel	60	50
Autres	9	9
Total	303 \$	276 \$

**Volumes des ventes d'électricité
au troisième trimestre**
GWh

	2018	2017
Résidentiel	830	784
Commercial	739	722
Industriel	674	615
Autres	63	74
Total	2 306	2 195

**Produits tirés des ventes d'électricité
pour les neuf premiers mois**
en millions de dollars canadiens

	2018	2017
Résidentiel	532 \$	501 \$
Commercial	298	286
Industriel	171	144
Autres	33	30
Total	1 034 \$	961 \$

**Volumes des ventes d'électricité
pour les neuf premiers mois**
GWh

	2018	2017
Résidentiel	3 322	3 254
Commercial	2 303	2 289
Industriel	1 942	1 829
Autres	247	260
Total	7 814	7 632

Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité

Le combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité a augmenté de 49 millions de dollars au troisième trimestre de 2018 pour s'établir à 148 millions de dollars, comparativement à 99 millions de dollars au troisième trimestre de 2017. Pour les neuf premiers mois de 2018, le combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité a augmenté de 124 millions de dollars pour s'établir à 460 millions de dollars, comparativement à 336 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2017. Les variations enregistrées au cours des deux périodes découlent essentiellement du paiement de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime, de l'augmentation des prix des produits de base et de l'augmentation du volume des ventes.

**Volumes de production
au troisième trimestre**
GWh

	2018	2017
Charbon	962	986
Gaz naturel	514	477
Mazout et coke de pétrole	238	241
Achats d'électricité – autres	217	125
Total – énergie non renouvelable	1 931	1 829
Achats d'électricité – producteurs d'électricité indépendants (« PEI »)	225	220
Énergie éolienne et hydroélectricité	150	168
Achats d'électricité – programme de tarifs de rachat garantis communautaires (« COMFIT »)	101	95
Biomasse	47	20
Total – énergie renouvelable	523	503
Total des volumes de production	2 454	2 332

**Volumes de production
pour les neuf premiers mois**
GWh

	2018	2017
Charbon	3 464	3 671
Gaz naturel	1 152	1 095
Mazout et coke de pétrole	992	817
Achats d'électricité – autres	365	261
Total – énergie non renouvelable	5 973	5 844
Achats d'électricité – PEI	906	872
Énergie éolienne et hydroélectricité	884	931
Achats d'électricité – COMFIT	400	367
Biomasse	129	100
Total – énergie renouvelable	2 319	2 270
Total des volumes de production	8 292	8 114

**Coût moyen du combustible
au troisième trimestre**

	2018	2017
Dollars par MWh produit	60 \$	42 \$

**Coût moyen du combustible
pour les neuf premiers mois**

	2018	2017
Dollars par MWh produit	55 \$	41 \$

Le coût moyen du combustible par MWh a augmenté au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2018 par rapport au troisième trimestre et aux neuf premiers mois de 2017, en raison principalement du paiement de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime et de l'augmentation des prix des produits de base.

Le solde du passif réglementaire lié au mécanisme des rajustements attribuables au prix du combustible de NSPI a diminué de 10 millions de dollars par rapport à celui de 177 millions de dollars inscrit au 31 décembre 2017 pour s'établir à 167 millions de dollars au 30 septembre 2018, en raison principalement du recouvrement déficitaire net des coûts du combustible au cours de l'exercice considéré et du remboursement aux clients de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime de 2017. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'incidence de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime et par les intérêts plus élevés sur le passif en 2018.

EMERA MAINE

Principales données financières

Sauf indication contraire, tous les montants sont libellés en dollars américains.

en millions de dollars américains (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	56 \$	59 \$	164 \$	173 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	10	18	32	47
Contribution au bénéfice net consolidé	12 \$	10 \$	25 \$	29 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	17 \$	13 \$	33 \$	38 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,07 \$	0,06 \$	0,14 \$	0,18 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,31 \$	1,26 \$	1,29 \$	1,30 \$
BAIIA	32 \$	27 \$	82 \$	84 \$
BAIIA – \$ CA	42 \$	34 \$	106 \$	110 \$

1) La charge découlant des installations de transport regroupées est comprise dans le poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ».

Bénéfice net

Le tableau qui suit résume les faits saillants des variations du bénéfice net :

en millions de dollars américains	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé – 2017	10 \$	29 \$
Diminution des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-après	(3)	(9)
Diminution du combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité – se reporter à la rubrique « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » ci-après	8	15
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales pour l'exercice à ce jour attribuable à une immobilisation moindre des coûts indirects découlant de la baisse des dépenses en immobilisations, à une hausse des travaux de restauration effectués par suite des tempêtes, à une hausse des frais médicaux et aux ajustements réglementaires se rapportant à la demande de hausse tarifaire relative à la distribution	-	(8)
Augmentation de l'amortissement attribuable principalement à la hausse de l'amortissement réglementaire découlant d'une baisse des contrats d'achat d'électricité et d'un plus grand nombre d'installations en service	(5)	(12)
Diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices attribuable à la réduction du taux d'imposition fédéral américain des sociétés; diminution de la charge d'impôt sur les bénéfices pour l'exercice à ce jour découlant également de la diminution du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices	2	11
Autres	-	(1)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2018	12 \$	25 \$

La contribution en dollars canadiens d'Emera Maine au bénéfice net consolidé a augmenté de 4 millions de dollars pour s'établir à 17 millions de dollars au troisième trimestre de 2018, comparativement à 13 millions de dollars au troisième trimestre de 2017, et a diminué de 5 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018 pour s'établir à 33 millions de dollars, en comparaison de 38 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2017. La diminution enregistrée pour l'exercice à ce jour découle essentiellement de l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et de la hausse de la charge d'amortissement, en partie contrebalancées par la diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices. Le taux de change a eu une incidence négligeable sur le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018.

Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité

Les produits d'exploitation ont diminué de 3 millions de dollars pour s'établir à 56 millions de dollars au troisième trimestre de 2018, comparativement à 59 millions de dollars au troisième trimestre de 2017. Pour les neuf premiers mois de 2018, les produits d'exploitation ont diminué de 9 millions de dollars pour s'établir à 164 millions de dollars, en comparaison de 173 millions de dollars pour la période correspondante de 2017, en raison de la baisse des produits tirés des installations de transport regroupées qui a découlé principalement de la diminution des tarifs et de la baisse des produits liés aux coûts irrécupérables en raison essentiellement à l'expiration d'un important contrat d'achat d'électricité. Ces diminutions ont été en partie contrebalancées par la hausse de la charge attribuable aux températures estivales favorables.

Les produits d'exploitation – activités réglementées d'Emera Maine comprennent les ventes d'électricité et d'autres services, tel qu'il est résumé dans le tableau suivant :

Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité au troisième trimestre en millions de dollars américains

	2018	2017
Produits tirés des ventes d'électricité	43 \$	45 \$
Produits tirés des installations de transport regroupées	12	13
Revente d'électricité achetée	1	1
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	56 \$	59 \$

Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité pour les neuf premiers mois en millions de dollars américains

	2018	2017
Produits tirés des ventes d'électricité	124 \$	128 \$
Produits tirés des installations de transport regroupées	33	38
Revente d'électricité achetée	7	7
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	164 \$	173 \$

Les produits tirés des ventes d'électricité et les volumes des ventes d'électricité sont résumés dans les tableaux suivants par catégorie de clients :

Produits tirés des ventes d'électricité au troisième trimestre en millions de dollars américains

	2018	2017
Résidentiel	20 \$	19 \$
Commercial	17	15
Industriel	4	4
Autres ¹⁾	2	7
Total	43 \$	45 \$

1) Les autres produits comprennent des montants comptabilisés découlant du remboursement des tarifs de transport lié aux plaintes déposées auprès de la FERC et d'autres ajustements des produits tirés du transport.

