



Rapport de gestion

En date du 9 août 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 deuxième trimestre et le premier semestre de 2018 par rapport aux périodes correspondantes de 2017, de même qu'un aperçu de sa situation financière au 30 juin 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 juin 2018 et pour le semestre clos 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.....	8
Faits saillants de l'état des résultats consolidé et des flux de trésorerie provenant de l'exploitation du premier semestre	11
Survol de l'entreprise et perspectives commerciales	14
Emera Floride et Nouveau-Mexique	14
NSPI	16
Emera Maine.....	17
Emera Caraïbes.....	18
Emera Energy.....	19
Activités du siège social et autres	19
Bilans consolidés – Faits saillants.....	21
Faits récents.....	23
Informations sur les actions ordinaires en circulation.....	25
Emera Floride et Nouveau-Mexique.....	26
NSPI.....	31
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.....	46
Gestion de la dette.....	47
Garanties et lettres de crédit.....	48
Transactions entre parties liées	49
Gestion des risques, y compris les instruments financiers.....	50
Communication de l'information et contrôles internes.....	52
Estimations comptables critiques.....	52
Modification de méthodes et de pratiques comptables	53
Récapitulatif des résultats trimestriels.....	56

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; le climat; 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 de 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 (une mesure financière non conforme aux PCGR décrite à la rubrique « Unités de mesure financières non conformes aux PCGR » ci-dessous) 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, 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 moyen 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 de nouvelles solutions en matière de chauffage à l'électricité et de climatisation; 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 de charbon et de 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 résulte 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 flux de trésorerie tirés des activités d'exploitation et l'accès aux marchés des capitaux d'emprunt et des titres de capitaux propres continueront de jouer un rôle dans le financement de la croissance à venir de la société. Le maintien de notes de crédit de la catégorie investissement constitue un volet important de la stratégie de financement 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 deuxièmes trimestres et premiers semestres 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.

Les rajustements de réévaluation à la valeur du marché sont décrits plus en détail aux rubriques « Rétrospective financière consolidée », « Emera Energy », « Emera Caraïbes » et « Activités du siège social et autres ».

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 de 2017 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 d'évaluer 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 du premier semestre 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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	90 \$	101 \$	361 \$	413 \$
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(21) \$	(16) \$	48 \$	144 \$
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	111 \$	117 \$	313 \$	269 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,38 \$	0,47 \$	1,56 \$	1,95 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,48 \$	0,55 \$	1,35 \$	1,27 \$

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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net ¹⁾	97 \$	110 \$	375 \$	432 \$
Intérêts débiteurs nets	176	178	351	353
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(3)	34	62	146
Amortissement	228	220	451	437
BAIIA	498	542	1 239	1 368
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché, compte non tenu des impôts sur les bénéfices et des intérêts	(31)	(25)	69	207
BAIIA ajusté	529 \$	567 \$	1 170 \$	1 161 \$

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 5 millions de dollars pour s'établir à 21 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, comparativement à 16 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017. Les gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts ont diminué de 96 millions de dollars pour s'établir à 48 millions de dollars au premier semestre de 2018, comparativement à 144 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. Cette diminution, principalement liée à Emera Energy, s'explique surtout 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.

Principales données financières consolidées

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)				
Emera Floride et Nouveau-Mexique	97 \$	103 \$	187 \$	182 \$
NSPI	23	29	88	99
Emera Maine	6	12	16	25
Emera Caraïbes	12	11	17	18
Emera Energy	2	(11)	57	(1)
Activités du siège social et autres	(29)	(27)	(52)	(54)
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	111 \$	117 \$	313 \$	269 \$
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(21)	(16)	48	144
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	90 \$	101 \$	361 \$	413 \$

en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Produits d'exploitation	1 423 \$	1 469 \$	3 230 \$	3 326 \$
Bénéfice d'exploitation	239	298	729	886
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	90	101	361	413
Gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts (perte)	(21)	(16)	48	144
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	111 \$	117 \$	313 \$	269 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,38 \$	0,47 \$	1,56 \$	1,95 \$
Résultat dilué par action ordinaire	0,38 \$	0,47 \$	1,55 \$	1,94 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,48 \$	0,55 \$	1,35 \$	1,27 \$
Dividendes par action ordinaire déclarés	0,5650 \$	0,5225 \$	1,1300 \$	1,0450 \$
BAIIA ajusté	529 \$	567 \$	1 170 \$	1 161 \$

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 juin	Six mois clos les 30 juin
Bénéfice net ajusté – 2017	117 \$	269 \$
Emera Energy	13	58
Quote-part du bénéfice de NSPML et de LIL	7	16
NSPI	(6)	(11)
Emera Floride et Nouveau-Mexique	(6)	5
Emera Maine	(6)	(9)
Autres	(8)	(15)
Bénéfice net ajusté – 2018	111 \$	313 \$

en millions de dollars canadiens		Six mois clos les 30 juin
	2018	2017
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation avant la variation du fonds de roulement	767 \$	703 \$
Variation du fonds de roulement	97	(222)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	864 \$	481 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(984) \$	(890) \$
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	1 \$	227 \$

en millions de dollars canadiens	Au 30 juin 2018	Au 31 décembre 2017
Total de l'actif	30 070 \$	28 771 \$
Total de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	14 163 \$	13 881 \$

Faits saillants de l'état des résultats consolidé du deuxième trimestre

Résultats d'exploitation

Le bénéfice d'exploitation de la société a diminué de 59 millions de dollars pour s'établir à 239 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 298 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017. Abstraction faite de l'augmentation de 4 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, le bénéfice d'exploitation a diminué de 55 millions de dollars, en raison essentiellement de la diminution de la contribution d'Emera Floride et Nouveau-Mexique, en partie contrebalancée par l'augmentation de la contribution d'Emera Energy Generation (« EEG »).