Produits tirés des ventes d'électricité pour les neuf premiers mois en millions de dollars américains

	2018	2017
Résidentiel	60 \$	60 \$
Commercial	46	46
Industriel	9	10
Autres ¹⁾	9	12
Total	124 \$	128 \$

1) Les autres produits comprennent des montants comptabilisés découlant du remboursement des tarifs de transport lié aux plaintes déposées auprès de la FERC, les remboursements au titre de la réforme fiscale en 2018 et d'autres ajustements des produits tirés du transport.

**Volumes des ventes d'électricité
au troisième trimestre
GWh**

	2018	2017
Résidentiel	204	188
Commercial	201	198
Industriel	101	97
Autres	3	4
Total	509	487

**Volumes des ventes d'électricité
pour les neuf premiers mois
GWh**

	2018	2017
Résidentiel	609	595
Commercial	577	579
Industriel	265	262
Autres	9	11
Total	1 460	1 447

Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité

Les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité d'Emera Maine ont diminué de 8 millions de dollars pour s'établir à 10 millions de dollars au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 18 millions de dollars au troisième trimestre de 2017. Pour les neuf premiers mois de 2018, les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont diminué de 15 millions de dollars pour s'établir à 32 millions de dollars, comparativement à 47 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2017, ce qui est attribuable à l'expiration d'un important contrat d'achat d'électricité.

EMERA CARAÏBES

Principales données financières

Sauf indication contraire, tous les montants sont libellés en dollars américains.

en millions de dollars américains (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	101 \$	87 \$	270 \$	250 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	53	39	138	111
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé	11 \$	9 \$	24 \$	23 \$
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé – \$ CA	14 \$	12 \$	31 \$	30 \$
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché des titres de capitaux propres après impôts	1	-	(1)	-
Contribution au bénéfice net consolidé	12 \$	9 \$	23 \$	23 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	14 \$	12 \$	29 \$	30 \$
Contribution ajustée au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,06 \$	0,06 \$	0,13 \$	0,14 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,06 \$	0,06 \$	0,12 \$	0,14 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,31 \$	1,25 \$	1,30 \$	1,30 \$
BAIIA ajusté	28 \$	28 \$	71 \$	76 \$
BAIIA ajusté – \$ CA	36 \$	35 \$	91 \$	99 \$

Bénéfice net

Le tableau qui suit présente les faits saillants des variations du bénéfice net :

en millions de dollars américains	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé – 2017	9 \$	23 \$
Augmentation des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-après	14	20
Augmentation du combustible réglementé pour la production d'électricité – se reporter à la rubrique « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » ci-après	(14)	(27)
Autres	3	7
Contribution au bénéfice net consolidé – 2018	12 \$	23 \$

La contribution en dollars canadiens d'Emera Caraïbes au bénéfice net consolidé au troisième trimestre de 2018 a augmenté de 2 millions de dollars pour s'établir à 14 millions de dollars, en comparaison de 12 millions de dollars au troisième trimestre de 2017. La contribution en dollars canadiens d'Emera Caraïbes au bénéfice net consolidé s'est chiffrée à 29 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018, contre 30 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2017, soit un recul de 1 million de dollars. Le taux de change a eu une incidence négligeable pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018.

Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité

Les produits d'exploitation ont augmenté de 14 millions de dollars pour s'établir à 101 millions de dollars au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 87 millions de dollars au troisième trimestre de 2017, en raison de l'augmentation des prix du combustible enregistrée par BLPC en 2018. Les produits d'exploitation ont augmenté de 20 millions de dollars pour s'établir à 270 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018, en comparaison de 250 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2017. Cette augmentation découle de l'augmentation des prix du combustible enregistrée par BLPC en 2018, partiellement contrebalancée par la diminution du volume des ventes de Domlec attribuable à l'incidence de l'ouragan Maria.

Les produits tirés des ventes d'électricité et les volumes des ventes d'électricité sont résumés dans les tableaux suivants par catégorie de clients :

Produits tirés des ventes d'électricité au troisième trimestre en millions de dollars américains

	2018	2017
Résidentiel	34 \$	30 \$
Commercial	58	49
Industriel	5	6
Autres	3	2
Total	100 \$	87 \$

Volumes des ventes d'électricité au troisième trimestre GWh

	2018	2017
Résidentiel	123	127
Commercial	197	197
Industriel	22	22
Autres	4	5
Total	346	351

Produits tirés des ventes d'électricité pour les neuf premiers mois en millions de dollars américains

	2018	2017
Résidentiel	89 \$	83 \$
Commercial	156	142
Industriel	17	17
Autres	5	5
Total	267 \$	247 \$

Volumes des ventes d'électricité pour les neuf premiers mois GWh

	2018	2017
Résidentiel	333	353
Commercial	562	569
Industriel	63	65
Autres	11	13
Total	969	1 000

Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité

Le combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité a augmenté de 14 millions de dollars au troisième trimestre de 2018 pour s'établir à 53 millions de dollars, comparativement à 39 millions de dollars au troisième trimestre de 2017, et a augmenté de 27 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018 pour s'établir à 138 millions de dollars, en comparaison de 111 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2017, en raison principalement de la hausse du prix du mazout.

Volumes de production pour le troisième trimestre GWh

	2018	2017
Mazout	355	364
Hydroélectricité	7	6
Énergie solaire	5	3
Achats d'électricité	7	5
Total	374	378

Coût moyen du combustible par MWh pour le troisième trimestre en dollars américains

	2018	2017
Dollars par MWh	142 \$	103 \$

Volumes de production pour les neuf premiers mois GWh

	2018	2017
Mazout	995	1 032
Hydroélectricité	17	25
Énergie solaire	13	13
Achats d'électricité	19	15
Total	1 044	1 085

Coût moyen du combustible par MWh pour les neuf premiers mois en dollars américains

	2018	2017
Dollars par MWh	132 \$	102 \$

Le coût moyen du combustible par MWh a augmenté au troisième trimestre de 2018 et pour les neuf premiers mois de 2018 par rapport aux périodes correspondantes de 2017 en raison de la hausse du prix du mazout.

EMERA ENERGY

Principales données financières

en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Marge sur les activités de commercialisation et de négociation ¹⁾²⁾	6 \$	(4) \$	73 \$	20 \$
Ventes d'électricité et de capacité ³⁾	106	75	313	230
Total des produits d'exploitation – activités non réglementées	112	71	386	250
Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité ⁴⁾	54	42	170	149
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	19 \$	(1) \$	76 \$	(2) \$
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché des dérivés après impôts	(73)	(38)	(22)	105
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	(54) \$	(39) \$	54 \$	103 \$
Contribution ajustée au résultat consolidé de base par action ordinaire	0,08 \$	- \$	0,33 \$	- \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire	(0,23) \$	(0,18) \$	0,23 \$	0,48 \$
BAIIA ajusté				
EES	1 \$	(9) \$	52 \$	5 \$
EEG	35	19	91	33
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans Bear Swamp	9	4	22	8
Total	45 \$	14 \$	165 \$	46 \$

- 1) La marge sur les activités de commercialisation et de négociation représente les achats et les ventes de gaz naturel et d'électricité d'EES, les coûts liés à la capacité des gazoducs et les produits tirés des services de gestion d'actifs énergétiques.
- 2) La marge sur les activités de commercialisation et de négociation exclut une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 108 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2018 (une perte de 56 millions de dollars en 2017) et une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 71 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018 (un gain de 156 millions de dollars en 2017).
- 3) Les ventes d'électricité et de capacité excluent une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 3 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2018 (néant en 2017) et un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 28 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018 (une perte de 3 millions de dollars en 2017).
- 4) Le combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité exclut un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 2 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2018 (néant en 2017) et un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 5 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018 (une perte de 4 millions de dollars en 2017).

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – 2017	(39) \$	103 \$
Augmentation de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation – Se reporter à la rubrique « Emera Energy Services » ci-dessous	10	53
Augmentation des ventes d'électricité et de capacité – Se reporter à la rubrique « Emera Energy Generation » ci-après	31	83
Augmentation du combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité – Se reporter à la rubrique « Emera Energy Generation » ci-après	(12)	(21)
Augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices attribuable à l'augmentation du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices, en partie contrebalancée par la réduction du taux d'imposition fédéral américain des sociétés	(7)	(36)
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, déduction faite des impôts, attribuable surtout aux variations des positions existantes, en partie contrebalancées par un amortissement moindre des actifs de transport du gaz au troisième trimestre de 2018; diminution, d'une période à l'autre, des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché, déduction faite des impôts, attribuable surtout aux variations des positions existantes sur les contrats à long terme liés au gaz naturel conclus en 2017 et à la reprise plus importante des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché inscrites en 2017 par rapport à 2018	(35)	(127)
Autres	(2)	(1)
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – 2018	(54) \$	54 \$

Si l'on ne tient pas compte de la variation découlant de la réévaluation à la valeur du marché, la contribution d'Emera Energy au bénéfice net consolidé a augmenté d'un trimestre à l'autre et pour l'exercice à ce jour en raison des prix de capacité plus élevés et de l'incidence favorable qu'a eue l'été plus chaud observé dans les régions du nord-est en 2018 sur les contributions d'EES et d'EEG. L'augmentation enregistrée pour l'exercice à ce jour découle également de l'incidence favorable qu'ont eue les températures froides du début de 2018 sur les contributions d'EES.

Emera Energy Services

Marges sur les activités de commercialisation et de négociation

La marge sur les activités de commercialisation et de négociation a augmenté de 10 millions de dollars pour s'établir à 6 millions de dollars au troisième trimestre de 2018, comparativement à (4) millions de dollars au troisième trimestre de 2017, ce qui reflète la vigueur des conditions de marché au troisième trimestre de 2018 par rapport au troisième trimestre de 2017, plus particulièrement l'incidence qu'a eue l'été plus chaud sur les marchés clés d'EES.

Pour les neuf premiers mois de 2018, la marge sur les activités de commercialisation et de négociation a augmenté de 53 millions de dollars pour s'établir à 73 millions de dollars, en comparaison de 20 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2017. Outre les explications relatives au troisième trimestre de 2018 dont il est question ci-dessus, cette augmentation résulte de l'incidence favorable des températures froides du début de 2018 dans plusieurs marchés clés, ce qui s'est traduit par une hausse des prix du marché et de la volatilité, entraînant une augmentation des marges. L'activité du début de 2018 a également fourni des occasions de couverture favorables pour le premier trimestre.

Emera Energy Generation

Ventes d'électricité et de capacité au troisième trimestre

en millions de dollars canadiens						Trois mois clos les 30 septembre
	Nouvelle-Angleterre		Maritimes canadiennes			Total
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Ventes d'électricité	66 \$	44 \$	2 \$	5 \$	68 \$	49 \$
Ventes de capacité	38	25	-	1	38	26
Ventes d'électricité et de capacité	104 \$	69 \$	2 \$	6 \$	106 \$	75 \$

Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité au troisième trimestre

en millions de dollars canadiens						Trois mois clos les 30 septembre
	Nouvelle-Angleterre		Maritimes canadiennes			Total
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	50 \$	36 \$	3 \$	4 \$	53 \$	40 \$

Ventes d'électricité et de capacité pour les neuf premiers mois

en millions de dollars canadiens						Neuf mois clos les 30 septembre
	Nouvelle-Angleterre		Maritimes canadiennes			Total
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Ventes d'électricité	198 \$	131 \$	19 \$	44 \$	217 \$	175 \$
Ventes de capacité	96	53	-	2	96	55
Ventes d'électricité et de capacité	294 \$	184 \$	19 \$	46 \$	313 \$	230 \$

Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité pour les neuf premiers mois

en millions de dollars canadiens						Neuf mois clos les 30 septembre
	Nouvelle-Angleterre		Maritimes canadiennes			Total
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	160 \$	112 \$	9 \$	34 \$	169 \$	146 \$

Emera Energy évalue les ventes d'électricité et le combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre en les regroupant étant donné que le prix de vente de l'électricité et le coût du gaz naturel servant à la produire sont fortement corrélés dans ce marché. Les ventes d'électricité des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre, déduction faite du combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité, se sont établies à 16 millions de dollars au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 8 millions de dollars au troisième trimestre de 2017. Cette augmentation est attribuable aux conditions de marché plus favorables, plus particulièrement à l'été plus doux qui a donné lieu à une hausse du volume des ventes et à une hausse des prix obtenus pour l'électricité. L'augmentation du volume des ventes de produits énergétiques au troisième trimestre de 2018 reflète également l'interruption prévue aux installations de Bridgeport Energy au troisième trimestre de 2017.

Les ventes d'électricité des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre, déduction faite du combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité, se sont établies à 38 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018, en comparaison de 19 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2017. Outre les explications relatives au troisième trimestre dont il est question ci-dessus, cette augmentation est attribuable à l'incidence de la panne imprévue survenue aux installations de Bridgeport Energy de la mi-mars 2017 à la mi-juin 2017 et à la hausse des prix obtenus pour l'électricité au premier trimestre de 2018 par rapport au premier trimestre de 2017 en raison des conditions de marché hivernales plus favorables.

Les ventes de capacité ont augmenté de 12 millions de dollars au troisième trimestre de 2018 pour s'établir à 38 millions de dollars, en comparaison de 26 millions de dollars au troisième trimestre de 2017, et ont augmenté de 41 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018 pour s'établir à 96 millions de dollars, comparativement à 55 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2017. Ces augmentations rendent compte des paiements de capacité plus élevés aux centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre, cette hausse étant entrée en vigueur en juin 2017 et en juin 2018.

La diminution des ventes d'électricité et du combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité dans les Maritimes canadiennes enregistrée pour les neuf premiers mois de 2018 par rapport aux neuf premiers mois de 2017 rend compte de la renégociation du CAE relatif à Bayside pour l'hiver 2017-2018, qui procure une plus grande flexibilité au niveau de la transmission, tout en permettant de maintenir le flux de produits nets pour l'installation.

Statistiques d'exploitation

	Trois mois clos les 30 septembre					
	Volume des ventes (GWh) ¹⁾		Disponibilité des centrales (%) ²⁾		Facteur de capacité nette (%) ³⁾	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Nouvelle-Angleterre	1 549	1 100	96 %	92 %	63 %	45 %
Maritimes canadiennes	30	79	97 %	87 %	4 %	11 %
Total	1 579	1 179	96 %	91 %	50 %	37 %

	Neuf mois clos les 30 septembre					
	Volume des ventes (GWh) ¹⁾		Disponibilité des centrales (%) ²⁾		Facteur de capacité nette (%) ³⁾	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Nouvelle-Angleterre	4 117	2 496	93 %	78 %	56 %	34 %
Maritimes canadiennes	341	660	95 %	71 %	16 %	32 %
Total	4 458	3 156	94 %	76 %	47 %	34 %

1) Le volume des ventes représente la production d'électricité réelle des centrales.

2) La disponibilité des centrales représente le pourcentage de la période pendant laquelle les centrales étaient disponibles pour produire de l'électricité, qu'elles aient été utilisées ou non. En réalité, il s'agit d'une disponibilité de 100 % réduite en fonction des interruptions prévues et des pannes.

3) Le facteur de capacité nette est le ratio de l'utilisation d'un actif par rapport à sa puissance maximale au cours d'une période donnée. Ce facteur est généralement tributaire de la disponibilité des centrales et de leur rentabilité dans la conjoncture de marché.

Le volume des ventes, la disponibilité et le facteur d'utilisation net des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre ont augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par une interruption prévue aux installations de Bridgeport au troisième trimestre de 2017 et par les conditions de marché plus favorables au troisième trimestre de 2018. Outre les explications relatives au troisième trimestre dont il est question ci-dessus, le volume des ventes, la disponibilité des centrales et le facteur de capacité net ont augmenté d'un exercice à l'autre, en raison de l'incidence d'une panne imprévue survenue aux installations de Bridgeport de la mi-mars 2017 à la mi-juin 2017.