Le total des produits d'exploitation a diminué de 46 millions de dollars pour s'établir à 1 423 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 1 469 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017. Abstraction faite de l'augmentation de 12 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, les produits d'exploitation ont diminué de 34 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- une diminution de 85 millions de dollars à Emera Floride et Nouveau-Mexique attribuable à la baisse du volume des ventes d'électricité qui a découlé principalement des conditions météorologiques et à l'incidence du raffermissement du dollar canadien;
- une augmentation de 44 millions de dollars enregistrée par les centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre, qui reflète une panne survenue aux installations de Bridgeport au deuxième trimestre de 2017 et des paiements de capacité plus élevés au deuxième trimestre de 2018.

Le total des charges d'exploitation a augmenté de 13 millions de dollars pour s'établir à 1 184 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 1 171 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017. Abstraction faite des augmentations découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 7 millions de dollars, les charges d'exploitation ont augmenté de 20 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- une augmentation de 27 millions de dollars enregistrée par les centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre, qui reflète une panne survenue aux installations de Bridgeport au deuxième trimestre de 2017;
- une hausse de 21 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 l'augmentation des prix des produits de base. Cette hausse a toutefois été partiellement contrebalancée par une diminution du montant comptabilisé au titre du mécanisme des rajustements attribuables au prix du combustible;
- une augmentation de 26 millions de dollars à Emera Floride et Nouveau-Mexique attribuable à la baisse des prix du pétrole qui a découlé d'une variation de la composition des sources de production visant à diminuer le coût du gaz naturel et à l'incidence du raffermissement du dollar canadien. Cette hausse a été contrebalancée partiellement par l'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.

Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites

La quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites a augmenté de 13 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018 pour s'établir à 43 millions de dollars, en comparaison de 30 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017, en raison principalement de l'augmentation du bénéfice de NSPML et de Bear Swamp.

Charge d'impôts sur les bénéfices

La charge d'impôts sur les bénéfices a diminué de 37 millions de dollars pour s'établir à un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 3 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, comparativement à une charge d'impôts sur les bénéfices de 34 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017, ce qui s'explique essentiellement par la réduction du taux d'imposition fédéral américain, par l'amortissement des passifs réglementaires d'impôts reportés des entreprises de services publics aux États-Unis et par la diminution du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices. Se reporter à la section portant sur la charge d'impôts sur les bénéfices figurant sous la rubrique relatant les faits saillants du premier semestre présentée ci-après pour plus de précisions sur l'incidence de la réduction du taux d'imposition fédéral américain des sociétés.

Faits saillants de l'état des résultats consolidé et des flux de trésorerie provenant de l'exploitation du premier semestre

Résultats d'exploitation

Le bénéfice d'exploitation de la société a diminué de 157 millions de dollars pour s'établir à 729 millions de dollars au premier semestre de 2018, en comparaison de 886 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. Abstraction faite des diminutions découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 134 millions de dollars, le bénéfice d'exploitation a diminué de 23 millions de dollars, en raison essentiellement de la diminution de la contribution d'Emera Floride et Nouveau-Mexique et d'Emera Maine, en partie contrebalancée par l'augmentation de la contribution d'Emera Energy.

Le total des produits d'exploitation a diminué de 96 millions de dollars pour s'établir à 3 230 millions de dollars au premier semestre de 2018, en comparaison de 3 326 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. Abstraction faite des diminutions découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 141 millions de dollars, les produits d'exploitation ont augmenté de 45 millions de dollars, en raison des facteurs suivants :

- une augmentation de 75 millions de dollars enregistrée par les centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre, qui reflète une panne survenue aux installations de Bridgeport en 2017 et des paiements de capacité plus élevés en 2018;
- une augmentation de 45 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. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'incidence de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime et par la baisse du volume des ventes attribuable au temps plus doux;
- une augmentation de 43 millions de dollars de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à Emera Energy Services (« EES ») attribuable surtout aux températures froides au premier trimestre de 2018;
- une diminution de 67 millions de dollars à Emera Floride et Nouveau-Mexique attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar canadien et à la baisse du volume des ventes d'électricité qui a découlé principalement du moment du recouvrement permis par les clauses. Cette diminution a toutefois été partiellement contrebalancée par un volume plus élevé des ventes d'électricité attribuable aux conditions météorologiques et aux travaux d'agrandissement de la centrale électrique du comté de Polk. Les produits tirés des ventes de gaz ont augmenté en raison des conditions météorologiques, du transfert de la hausse des coûts des produits de base et de la croissance de la clientèle en Floride;
- une diminution de 23 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.

Le total des charges d'exploitation a augmenté de 61 millions de dollars pour s'établir à 2 501 millions de dollars au premier semestre de 2018, en comparaison de 2 440 millions de dollars pour la période correspondante de 2017, en raison des facteurs suivants :

- une augmentation de 52 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. Ce facteur a été en partie contrebalancé par la baisse du montant comptabilisé au titre du mécanisme des rajustements attribuables au prix du combustible;
- une augmentation de 36 millions de dollars aux centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre attribuable à une hausse des volumes produits au deuxième trimestre de 2018 reflétant l'incidence de la panne survenue aux installations de Bridgeport Energy en 2017;
- une diminution de 25 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

La quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites a augmenté de 24 millions de dollars au premier semestre de 2018 pour s'établir à 80 millions de dollars, en comparaison de 56 millions de dollars au premier semestre de 2017, en raison principalement de l'augmentation du bénéfice de NSPML et de Bear Swamp.