La disponibilité des centrales des Maritimes canadiennes a augmenté d'un exercice à l'autre, en raison d'une interruption prévue à la centrale Bayside au deuxième trimestre de 2017. Le volume des ventes et le facteur de capacité ont diminué en raison des modifications découlant de la renégociation du CAE relatif à Bayside pour l'hiver 2017-2018.

ACTIVITÉS DU SIÈGE SOCIAL ET AUTRES

Principales données financières

en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz	15 \$	14 \$	41 \$	39 \$
Produits d'exploitation non réglementés	13	21	35	56
Total des produits d'exploitation	28 \$	35 \$	76 \$	95 \$
Produits intersociétés ¹⁾	10	10	29	29
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	25	25	88	70
Intérêts débiteurs nets ²⁾	76	71	226	217
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	(14) \$	(33) \$	(66) \$	(87) \$
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	-	1	(1)	2
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	(14) \$	(32) \$	(67) \$	(85) \$
Contribution ajustée au résultat consolidé de base par action ordinaire	(0,06) \$	(0,15) \$	(0,28) \$	(0,41) \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire	(0,06) \$	(0,15) \$	(0,29) \$	(0,40) \$
BAlIA ajusté	39 \$	32 \$	118 \$	91 \$

1) Les produits intersociétés se composent des intérêts reçus de Brunswick Pipeline, de M&NP et d'EEG.

2) Les intérêts débiteurs nets excluent un montant découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de néant pour le troisième trimestre de 2018 (gain de 2 millions de dollars en 2017) et une perte de 1 million de dollars pour les neuf premiers mois de 2018 (gain de 3 millions de dollars en 2017).

Bénéfice net

Le tableau qui suit résume les faits saillants des variations du bénéfice :

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre	Neuf mois clos les 30 septembre
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – 2017	(32) \$	(85) \$
Diminution des produits d'exploitation non réglementés, contrebalancée par la diminution des coûts directs non réglementés, attribuable à l'atténuation des activités liées aux projets d'Emera Utility Services	(8)	(21)
Augmentation de la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites attribuable à la contribution de NSPML – se reporter à la rubrique « Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites » ci-après	-	18
Diminution des autres coûts directs non réglementés compensant la baisse des produits d'exploitation non réglementés	6	22
Augmentation des intérêts débiteurs	(5)	(9)
Augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices attribuable à la réévaluation de certains soldes d'impôts reportés à la suite d'une modification des facteurs de répartition de l'impôt de l'État de la Floride. Pour l'exercice à ce jour, cette augmentation a été en partie contrebalancée par une diminution des déductions pour financement et par la réduction du taux d'imposition fédéral américain des sociétés	24	10
Autres	1	(2)
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – 2018	(14) \$	(67) \$

La contribution du secteur Activités du siège social et autres au bénéfice net consolidé a augmenté au troisième trimestre de 2018 en raison essentiellement de l'augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices, contrebalancée par l'augmentation des intérêts débiteurs.

Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites

Le tableau qui suit résume la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites :

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
LIL	11 \$	9 \$	31 \$	27 \$
NSPML	10	10	40	26
MN&P	4	6	17	17
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	25 \$	25 \$	88 \$	70 \$

Au premier trimestre de 2018, NSPML a commencé à comptabiliser un bénéfice en trésorerie et à recueillir des paiements en trésorerie approuvés par l'UARB auprès de NSPI. Avant le premier trimestre de 2018, NSPML comptabilisait un bénéfice hors trésorerie tiré de la PFUPC puisque le lien maritime était en cours de construction.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

La société génère des fonds à l'interne par la voie de divers investissements réglementés et non réglementés liés à l'énergie, ainsi que par la vente de certains actifs. Les clientèles des entreprises de services publics se distinguent au chapitre de la répartition de leurs ventes et produits parmi les catégories d'abonnés. Les entreprises à tarifs non réglementés d'Emera permettent de diversifier les flux de produits et les contreparties de la société. Parmi les circonstances qui pourraient influencer sur la capacité de la société à générer des fonds suffisants, on compte : des ralentissements de l'économie générale sur les marchés d'Emera, la perte d'un ou de plusieurs clients importants, les décisions prises par des organismes de réglementation touchant les tarifs exigés des clients et le recouvrement des actifs réglementaires, et les modifications apportées aux lois environnementales. Les filiales d'Emera disposent généralement de liquidités suffisantes pour verser des dividendes à Emera, pourvu qu'elles ne violent pas les clauses restrictives se rattachant à leur dette, selon le cas, compte tenu du versement des dividendes, et maintiennent de solides cotes de crédit.

Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants

Les variations importantes survenues aux états consolidés résumés des flux de trésorerie entre les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 2017 comprennent :

en millions de dollars canadiens	2018	2017	Variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions au début de la période	503 \$	491 \$	12 \$
Liés à ce qui suit :			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant la variation du fonds de roulement	1 237	956	281
Variation du fonds de roulement	156	85	71
Activités d'exploitation	1 393	1 041	352
Activités d'investissement	(1 565)	(1 273)	(292)
Activités de financement	121	62	59
Incidence des taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions	11	(21)	32
Trésorerie et équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à la fin de la période	463 \$	300 \$	163 \$

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont augmenté de 352 millions de dollars pour s'établir à 1 393 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2018, comparativement à 1 041 millions de dollars pour la période correspondante de 2017.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement ont augmenté de 281 millions de dollars. Cette hausse s'explique par une baisse, en 2018 par rapport à 2017, des recouvrements déficitaires auprès des clients sur des coûts liés à une clause et par la baisse des cotisations au régime de retraite à Emera Floride et Nouveau-Mexique en 2018, ainsi que par une augmentation des paiements de capacité aux centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et par une augmentation de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à EES. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation du combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité de NSPI.

La variation du fonds de roulement a entraîné une augmentation de 71 millions de dollars des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Cette augmentation est principalement attribuable aux changements favorables apportés à la garantie en trésorerie d'Emera Energy et aux variations favorables des débiteurs et des créditeurs à Emera Floride et Nouveau-Mexique. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les variations défavorables des autres passifs à court terme à Emera Floride et Nouveau-Mexique et aux centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 292 millions de dollars, s'établissant à 1 565 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, en comparaison de 1 273 millions de dollars pour la période correspondante de 2017, en raison d'une hausse des dépenses en immobilisations, en partie contrebalancée par des apports en capitaux propres moindres dans NSPML et dans LIL en 2018 par rapport à 2017.

Les dépenses en immobilisations pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, y compris la PFUPC et déduction faite du produit tiré de l'aliénation d'actifs, se sont élevées à 1 556 millions de dollars, contre 1 091 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. Les dépenses en immobilisations pour les neuf premiers mois de 2018 se détaillent comme suit :

- 1 135 millions de dollars pour Emera Floride et Nouveau-Mexique (645 millions de dollars en 2017);
- 251 millions de dollars pour NSPI (276 millions de dollars en 2017);
- 62 millions de dollars pour Emera Maine (77 millions de dollars en 2017);
- 58 millions de dollars pour Emera Caraïbes (39 millions de dollars en 2017);
- 18 millions de dollars pour Emera Energy (34 millions de dollars en 2017);
- 32 millions de dollars pour le secteur « Activités du siège social et autres » (20 millions de dollars en 2017)

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie nets provenant des activités de financement ont augmenté de 59 millions de dollars, s'établissant à 121 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, en comparaison de 62 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. Cette augmentation est attribuable à l'émission d'actions privilégiées en 2018, en partie contrebalancée par la diminution des emprunts aux termes des facilités de crédit engagées d'Emera en 2018, par un remboursement net de la dette à long terme d'Emera Floride et Nouveau-Mexique et par la hausse des dividendes versés sur les actions ordinaires en 2018.

Obligations contractuelles

Au 30 septembre 2018, les engagements contractuels pour chacun des cinq prochains exercices et le total des engagements par la suite se composaient de ce qui suit :

en millions de dollars canadiens	2018	2019	2020	2021	2022	Par la suite	Total
Capital de la dette à long terme	22 \$	1 077 \$	787 \$	2 273 \$	483 \$	9 938 \$	14 580 \$
Obligations liées au paiement des intérêts ¹⁾	248	643	596	538	495	6 396	8 916
Achat d'électricité ²⁾	62	220	218	223	223	2 386	3 332
Transport ³⁾	127	397	314	208	193	1 566	2 805
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ⁴⁾	15	63	64	65	66	805	1 078
Projets d'investissement	286	326	143	32	3	3	793
Approvisionnement en combustible et en gaz	155	297	88	46	6	3	595
Ententes de service à long terme ⁵⁾	24	91	51	50	39	278	533
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1	1	1	43	1	382	429
Engagements au titre des placements dans des sociétés satellites ⁶⁾	-	-	190	-	-	-	190
Contrats de location et autres ⁷⁾	33	18	15	10	8	71	155
Gestion axée sur la demande	11	12	1	-	-	-	24
Créances à long terme	1	4	5	5	5	5	25
Débiteures convertibles	-	-	-	-	-	3	3
	985 \$	3 149 \$	2 473 \$	3 493 \$	1 522 \$	21 836 \$	33 458 \$

- 1) Les paiements d'intérêts futurs sont calculés d'après l'hypothèse selon laquelle aucune dette ne sera remboursée avant l'échéance. En ce qui concerne les titres d'emprunt assortis de taux variables, l'intérêt est calculé pour toutes les périodes futures selon les taux en vigueur au 30 septembre 2018, y compris tout paiement exigé prévu aux termes de contrats de swaps connexes.
- 2) Exigence annuelle d'acheter de la production d'électricité provenant de producteurs d'électricité indépendants ou d'autres services publics sur une durée de contrat variable.
- 3) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et une capacité de transport sur les différents gazoducs.
- 4) Les obligations contractuelles à l'égard du financement des prestations déterminées ont été établies selon les exigences de financement, compte tenu de la cessation de la constitution de prestations de retraite au 31 décembre 2017. Il est présumé que les années de services décomptées et les gains se sont cristallisés au 31 décembre 2017. Dans le cadre des obligations contractuelles de la société à l'égard des avantages postérieurs au départ à la retraite (excluant les rentes), il est présumé que les participants doivent être âgés de 55 ans ou plus (50 ans ou plus pour TECO Energy) au 31 décembre 2017 pour y être admissibles. Étant donné que les régimes de retraite à prestations déterminées font actuellement l'objet d'examen périodiques visant à revoir les cotisations requises et que les participants continuent d'accumuler des années de service dans le cadre des régimes, les cotisations futures réelles aux régimes différeront des montants présentés.
- 5) Maintenance de certains équipements de production d'électricité, services liés à une centrale électrique et ententes d'exploitation portant sur des éoliennes, gestion en sous-traitance du matériel informatique et des infrastructures de communications de la société et gestion de la végétation.
- 6) Emera s'est engagée à fournir un apport en capital dans Labrador Island Link Limited Partnership.
- 7) Contrats de location-exploitation visant des locaux à bureaux, des terrains, des immobilisations corporelles, des services de télécommunications, des wagons de train et des véhicules.

NSPI devra, en vertu d'une obligation contractuelle, payer des redevances à NSPML sur une période d'environ 37 ans pour l'utilisation du lien maritime. L'UARB a autorisé NSPI à payer à NSPML environ 110 millions de dollars en 2018 et 111 millions de dollars en 2019. Après 2019, le calendrier et les sommes payables à NSPML feront l'objet d'un dépôt réglementaire auprès de l'UARB; ce dépôt sera effectué au plus tard en 2019.

Gestion de la dette

Outre les fonds provenant des activités d'exploitation, Emera et ses filiales se sont vu consentir des lignes de crédit consortial renouvelables engagées, libellées en dollars canadiens ou en dollars américains, d'un total global d'environ 3,4 milliards de dollars, tel qu'il est indiqué dans le tableau ci-dessous.

en millions de dollars	Échéances	Facilités de crédit renouvelables	Portion prélevée	Portion non prélevée et disponible
Emera – Facilité de crédit d'exploitation et d'acquisition	Juin 2020 – Renouvelable	900 \$	324 \$	576 \$
Emera Floride et Nouveau-Mexique – en dollars américains – Facilités de crédit	Novembre 2018 à mars 2022	1 800	1 166	634
NSPI – Facilité de crédit d'exploitation	Octobre 2021 – Renouvelable	600	383	217
Emera Maine – en dollars américains – Facilité de crédit d'exploitation	Février 2023 – Renouvelable	80	59	21
Autre – en dollars américains – Facilité de crédit d'exploitation	Diverses	32	13	19

Emera et ses filiales sont assujetties à certaines clauses restrictives visant leur dette et leurs facilités de crédit. Les clauses restrictives donnent lieu à des tests réguliers et la société respecte leurs exigences au 30 septembre 2018.

Les récentes activités de financement d'Emera et de ses filiales sont décrites plus en détail ci-dessous.

Emera

Le 31 mai 2018, Emera a émis 12 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux minimal rajusté de 4,90 % et à dividende cumulatif, série H, au prix de 25,00 \$ l'action, ce qui lui a rapporté un produit brut de 300 millions de dollars et un produit net de 295 millions de dollars. Le produit net du placement d'actions privilégiées a été affecté au financement des frais généraux. Pour plus de précisions, se reporter à la note 19 afférente aux états financiers consolidés résumés du troisième trimestre de 2018. Le placement a été réalisé aux termes du prospectus préalable de base simplifié d'Emera daté du 16 mai 2018 visant l'émission de titres d'une valeur de 750 millions de dollars. Au 30 septembre 2018, la société pouvait encore émettre des titres d'une valeur de 450 millions de dollars aux termes de ce prospectus, qui demeurera en vigueur jusqu'au 16 juin 2020.

Emera Floride et Nouveau-Mexique

Le 4 octobre 2018, TEC a réalisé un placement visant l'émission de billets de premier rang d'une durée de 30 ans totalisant 375 millions de dollars américains. Les billets portent intérêt au taux de 4,45 % et arrivent à échéance le 15 juin 2049. Le 11 octobre 2018, le produit de cette émission a servi à rembourser une facilité de crédit à terme d'une durée de 1 an totalisant 300 millions de dollars américains. Cette facilité de crédit a été classée à titre de dette à long terme au 30 septembre 2018.

Le 7 juin 2018, TEC a réalisé un placement visant l'émission de billets de premier rang d'une durée de 30 ans totalisant 350 millions de dollars américains. Les billets portent intérêt au taux de 4,30 % et arrivent à échéance le 15 juin 2048.

Le 10 avril 2018, TECO Energy/Finance a remboursé un billet de 250 millions de dollars américains qui était arrivé à échéance. Le remboursement a été effectué au moyen de fonds provenant de facilités de crédit existantes et des fonds en caisse.

Le 23 mars 2018, TEC a prorogé la date d'échéance de sa facilité d'emprunt garantie par les débiteurs de 150 millions de dollars américains, la reportant du 23 mars 2018 au 22 mars 2021. Aucun autre changement n'a été apporté aux modalités commerciales.

Le 7 mars 2018, TECO Energy/Finance a augmenté de 100 millions de dollars américains sa facilité de crédit renouvelable, la faisant passer de 300 millions de dollars américains à 400 millions de dollars américains. Aucun autre changement n'a été apporté aux modalités commerciales.