Charge d'impôts sur les bénéfices

La charge d'impôts sur les bénéfices a diminué de 84 millions de dollars pour s'établir à 62 millions de dollars pour le premier semestre de 2018, comparativement à 146 millions de dollars pour le premier semestre de 2017, ce qui s'explique essentiellement par la réduction du taux d'imposition fédéral américain des sociétés et par la baisse du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices.

Aux termes de la Loi de 2017 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 le fait qu'une incidence défavorable sur les emprunts de la société a contrebalancé l'incidence favorable qu'a eue le taux réduit sur Emera Energy ainsi que par le fait que 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 et seront reflétés dans les tarifs à compter de 2019. Les avantages fiscaux reportés par PGS seront étudiés dans le cadre d'un processus réglementaire ultérieur, alors que les avantages fiscaux au Nouveau-Mexique sont examinés dans le cadre de la demande de hausse tarifaire en cours. 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.

Flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont augmenté de 383 millions de dollars pour s'établir à 864 millions de dollars pour le premier semestre de 2018, comparativement à 481 millions de dollars pour le premier semestre de 2017.

Les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement ont augmenté de 64 millions de dollars. Cette hausse s'explique par une augmentation de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à EES, par une augmentation des paiements de capacité aux centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et par une baisse des recouvrements déficitaires liés aux clauses sur le combustible en 2018 à Emera Floride et Nouveau-Mexique. 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 319 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 crédateurs à Emera Floride et Nouveau-Mexique.

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 juin		Six mois clos les 30 juin		Exercice clos le 31 décembre
	2018	2017	2018	2017	2017
Taux de change moyen pondéré \$ CA/\$ US	1,29 \$	1,34 \$	1,27 \$	1,33 \$	1,30 \$
Taux de change \$ CA/\$ US à la clôture de la période	1,32 \$	1,30 \$	1,32 \$	1,30 \$	1,25 \$

Le raffermissement du dollar canadien a entraîné une diminution de 3 millions de dollars du bénéfice et une baisse de 4 millions de dollars du bénéfice ajusté au deuxième trimestre de 2018 par rapport au deuxième trimestre de 2017. Le raffermissement du dollar canadien a entraîné une diminution de 13 millions de dollars du bénéfice et une baisse de 11 millions de dollars du bénéfice ajusté au premier semestre de 2018 par rapport au premier semestre 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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Emera Floride et Nouveau-Mexique	74 \$	77 \$	146 \$	137 \$
Emera Maine	5	9	13	19
Emera Caraïbes	9	9	13	14
Emera Energy ¹⁾	5	(6)	45	1
	93	89	217	171
Activités du siège social et autres ²⁾	(32)	(29)	(65)	(58)
Total³⁾	61 \$	60 \$	152 \$	113 \$

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 d'analyser certains aspects de la Loi de 2017 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 et TECO Finance. TEC comprend deux divisions : Tampa Electric, une 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.

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 la demande d'énergie, 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, 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, effective à compter du 1^{er} septembre 2018, représente 145 MW et des produits requis estimés à 24 millions de dollars américains par année. Le 29 juin 2018, Tampa Electric a présenté une deuxième demande de SoBRA pour le 1^{er} janvier 2019, qui représente 260 MW et des produits requis estimés à 46 millions de dollars américains par année. La décision de la FPSC quant à l'approbation des tarifs de la deuxième demande de SoBRA est attendue en octobre 2018.

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 deuxième trimestre de 2018, Tampa Electric a comptabilisé des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales ainsi qu'une diminution d'environ 35 millions de dollars américains de l'actif réglementaire lié au fonds de réserve en cas de tempête en vue de refléter le recouvrement des coûts liés aux tempêtes. 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 au premier trimestre. 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. Cet amortissement s'est chiffré à 5 millions de dollars américains au deuxième trimestre de 2018, ce qui s'est traduit par des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales nettes d'environ 30 millions de dollars américains pour le trimestre et de 48 millions de dollars américains pour le semestre, en raison de la déduction autorisée du recouvrement des coûts liés aux tempêtes et des avantages de la réforme fiscale.

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 soit récupérée auprès des clients, soit remise à ceux-ci en 2019. Les avantages estimatifs qu'a procurés la réforme fiscale à Tampa Electric en 2018 s'élèvent à environ 102 millions de dollars américains. À compter de janvier 2019, Tampa Electric reflétera le montant global de la réforme fiscale sur ses tarifs de base, à condition que les décisions de la FPSC soient finalisées. En mai 2018, Tampa Electric et PGS ont déposé des documents de preuve distincts concernant la réforme fiscale devant la FPSC. Les audiences visant à déterminer les montants de la réforme fiscale pour Tampa Electric et PGS sont prévues pour le mois d'août 2018.

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; il est prévu que les nouveaux tarifs seront en vigueur environ 12 mois après le dépôt de la demande, sous réserve de l'approbation de la NMPRC. Une audience devrait avoir lieu en septembre 2018.

En 2018, Emera Floride et Nouveau-Mexique prévoit investir environ 1,4 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, possiblement entre autres dans la construction de stations de ravitaillement en gaz naturel comprimé et d'installations de production de gaz naturel renouvelable. Elle continuera également d'investir dans le remplacement des tuyaux de plastique, de fonte et d'acier nu obsolètes.