Le 7 mars 2018, TECO Energy/Finance a augmenté de 100 millions de dollars américains sa facilité de crédit bancaire à terme, la faisant passer de 400 millions de dollars américains à 500 millions de dollars américains, et a prorogé la date d'échéance, la reportant du 8 mars 2018 au 8 mars 2019. Aucun autre changement n'a été apporté aux modalités commerciales.

Emera Maine

Le 28 février 2018, Emera Maine a reporté la date d'échéance de sa facilité de crédit d'exploitation de 80 millions de dollars américains, la faisant passer du 25 septembre 2019 au 28 février 2023. Aucun autre changement n'a été apporté aux modalités commerciales.

ECI

Le 12 janvier 2018, une filiale en propriété exclusive indirecte d'ECI a conclu une convention de prêt de 18 millions de dollars des Bahamas d'une durée de 5 ans portant intérêt à 4,00 % et venant à échéance le 12 janvier 2023.

Garanties et lettres de crédit

Au 30 septembre 2018, Emera affichait plusieurs garanties et lettres de crédit importantes en circulation pour le compte de tiers. Les garanties et lettres de crédit ne figurant pas aux bilans consolidés résumés au 30 septembre 2018 sont les suivantes :

TECO Energy a émis une garantie en lien avec l'exécution des obligations de SeaCoast aux termes d'une entente antérieure de transport du gaz. La garantie prévoit le paiement d'un montant maximal éventuel de 45 millions de dollars américains si SeaCoast manquait à ses obligations de paiement ou autres en vertu de l'entente. Elle viendra à échéance cinq ans après la date de fin de l'entente antérieure de transport du gaz, elle-même fixée au 1^{er} janvier 2022. Si les cotes d'emprunt à long terme de premier rang non garanti de TECO Energy et d'Emera étaient abaissées sous le niveau de la catégorie investissement par Moody's ou S&P, TECO Energy serait tenue de fournir à sa contrepartie une lettre de crédit ou d'effectuer un versement en trésorerie de 27 millions de dollars américains.

Le 21 septembre 2015, TECO Coal a été vendue à Cambrian Coal Corporation (« Cambrian »). Conformément au contrat de vente, Cambrian devait présenter, pour chaque permis minier, les demandes de changement de contrôle requises par les organismes gouvernementaux pertinents. Lorsque chaque demande était acceptée, Cambrian devait verser une caution ou fournir toute autre garantie nécessaire à la levée du cautionnement des bons correspondants garantis par les lettres de garantie de TECO Energy pour ce permis. En avril 2018, tous les bons de TECO Coal avaient été libérés et retournés.

Emera détient des lettres de crédit d'un montant de 48 millions de dollars américains de tiers qui ont accordé un crédit à Emera et à ses filiales. Ces lettres de crédit ont habituellement une durée de un an et elles sont renouvelées chaque année, au besoin.

Emera Reinsurance Limited a émis une lettre de crédit visant à garantir ses obligations aux termes des contrats de réassurance. La lettre de crédit arrive à échéance en février 2019 et est renouvelée chaque année. Au 30 septembre 2018, le montant engagé s'élevait à 6 millions de dollars américains.

Emera Inc., au nom de NSPI, détient une lettre de crédit visant à garantir les obligations dans le cadre d'un régime de retraite sans capitalisation. La lettre de crédit arrive à échéance en juin 2019 et est renouvelée chaque année. Au 30 septembre 2018, le montant engagé s'élevait à 49 millions de dollars canadiens.

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Dans le cours normal de ses activités, Emera fournit de l'énergie, des services liés à la construction et d'autres services à ses filiales, aux sociétés avec qui elle a un lien et à ses autres parties liées, en plus de conclure des opérations avec elles, selon des modalités semblables à celles offertes aux parties non liées. Les soldes et les opérations intersociétés ont été éliminés au moment de la consolidation, sauf pour ce qui est du gain net sur certaines opérations entre des entités non réglementées et des entités réglementées, conformément aux normes comptables s'appliquant aux entités à tarifs réglementés. Tous les montants importants ont été consentis à des taux d'intérêt normaux et selon des modalités de crédit d'usage.

Les transactions importantes entre Emera et ses entreprises associées sont les suivantes :

- Les transactions entre NSPI et NSPML se rapportant à l'évaluation rendue au sujet du lien maritime sont comptabilisées dans les états des résultats consolidés résumés. Les charges de NSPI sont comptabilisées dans les charges d'exploitation, au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité », et totalisent 25 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2018 (néant en 2017) et 76 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 (néant en 2017). NSPML est comptabilisée à titre de placement dans des sociétés satellites et, par conséquent, le bénéfice correspondant lié aux produits qui en découlent est présenté dans la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites. Se reporter aux rubriques « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales », « Activités du siège social et autres — ENL » et « Obligations contractuelles » pour plus de précisions.
- Les achats liés à la capacité de transport du gaz naturel de M&NP sont comptabilisés dans les états des résultats consolidés résumés. Les achats provenant de M&NP, dont le montant net est comptabilisé dans les produits d'exploitation. Les produits d'exploitation non réglementés se sont établis à 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2018 (4 millions de dollars en 2017) et à 22 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 (20 millions de dollars en 2017).

Au 30 septembre 2018 et au 31 décembre 2017, aucun montant important à recevoir ou à payer entre Emera et ses entreprises associées n'était comptabilisé dans les bilans consolidés résumés d'Emera.

GESTION DES RISQUES, Y COMPRIS LES INSTRUMENTS FINANCIERS

Il n'y a eu aucun changement significatif dans le profil et les pratiques de gestion des risques d'Emera par rapport à ceux présentés dans son rapport de gestion annuel de 2017.

Éléments de couverture constatés dans les bilans

Les bilans de la société comportent les catégories suivantes pour ce qui est des dérivés désignés dans une relation de couverture efficace :

en millions de dollars canadiens	Au 30 septembre 2018	Au 31 décembre 2017
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	1 \$	7 \$
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme)	(3)	(7)
Actifs (passifs) liés aux instruments dérivés, montant net	(2) \$	- \$

Effets des opérations de couverture constatés dans le bénéfice net

La société a constaté les gains (pertes) liés à la partie efficace des relations de couverture dans les catégories suivantes :

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits d'exploitation – activités réglementées	1 \$	(1) \$	5 \$	(7) \$
Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	(1)	-	2	3
Gains (pertes) nets liés aux dérivés efficaces	- \$	(1) \$	7 \$	(4) \$

Les gains (pertes) nets liés à la partie efficace des dérivés reflétés dans le tableau ci-dessus seraient compensés dans le bénéfice net par l'instrument couvert réalisé au cours de la période considérée.

Éléments réglementaires constatés dans les bilans

Les bilans de la société comportent les catégories suivantes pour ce qui est des dérivés faisant l'objet d'un report réglementaire :

en millions de dollars canadiens	Au 30 septembre 2018	Au 31 décembre 2017
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	176 \$	181 \$
Actifs réglementaires (actifs à court terme et autres)	9	13
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme)	(9)	(13)
Passifs réglementaires (passifs à court terme et à long terme)	(181)	(183)
Actif (passif) net	(5) \$	(2) \$

Effets du report réglementaire constatés dans le bénéfice net

La société a constaté les gains (pertes) nets liés aux dérivés faisant l'objet d'un report réglementaire de la façon suivante :

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	6 \$	1 \$	11 \$	14 \$
Gains (pertes) nets	6 \$	1 \$	11 \$	14 \$

1) Comprend les gains (pertes) réalisés sur des instruments dérivés qui ont été réglés et dont l'élément couvert a été consommé au cours de la période, ainsi que les relations de couverture qui ont été résiliées ou aux termes desquelles une opération de couverture n'est plus probable. Les gains (pertes) réalisés comptabilisés dans les stocks ou dans les immobilisations corporelles seront constatés au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » lorsque l'élément couvert aura été consommé.

Éléments DFT constatés dans les bilans

Les bilans de la société comportent les catégories suivantes pour ce qui est des dérivés DFT :

en millions de dollars canadiens	Au 30 septembre 2018	Au 31 décembre 2017
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	71 \$	63 \$
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme)	(414)	(290)
Actifs (passifs) nets liés aux instruments dérivés	(343) \$	(227) \$

Éléments DFT constatés dans le bénéfice net

La société a constaté les gains (pertes) réalisés et latents suivants à l'égard des dérivés DFT dans le bénéfice net :

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits d'exploitation – activités non réglementées	(105) \$	26 \$	44 \$	409 \$
Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	2	(1)	2	6
Gains (pertes) nets	(103) \$	25 \$	46 \$	415 \$

Autres dérivés constatés dans les bilans

Les bilans de la société comportent les catégories suivantes pour ce qui est des autres dérivés :

en millions de dollars canadiens	Au 30 septembre 2018	Au 31 décembre 2017
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	1 \$	2 \$
Actifs (passifs) nets liés aux instruments dérivés	1 \$	2 \$

Autres dérivés constatés dans le bénéfice net

La société a constaté des gains (pertes) réalisés et latents de néant pour le trimestre clos le 30 septembre 2018 (2 millions de dollars en 2017) et de néant pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 (3 millions de dollars en 2017) à l'égard des couvertures de flux de trésorerie pour lesquelles les exigences de documentation n'avaient pas été respectées.

COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLES INTERNES

La direction a la responsabilité d'établir et de maintenir des contrôles et des procédures adéquats de communication de l'information (« CPCI ») et des contrôles internes à l'égard de l'information financière (« CIIF »), au sens du *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs* (le « Règlement 52-109 »). La structure de contrôle interne de la société est fondée sur les critères énoncés dans le rapport Internal Control - Integrated Framework (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la commission Treadway (le « COSO »). La direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, a évalué la conception et l'efficacité des CPCI et des CIIF de la société au 30 septembre 2018 afin de fournir une assurance raisonnable concernant la fiabilité de l'information financière conformément aux PCGR des États-Unis.

La direction reconnaît les limites inhérentes des systèmes de contrôle interne, aussi bien conçus soient-ils. Les systèmes de contrôle conçus adéquatement ne sauraient fournir qu'une assurance raisonnable à l'égard de la fiabilité de l'information financière et pourraient ne pas être en mesure de prévenir ni de détecter des inexactitudes.

Aucune autre modification n'a été apportée aux CIIF de la société au cours du trimestre clos le 30 septembre 2018 qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur les CIIF de la société.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation d'états financiers consolidés selon les principes comptables généralement reconnus exige que la direction formule des estimations et des hypothèses qui influent sur les montants des actifs et des passifs présentés à la date des états financiers, ainsi que sur les montants des produits et des charges présentés pour les périodes de présentation de l'information financière. La direction évalue les estimations de la société de façon continue en fonction des résultats historiques, de la conjoncture et d'hypothèses jugées raisonnables au moment où elles sont posées.

Parmi les éléments importants pour lesquels il convient de recourir à des estimations formulées par la direction, on compte les actifs et les passifs assujettis à la réglementation des tarifs, les prestations de retraite et les avantages postérieurs au départ à la retraite, les produits non facturés, la durée de vie utile des biens amortissables, les tests de dépréciation du goodwill et des immobilisations, les impôts sur les bénéfices, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les coûts indirects immobilisés et l'évaluation des instruments financiers. Les résultats réels peuvent différer sensiblement de ces estimations. Aucun changement significatif n'a été apporté aux estimations comptables critiques de la société par rapport à celles décrites dans son rapport de gestion annuel 2017.

MODIFICATION DE MÉTHODES ET DE PRATIQUES COMPTABLES

Les nouvelles méthodes comptables conformes aux PCGR des États-Unis qui s'appliquent à la société et qu'elle a adoptées en 2018 sont décrites ci-dessous :

Reclassement de certaines incidences fiscales du cumul des autres éléments du résultat global

En février 2018, le FASB a publié l'Accounting Standard Updates (« ASU ») 2018-02, *Income Statement - Reporting Comprehensive Income (Topic 220): Reclassification of Certain Tax Effects from Accumulated Other Comprehensive Income*. Cette norme permet de reclasser certains effets fiscaux découlant de la loi américaine *Tax Cuts and Jobs Act* du poste « Cumul des autres éléments du résultat étendu » au poste « Bénéfices non répartis » afin d'éviter qu'ils ne restent bloqués dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Cette norme s'appliquera aux exercices et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2018, l'adoption anticipée étant permise. La société a adopté de façon anticipée la norme en juin 2018 et a choisi de ne pas reclasser certains effets fiscaux découlant de la loi américaine *Tax Cuts and Jobs Act* du poste « Cumul des autres éléments du résultat étendu » au poste « Bénéfices non répartis » puisque les montants n'étaient pas significatifs. Emera a recours à une approche de portefeuille pour déterminer le calendrier et la mesure dans laquelle les effets fiscaux bloqués relatifs aux éléments antérieurement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont débloqués.

Produits tirés de contrats avec des clients

Le 1^{er} janvier 2018, la société a adopté l'ASU 2014-09, intitulée *Revenue from Contracts with Customers*, et toutes les modifications connexes, qui a créé un nouveau cadre de constatation des produits fondé sur des principes. La norme a été codifiée comme l'Accounting Standards Codification (« ASC ») Topic 606. Le principe de base est qu'une société devrait comptabiliser les produits au moment où elle transfère les biens ou les services promis aux clients, selon un montant qui reflète la contrepartie qu'elle s'attend à recevoir. La norme nécessite que des informations supplémentaires soient fournies à l'égard de la nature, du montant, du calendrier et de l'incertitude des produits et des flux de trésorerie connexes tirés de contrats avec des clients. Cette norme s'applique aux exercices ouverts après le 15 décembre 2017, y compris aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices.

La société a adopté l'ASC 606 selon la méthode d'adoption rétrospective modifiée. Les résultats des périodes ouvertes après le 1^{er} janvier 2018 sont présentés aux termes de l'ASC Topic 606, tandis que les montants des périodes précédentes ne sont pas ajustés et continuent d'être présentés selon les méthodes comptables passées. L'adoption de l'ASC 606 n'a entraîné aucun ajustement des bénéfices non répartis à l'ouverture à la date d'adoption. L'incidence de l'adoption de la nouvelle norme sur le bénéfice net de la société a été négligeable et devrait en permanence être négligeable.

Comptabilisation et évaluation d'actifs financiers et de passifs financiers

Le 1^{er} janvier 2018, la société a adopté l'ASU 2016-01, intitulée *Financial Instruments – Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*, et toutes les modifications connexes. Cette norme fournit des indications quant à la comptabilisation, à l'évaluation et à la présentation des actifs et des passifs financiers et des informations à fournir les concernant. Cette norme s'applique aux exercices ouverts après le 15 décembre 2017, y compris aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices.

La norme exige que les placements dans des titres de capitaux propres soient évalués à la juste valeur, à l'exception de ceux qui sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ou qui entraînent une consolidation. La société a choisi d'évaluer les titres de capitaux propres dont la juste valeur ne peut pas être déterminée facilement au coût diminué de la perte de valeur (le cas échéant), majoré ou déduction faite des variations des prix observables découlant de transactions liées à un placement identique ou semblable du même émetteur. La norme élimine le classement des titres disponibles à la vente pour les placements dans des sociétés satellites dont les variations de la juste valeur sont

comptabilisées à titre de composante des autres éléments du résultat global, ce qui se traduit par la comptabilisation de l'ensemble des variations de la juste valeur dans le bénéfice net. L'incidence attribuable à la réévaluation des placements dans des sociétés satellites devrait être en permanence négligeable sur le bénéfice net de la société. En date du 1^{er} janvier 2018, des ajustements de l'incidence cumulative de 4 millions de dollars ont été comptabilisés dans les bénéfices non répartis dans les bilans consolidés résumés.