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.

Le 4 avril 2018, SeaCoast, une filiale de TECO Energy, 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.

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 demandes, le climat, 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. La société 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 de réglementation de NSPI.

En février 2018, le gouvernement du Canada 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. 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. Le gouvernement du Canada travaille toujours à l'élaboration d'une norme sur les combustibles propres. L'incidence sur les bénéfices futurs de la stratégie de réduction des émissions de carbone élaborée dans la foulée du Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques est inconnue.

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, la charge (y compris l'incidence des conditions météorologiques), ainsi que le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations.

Emera Maine prévoit une légère augmentation des tarifs de base en 2018 en raison de ses investissements continus dans l'infrastructure de transport et de distribution, qui se traduisent par une légère hausse du bénéfice.

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. Le 19 juin 2014, en lien avec la première plainte, la FERC a établi le RCP de base à 10,57 % et a plafonné le RCP total, y compris l'effet des ajouts incitatifs, à 11,74 %. Le 14 avril 2017, la Cour d'appel des États-Unis pour le circuit du District de Columbia a annulé cette ordonnance et a renvoyé l'affaire à la FERC aux fins d'autres procédures. Aucune modification n'a été apportée aux réserves en raison de l'annulation de l'ordonnance de la FERC par la Cour d'appel, car le résultat est considéré comme incertain. Une décision à l'égard de la deuxième plainte et de la troisième plainte devrait être rendue en 2018. Le 27 mars 2018, la FERC a rendu une décision initiale sur la quatrième plainte, concluant que le RCE de base de 10,57 % prévu dans la demande actuellement déposée, lequel, compte tenu des ajouts incitatifs, peut représenter un RCE maximal de 11,74 %, n'est pas injuste et déraisonnable. Une décision finale sur cette plainte est attendue en 2018. Pour plus de précisions sur ces plaintes, se reporter à la note 18 des états financiers consolidés résumés du deuxième 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, 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 du recouvrement de 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 de la poursuite de la mise en œuvre de son plan de restauration mis en place à la suite de l'ouragan Maria. L'augmentation enregistrée à GBPC sera partiellement contrebalancée par la diminution du bénéfice de BLPC attendue en raison de la hausse des intérêts débiteurs découlant de la modification de sa structure du capital.

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 dispositif de stockage d'énergie (« DSE ») de 5 MW sur une période de 10 ans. Ce recouvrement, comprenant un rendement des capitaux, commencera par le rajustement de la clause de recouvrement des coûts liés au combustible pour une période initiale de trois ans, à compter du 1^{er} septembre 2018. Le 11 mai 2018, BLPC a déposé une demande auprès de BTC concernant la révision des cibles des tarifs de chauffage prévus au document d'approbation de la clause de recouvrement. Le DSE 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. Pour l'instant, elle ne devrait pas avoir d'incidence significative sur les activités de BLPC.

En 2018, Emera Caraïbes prévoit investir environ 100 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 en cours du réseau de Domlec. BLPC investira dans un projet d'éclairage des voies publiques au DEL, dans l'installation de compteurs avancés et dans l'activation du premier dispositif de stockage de batteries à usage commercial de l'île de la Barbade. GBPC amorcera les travaux de construction liés à son projet de stockage de 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, 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 % de 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, lequel peut dépasser cette fourchette dans des conditions de marché favorables.

Le bénéfice d'EEG dépend dans une large mesure de la conjoncture de marché, plus particulièrement de la tarification pertinente 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 40 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 et 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 attribuable à la charge d'impôts hors trésorerie comptabilisée en 2017 par suite de la réforme fiscale américaine. 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, ENL prévoit investir environ 20 millions de dollars en dépenses en immobilisations liées aux coûts de construction définitifs.

LIL

Les bénéfices futurs provenant des investissements dans LIL seront tributaires du montant et du calendrier des apports en capitaux propres additionnels et du RCP approuvé. Le total de l'investissement d'Emera en capitaux propres devrait se chiffrer à 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. Nalcor Energy prévoit que des revenus en trésorerie et un rendement des capitaux propres commenceront à être générés en 2020.

BILANS CONSOLIDÉS – FAITS SAILLANTS

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

en millions de dollars canadiens	Augmentation (diminution)	Explication
Actif		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(108) \$	Diminution attribuable à des ajouts d'immobilisations corporelles, au paiement de dividendes ordinaires et aux variations des emprunts, partiellement contrebalancés par l'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et par l'émission d'actions privilégiées.
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé	1 182	Augmentation attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des comptes des filiales étrangères d'Emera, ainsi qu'aux ajouts aux entreprises à tarifs réglementés.
Placements assujettis à une influence notable	96	Augmentation attribuable à la participation dans NSPML et LIL.
Goodwill	288	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)	(180)	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, ainsi qu'aux tendances saisonnières des activités de NMGC.
Passif et capitaux propres		
Dette à court terme et dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	488	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.
Créditeurs	(55)	Diminution attribuable à la baisse des prix des produits de base à Emera Energy et à NMGC, à la diminution des charges à TEC découlant de la restauration des dommages causés par l'ouragan Irma et au calendrier des paiements des créditeurs de NSPI, partiellement contrebalancés par l'incidence du raffermissement du dollar américain.
Passifs d'impôts reportés, déduction faite des actifs d'impôts reportés	135	Augmentation attribuable aux déductions fiscales en excédent de l'amortissement comptable liées aux immobilisations corporelles et à l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des comptes des filiales étrangères d'Emera.
Passifs réglementaires (à court terme et à long terme)	68	Augmentation attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des comptes des filiales étrangères d'Emera, en partie contrebalancé par l'augmentation des reports liés aux instruments dérivés de NSPI.

en millions de dollars canadiens	Augmentation (diminution)	Explication
Passif et capitaux propres (suite)		
Autres passifs (à court terme et à long terme)	(57)	Baisse liée aux obligations à l'égard des crédits de pollution des centrales au gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et au calendrier des paiements d'intérêts sur la dette à long terme.
Actions ordinaires	123	Hausse découlant du programme 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	288	Hausse attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des comptes des filiales étrangères d'Emera.
Bénéfices non répartis	106	Augmentation attribuable au bénéfice net en excédent des dividendes payés.
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 prévu pour 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 non audités du deuxième 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 deuxième 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 » 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, une 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 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	2,56	104
Escompte sur les actions achetées aux termes du régime de réinvestissement de dividendes	-	(5)
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 juin 2018	231,81	5 724 \$

- 1) Au 30 juin 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 26 juillet 2018, 231,9 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 232,5 millions d'actions pour le trimestre clos le 30 juin 2018 (212,8 millions d'actions en 2017) et à 231,8 millions d'actions pour le semestre clos le 30 juin 2018 (212,2 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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	509 \$	541 \$	968 \$	982 \$
Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz	156	160	409	387
Produits d'exploitation – activités non réglementées	3	2	7	6
Total des produits d'exploitation	668	703	1 384	1 375
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	147	172	282	310
Coût réglementé du gaz naturel	49	56	159	151
Contribution au bénéfice net consolidé	74 \$	77 \$	146 \$	137 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	97 \$	103 \$	187 \$	182 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,42 \$	0,48 \$	0,81 \$	0,86 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,31 \$	1,34 \$	1,28 \$	1,33 \$
BAIIA	234 \$	270 \$	470 \$	510 \$
BAIIA – \$ CA	303 \$	363 \$	601 \$	680 \$

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 juin	Six mois clos les 30 juin
Contribution au bénéfice net consolidé – 2017	77 \$	137 \$
Diminution des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-dessous	(32)	(14)
(Diminution) augmentation des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz » ci-dessous	(4)	22
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-dessous	25	28
Augmentation (diminution) du coût du gaz naturel vendu – se reporter à la rubrique « Coût réglementé du gaz naturel » ci-dessous	7	(8)
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, ainsi que du moment des pannes	(29)	(60)
Augmentation de l'amortissement attribuable à la croissance normale des actifs et au calendrier de l'amortissement de l'actif réglementaire de PGS lié aux coûts des mesures environnementales correctives ayant trait aux usines de gaz manufacturé	(2)	(10)
Hausse des impôts et taxes provinciaux et municipaux et des États américains attribuable à l'augmentation des redevances de franchisés et des taxes sur les recettes brutes qui a découlé de la hausse du volume des ventes enregistrée essentiellement au premier trimestre	(1)	(5)
Diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices attribuable essentiellement à la réduction du taux d'imposition fédéral américain des sociétés et à la baisse du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices	32	52
Autres	1	4
Contribution au bénéfice net consolidé – 2018	74 \$	146 \$

La contribution en dollars canadiens d'Emera Floride et Nouveau-Mexique au bénéfice net consolidé a diminué de 6 millions de dollars pour s'établir à 97 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, comparativement à 103 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017. Cette diminution est attribuable essentiellement aux conditions météorologiques défavorables à Tampa Electric et à l'augmentation de la charge d'amortissement, en partie contrebalancées par la diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, compte non tenu de la charge liée à la compensation du recouvrement des coûts liés aux tempêtes et des avantages que lui procurera la réforme fiscale. La contribution en dollars canadiens d'Emera Floride et Nouveau-Mexique au bénéfice net consolidé a augmenté de 5 millions de dollars pour s'établir à 187 millions de dollars au premier semestre de 2018, en comparaison de 182 millions de dollars au premier semestre de 2017. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse du volume des ventes qui a découlé des conditions météorologiques favorables enregistrées au premier trimestre et de la diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales dont il est question ci-dessus. L'incidence de la variation des taux de change a entraîné une diminution du bénéfice en dollars canadiens de 3 millions de dollars et de 8 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement.

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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Tampa Electric	73 \$	76 \$	121 \$	119 \$
PGS	12	10	27	24
NMGC	(1)	-	18	13
Autres ¹⁾	(10)	(9)	(20)	(19)
Contribution au bénéfice net consolidé	74 \$	77 \$	146 \$	137 \$

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

La diminution des contributions des unités d'exploitation de Tampa Electric et de NMGC au bénéfice net consolidé au deuxième trimestre de 2018 découle essentiellement de la baisse du volume des ventes attribuable aux conditions météorologiques défavorables en Floride et au Nouveau-Mexique et de la hausse de la charge d'amortissement de Tampa Electric, partiellement contrebalancées par la diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales de Tampa Electric, compte non tenu de la charge liée à la compensation du recouvrement des coûts liés aux tempêtes et des avantages de la réforme fiscale. L'augmentation de la contribution de PGS est surtout attribuable à la croissance de la consommation.