Clarification de la définition d'une entreprise

En janvier 2017, le FASB a publié l'ASU 2017-01, intitulée *Clarifying the Definition of a Business*. La norme fournit des directives destinées à aider les entités à évaluer à quel moment un ensemble d'activités et d'actifs transférés constitue une entreprise. Cette norme s'applique aux exercices ouverts après le 15 décembre 2017, y compris aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, et doit être appliquée de manière prospective. La société a adopté l'ASU 2017-01 le 1^{er} janvier 2018. L'adoption de cette norme n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés résumés.

Amélioration de la présentation de la charge périodique nette au titre des prestations de retraite et de la charge périodique nette au titre des avantages complémentaires de retraite

En mars 2017, le FASB a publié l'ASU 2017-07, intitulée *Compensation – Retirement Benefits (Topic 715): Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*. Cette norme requiert que la composante du coût des services des régimes de retraite à prestations définies ou des régimes d'avantages complémentaires de retraite soit présentée dans les mêmes postes que les autres coûts de rémunération. Les autres composantes du coût net des prestations doivent être présentées dans les états des résultats consolidés résumés, séparément du bénéfice d'exploitation. Seule la composante du coût des services pourra être capitalisée à titre d'immobilisations corporelles en vertu de cette norme. Cette norme s'applique aux exercices ouverts après le 15 décembre 2017, y compris aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices. Elle doit être appliquée de manière rétrospective aux fins de la présentation dans les états des résultats consolidés résumés et de manière prospective aux fins de l'application de la norme à l'égard de la capitalisation.

La société a adopté l'ASU 2017-07 en date du 1^{er} janvier 2018 et les soldes inscrits au 30 septembre 2017 ont été retraités de manière rétrospective dans l'état des résultats consolidé résumé. La norme permet à la société d'utiliser, à titre d'estimations pour l'application des exigences de présentation rétrospectives, les montants présentés dans les régimes de retraite à prestations définies ou les régimes d'avantages complémentaires de retraite pour les périodes précédentes comparatives. Cette modification a donné lieu au reclassement de coûts de 7 millions de dollars et de 21 millions de dollars auparavant présentés dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales au poste « Autres produits (charges), montant net » des états des résultats consolidés résumés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, respectivement.

Prises de position comptables futures

La société prend en considération la méthode d'application et l'incidence de toutes les ASU publiées par le Financial Accounting Standards Board (le « FASB »). Les normes ASU qui ont été publiées, mais qui ne sont pas encore en vigueur, sont les mêmes que celles qui sont présentées dans les états financiers consolidés audités de 2017, sauf pour ce qui est des éléments indiqués ci-dessous.

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-02, intitulée *Leases*. Cette norme, codifiée comme l'ASC Topic 842, accroît la transparence et la comparabilité entre les organisations en demandant la comptabilisation, au bilan, des actifs et passifs liés à des contrats de location dont la durée est supérieure à 12 mois. Aux termes de la norme actuellement en vigueur, les contrats de location simple ne sont pas comptabilisés comme des actifs et passifs au bilan. L'incidence des contrats de location sur les états des résultats consolidés et les états consolidés des flux de trésorerie demeure essentiellement la même. Les directives nécessiteront que des informations supplémentaires soient fournies à l'égard des renseignements clés portant sur les dispositions des contrats de location. Cette norme s'applique aux exercices ouverts après le 15 décembre 2018, y compris aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, son adoption anticipée étant toutefois autorisée, et elle doit être appliquée selon une approche rétrospective modifiée. La société n'adoptera pas la norme de manière anticipée.

En janvier 2018, le FASB a publié une modification à l'ASC Topic 842, qui permet aux sociétés de ne pas évaluer les servitudes de terres existantes en vertu de la nouvelle norme si ces servitudes n'étaient pas auparavant comptabilisées selon les directives existantes en matière de contrats de location. La société fera ce choix. En juillet 2018, le FASB a publié une modification de l'ASC Topic 842 qui permet aux sociétés de faire le choix de ne pas retraiter leurs données des périodes comparatives durant la période au cours de laquelle la transition à la norme a lieu. La société fera ce choix. De plus, la société choisira l'option qui lui permet de ne pas réévaluer si des contrats arrivés à échéance ou des contrats existants contiennent des contrats de location et reportera en avant le classement des contrats de location existants.

La norme aura une incidence sur la position financière de la société en donnant lieu à l'augmentation des actifs et des passifs comptabilisés au titre de ses contrats de location simple. Toutefois, l'incidence définitive de la nouvelle norme sur les états financiers de la société et les informations à fournir n'a pas encore été entièrement déterminée. En 2017, la société a procédé à l'élaboration et à l'exécution d'un plan de projet, qui comprenait la tenue de séances de formation avec les principaux intervenants dans l'ensemble de l'organisation et à la collecte d'informations détaillées sur les contrats de location existants. Les activités qui sont actuellement réalisées comportent une appréciation des autres méthodes de mise en œuvre possibles, le calcul des soldes des actifs et passifs liés à des contrats de location se rapportant à des accords contractuels individuels et l'évaluation des exigences en matière d'informations à fournir. La société mettra en œuvre des processus et contrôles supplémentaires afin de faciliter l'identification, le suivi et la présentation des contrats de location potentiels selon les exigences de la norme. Les systèmes ne subiront pas de modifications importantes en raison de l'application de cette norme. La société continue de suivre de près les modifications apportées par le FASB à l'ASC Topic 842.

Infonuagique

En août 2018, le FASB a publié l'ASU 2018-15, intitulée *Customer's Accounting for Implementation Costs Incurred in a Cloud Computing Arrangement That Is a Service Contract*. La norme permet aux entités qui sont parties à des contrats d'hébergement représentant des contrats de prestation de services d'appliquer les directives actuelles du logiciel à usage interne pour déterminer quels coûts de mise en œuvre inscrire à l'actif à titre d'actif lié au contrat de prestation de services et quels coûts passer en charges. La norme précise la façon de classer, dans les états financiers, les coûts de mise en œuvre inscrits à l'actif et la charge d'amortissement connexe et exige que des informations supplémentaires soient fournies. Cette norme s'appliquera aux exercices ouverts après le 15 décembre 2019, y compris aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, son adoption anticipée étant toutefois autorisée, et elle peut être appliquée selon une approche rétrospective ou prospective. La société évalue actuellement les méthodes de transition et l'incidence qu'aura l'adoption de cette norme sur les états financiers consolidés.

RÉCAPITULATIF DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Pour les trimestres clos

en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	T3 2018	T2 2018	T1 2018	T4 2017	T3 2017	T2 2017	T1 2017	T4 2016
Produits d'exploitation	1 495 \$	1 423 \$	1 807 \$	1 473 \$	1 427 \$	1 469 \$	1 857 \$	1 513 \$
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	118	90	271	(228)	81	101	312	70
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	191	111	202	137	118	117	152	104
Résultat de base par action ordinaire	0,51	0,38	1,17	(1,06)	0,38	0,47	1,48	0,34
Résultat dilué par action ordinaire	0,50	0,38	1,17	(1,06)	0,38	0,47	1,47	0,34
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,82	0,48	0,87	0,64	0,55	0,55	0,72	0,51

Le caractère saisonnier des activités influe sur les produits d'exploitation trimestriels et le bénéfice net ajusté trimestriel attribuable aux porteurs d'actions ordinaires. Le premier trimestre dégage des bénéfices élevés, étant donné qu'une partie importante des activités de la société est située dans le nord-est de l'Amérique du Nord, où l'hiver constitue la saison de pointe en matière de consommation d'électricité. Le troisième trimestre contribue à des bénéfices élevés puisqu'il correspond à la saison estivale en Floride, soit la période de pointe de consommation d'électricité. Les conditions météorologiques de nature saisonnière ou autre, de même que la fréquence et la violence des tempêtes, peuvent influencer sur la demande d'énergie ainsi que sur le coût de la prestation des services. Les éléments décrits à la rubrique « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » et la réévaluation à la valeur du marché pourraient également influencer sur les résultats trimestriels.