L'augmentation des contributions des unités d'exploitation au bénéfice net consolidé au premier semestre de 2018 est principalement attribuable à la hausse du volume des ventes qui a découlé des conditions météorologiques favorables en Floride et au Nouveau-Mexique enregistrées au premier trimestre ainsi qu'à la croissance de la consommation, à l'augmentation des tarifs de base attribuable à l'agrandissement de la centrale électrique du comté de Polk de Tampa Electric et aux avantages procurés par la réforme fiscale à NMGC et à PGS. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une augmentation de la charge d'amortissement à Tampa Electric et à PGS.

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

Les produits tirés des ventes d'électricité ont diminué de 32 millions de dollars pour s'établir à 509 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 541 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017, en raison surtout de la baisse du volume des ventes qui a découlé des conditions météorologiques défavorables. Les produits tirés des ventes d'électricité ont diminué de 14 millions de dollars pour s'établir à 968 millions de dollars au premier semestre de 2018, en comparaison de 982 millions de dollars au premier semestre de 2017, ce qui s'explique essentiellement par le fait que le calendrier des recouvrements liés aux clauses a entraîné une diminution des produits en 2018. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une augmentation des produits des ventes au tarif de base attribuable aux conditions météorologiques favorables enregistrées plus tôt au cours de l'exercice et par une hausse des tarifs de base liée à l'agrandissement de la centrale électrique du comté de Polk.

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 deuxième trimestre**

en millions de dollars américains

	2018	2017
Résidentiel	241 \$	255 \$
Commercial	140	149
Industriel	40	40
Autres ¹⁾	88	97
Total	509 \$	541 \$

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
au premier semestre**

en millions de dollars américains

	2018	2017
Résidentiel	471 \$	453 \$
Commercial	272	280
Industriel	78	79
Autres ¹⁾	147	170
Total	968 \$	982 \$

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 deuxième trimestre**

Gigawattheures (« GWh »)

	2018	2017
Résidentiel	2 133	2 294
Commercial	1 503	1 636
Industriel	505	505
Autres	473	416
Total	4 614	4 851

**Volumes des ventes d'électricité
au premier semestre**

GWh

	2018	2017
Résidentiel	4 154	4 055
Commercial	2 907	3 067
Industriel	978	1 008
Autres	921	802
Total	8 960	8 932

Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz

Les produits tirés des ventes de gaz ont diminué de 4 millions de dollars pour s'établir à 156 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 160 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017, en raison essentiellement de la baisse des volumes des ventes de services de gaz naturel de NMGC qui a découlé des conditions météorologiques défavorables. Cette baisse a toutefois été contrebalancée en partie par la croissance de la clientèle en Floride qui a fait gonfler le volume des ventes. Les produits tirés des ventes de gaz ont augmenté de 22 millions de dollars pour se chiffrer à 409 millions de dollars au premier semestre de 2018, en comparaison de 387 millions de dollars au premier semestre de 2017, en raison essentiellement des conditions météorologiques favorables enregistrées en Floride et au Nouveau-Mexique plus tôt au cours de l'exercice, du transfert de la hausse des coûts des produits de base et de la croissance de la clientèle en Floride, en partie contrebalancés par une baisse du volume des ventes de services de gaz naturel de NMGC attribuable aux températures défavorables du deuxième trimestre.

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 deuxième trimestre**

en millions de dollars américains

	2018	2017
Résidentiel	66 \$	72 \$
Commercial	49	48
Industriel ¹⁾	9	9
Autres ²⁾	32	31
Total	156 \$	160 \$

- 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 deuxième trimestre
Thermies (en millions)

	2018	2017
Résidentiel	54	59
Commercial	184	176
Industriel	315	307
Autres	61	59
Total	614	601

**Produits tirés des ventes de gaz
au premier semestre**

en millions de dollars américains

	2018	2017
Résidentiel	208 \$	200 \$
Commercial	123	115
Industriel ¹⁾	18	17
Autres ²⁾	60	55
Total	409 \$	387 \$

- 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 premier semestre
Thermies (en millions)

	2018	2017
Résidentiel	214	197
Commercial	425	399
Industriel	632	606
Autres	111	99
Total	1 382	1 301

Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité et coût du gaz naturel

Capacité de production

Les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont diminué de 25 millions de dollars pour s'établir à 147 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, comparativement à 172 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017, et ont diminué de 28 millions de dollars pour s'établir à 282 millions de dollars au premier semestre de 2018, en comparaison de 310 millions de dollars au premier semestre 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 vers du gaz naturel produit à coût plus bas.

Volumes de production au deuxième trimestre

GWh

	2018	2017
Gaz naturel	3 794	3 489
Charbon	1 248	1 670
Mazout et coke de pétrole	10	241
Solaire	14	14
Achats d'électricité, montant net	199	(35)
Total des volumes de production	5 265	5 379

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

	2018	2017
Dollars par MWh	28 \$	32 \$

Volumes de production au premier semestre

GWh

	2018	2017
Gaz naturel	7 239	5 764
Charbon	1 883	3 278
Mazout et coke de pétrole	241	536
Solaire	24	23
Achats d'électricité	362	41
Total des volumes de production	9 749	9 642

**Coût moyen du combustible par MWh
pour le premier semestre**
en dollars américains

	2018	2017
Dollars par MWh	29 \$	32 \$

Le coût moyen du combustible par MWh a diminué au deuxième trimestre et au premier semestre de 2018 par rapport aux périodes correspondantes de 2017, en raison principalement d'une variation de la composition des sources de production, tel qu'il est fait mention ci-dessus.

Coût du gaz naturel

Le coût réglementé du gaz naturel a diminué de 7 millions de dollars pour s'établir à 49 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, comparativement à 56 millions de dollars au deuxième 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 8 millions de dollars pour s'établir à 159 millions de dollars au premier semestre de 2018, comparativement à 151 millions de dollars au premier semestre de 2017, en raison principalement de la hausse du volume des ventes résultant des températures favorables enregistrées en Floride et au Nouveau-Mexique plus tôt au cours de l'exercice, en partie contrebalancée par la baisse des prix des produits de base enregistrée au Nouveau-Mexique.

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

Volumes des ventes de gaz par type au deuxième trimestre

Thermies (en millions)	2018	2017
Approvisionnement du réseau	129	130
Transport	485	471
Total	614	601

Volumes des ventes de gaz par type au premier semestre

Thermies (en millions)	2018	2017
Approvisionnement du réseau	376	339
Transport	1 006	962
Total	1 382	1 301

NSPI

Principales données financières

en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	321 \$	304 \$	745 \$	700 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	137	98	312	237
Contribution au bénéfice net consolidé	23 \$	29 \$	88 \$	99 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire	0,10 \$	0,14 \$	0,38 \$	0,47 \$
BAIIA	113 \$	112 \$	269 \$	269 \$

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 juin	Six mois clos les 30 juin
Contribution au bénéfice net consolidé – 2017	29 \$	99 \$
Augmentation des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-dessous	17	45
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-dessous	(39)	(75)
Diminution du montant comptabilisé au titre du mécanisme des rajustements attribuables au prix du combustible et des reports de coûts fixes découlant de la baisse du recouvrement déficitaire des coûts du combustible au cours de l'exercice considéré, partiellement contrebalancée par le remboursement aux clients en 2017 des coûts du combustible de 2016	27	38
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable surtout aux coûts liés aux tempêtes, en partie contrebalancée par la hausse des coûts administratifs indirects attribués aux immobilisations corporelles	(2)	(6)
Augmentation de l'amortissement découlant d'une augmentation des immobilisations corporelles	(5)	(5)
Autres	(4)	(8)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2018	23 \$	88 \$

La contribution de NSPI au bénéfice net consolidé a diminué au deuxième trimestre et au premier semestre de 2018, en raison d'une augmentation de l'amortissement. La diminution enregistrée au premier semestre découle également d'une hausse des coûts liés aux tempêtes au premier trimestre, en partie contrebalancée par une hausse de la charge.

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

Les produits d'exploitation ont augmenté de 17 millions de dollars pour s'établir à 321 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 304 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017. Les produits d'exploitation ont augmenté de 45 millions de dollars pour s'établir à 745 millions de dollars au premier semestre de 2018, en comparaison de 700 millions de dollars au premier semestre de 2017. Ces augmentations découlent 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. La diminution de la charge qui a découlé des conditions météorologiques a également eu une incidence sur les volumes des ventes au premier semestre.

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 deuxième trimestre**
en millions de dollars canadiens

	2018	2017
Résidentiel	157 \$	147 \$
Commercial	93	92
Industriel	54	48
Autres	10	10
Total	314 \$	297 \$

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

	2018	2017
Résidentiel	974	959
Commercial	710	716
Industriel	644	613
Autres	69	90
Total	2 397	2 378

**Produits tirés des ventes d'électricité
au premier semestre**
en millions de dollars canadiens

	2018	2017
Résidentiel	393 \$	375 \$
Commercial	203	195
Industriel	111	94
Autres	24	21
Total	731 \$	685 \$

**Volumes des ventes d'électricité
au premier semestre**
GWh

	2018	2017
Résidentiel	2 492	2 470
Commercial	1 564	1 567
Industriel	1 268	1 214
Autres	184	186
Total	5 508	5 437

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 39 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018 pour s'établir à 137 millions de dollars, comparativement à 98 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017. Au premier semestre de 2018, le combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité a augmenté de 75 millions de dollars pour s'établir à 312 millions de dollars, comparativement à 237 millions de dollars au premier semestre de 2017. Les variations enregistrées au cours des deux périodes découlent essentiellement du paiement de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime et de l'augmentation des prix des produits de base.

**Volumes de production
au deuxième trimestre**
GWh

	2018	2017
Charbon	856	1 024
Mazout et coke de pétrole	298	227
Gaz naturel	477	367
Achats d'électricité – autres	60	39
Total – énergie non renouvelable	1 691	1 657
Énergie éolienne et hydroélectricité – énergie renouvelable	349	387
Achats d'électricité – producteurs d'électricité indépendants (« PEI »)	295	282
Achats d'électricité – programme de tarifs de rachat garantis communautaires (« COMFIT »)	135	127
Biomasse – énergie renouvelable	42	37
Total – énergie renouvelable	821	833
Total des volumes de production	2 512	2 490

**Volumes de production
au premier semestre**
GWh

	2018	2017
Charbon	2 502	2 685
Mazout et coke de pétrole	754	576
Gaz naturel	638	618
Achats d'électricité – autres	148	136
Total – énergie non renouvelable	4 042	4 015
Énergie éolienne et hydroélectricité – énergie renouvelable	734	763
Achats d'électricité – PEI	681	652
Achats d'électricité – COMFIT	299	272
Biomasse – énergie renouvelable	82	80
Total – énergie renouvelable	1 796	1 767
Total des volumes de production	5 838	5 782

**Coût moyen du combustible
au deuxième trimestre**

	2018	2017
Dollars par MWh produit	54 \$	39 \$

**Coût moyen du combustible
au premier semestre**

	2018	2017
Dollars par MWh produit	53 \$	41 \$

Le coût moyen du combustible par MWh a augmenté au deuxième trimestre et au premier semestre de 2018 par rapport au deuxième trimestre et au premier semestre de 2017, en raison principalement de l'augmentation des prix des produits de base et du paiement de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime.

Au deuxième trimestre de 2018, le solde du passif réglementaire lié au mécanisme des rajustements attribuables au prix du combustible de NSPI est demeuré inchangé par rapport à celui de 177 millions de dollars inscrit au 31 décembre 2017. Des augmentations ont été enregistrées en raison principalement du recouvrement de l'évaluation réduite rendue au sujet du lien maritime à rembourser aux clients en 2019, en partie contrebalancé par le remboursement aux clients de l'évaluation rendue au sujet du lien maritime de 2017 et par le recouvrement déficitaire des coûts du combustible de la période en cours.

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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	51 \$	54 \$	108 \$	114 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	8	14	22	29
Contribution au bénéfice net consolidé	5 \$	9 \$	13 \$	19 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	6 \$	12 \$	16 \$	25 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,03 \$	0,06 \$	0,07 \$	0,12 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,29 \$	1,34 \$	1,27 \$	1,33 \$
BAIIA	25 \$	27 \$	50 \$	57 \$
BAIIA – \$ CA	33 \$	37 \$	64 \$	76 \$

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 juin	Six mois clos les 30 juin
Contribution au bénéfice net consolidé – 2017	9 \$	19 \$
Diminution des produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-dessous	(3)	(6)
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-dessous	6	7
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable surtout à une immobilisation moindre des coûts indirects découlant de la baisse des dépenses en immobilisations et aux frais réglementaires et ajustements connexes au cours du trimestre se rapportant à la demande de hausse tarifaire relative à la distribution; pour le premier semestre, l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales découle également de la hausse des travaux de restauration effectués par suite des tempêtes et d'une hausse des frais médicaux	(3)	(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	(6)	(7)
Diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices attribuable principalement à la réduction du taux d'imposition fédéral américain des sociétés et à la diminution du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices	4	9
Autres	(2)	(1)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2018	5 \$	13 \$

La contribution en dollars canadiens d'Emera Maine au bénéfice net consolidé a diminué de 6 millions de dollars pour s'établir à 6 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, comparativement à 12 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017, et a diminué de 9 millions de dollars au premier semestre de 2018 pour s'établir à 16 millions de dollars, en comparaison de 25 millions de dollars au premier semestre de 2017. La diminution enregistrée pour le trimestre et pour le semestre 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 contrebalancée par la diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices. Le taux de change a eu une incidence négligeable sur le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018.

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

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 deuxième trimestre

	2018	2017
Produits tirés des ventes d'électricité	39 \$	39 \$
Produits tirés des installations de transport regroupées	10	13
Revente d'électricité achetée	2	2
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	51 \$	54 \$

Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité au premier semestre

	2018	2017
Produits tirés des ventes d'électricité	81 \$	83 \$
Produits tirés des installations de transport regroupées	21	25
Revente d'électricité achetée	6	6
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	108 \$	114 \$

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 deuxième trimestre

	2018	2017
Résidentiel	18 \$	19 \$
Commercial	14	16
Industriel	2	2
Autres ¹⁾	5	2
Total	39 \$	39 \$

Produits tirés des ventes d'électricité au premier semestre

	2018	2017
Résidentiel	40 \$	41 \$
Commercial	29	31
Industriel	5	6
Autres ¹⁾	7	5
Total	81 \$	83 \$

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 deuxième trimestre

	2018	2017
Résidentiel	178	184
Commercial	182	186
Industriel	83	83
Autres	3	3
Total	446	456

Volumes des ventes d'électricité au premier semestre

	2018	2017
Résidentiel	405	407
Commercial	376	381
Industriel	164	165
Autres	6	7
Total	951	960

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 6 millions de dollars pour s'établir à 8 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 14 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017. Pour le premier semestre de 2018, les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont diminué de 7 millions de dollars pour s'établir à 22 millions de dollars, comparativement à 29 millions de dollars pour le premier semestre de 2017. Ces diminutions sont attribuables 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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	89 \$	84 \$	169 \$	163 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	45	36	85	72
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé	9 \$	9 \$	13 \$	14 \$
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé – \$ CA	12 \$	11 \$	17 \$	18 \$
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché des titres de capitaux propres après impôts	(1)	-	(2)	-
Contribution au bénéfice net consolidé	8 \$	9 \$	11 \$	14 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	11 \$	11 \$	15 \$	18 \$
Contribution ajustée au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,05 \$	0,05 \$	0,07 \$	0,08 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,05 \$	0,05 \$	0,06 \$	0,08 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,30 \$	1,35 \$	1,29 \$	1,34 \$
BAIIA ajusté – \$ US	23 \$	25 \$	43 \$	48 \$
BAIIA ajusté – \$ CA	30 \$	34 \$	55 \$	64 \$

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 juin	Six mois clos les 30 juin
Contribution au bénéfice net consolidé – 2017	9 \$	14 \$
Augmentation des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-dessous	5	6
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-dessous	(9)	(13)
Autres	3	4
Contribution au bénéfice net consolidé – 2018	8 \$	11 \$

La contribution en dollars canadiens d'Emera Caraïbes au bénéfice net consolidé au deuxième trimestre de 2018 a été essentiellement la même qu'au deuxième trimestre de 2017. La contribution en dollars canadiens d'Emera Caraïbes au bénéfice net consolidé s'est chiffrée à 15 millions de dollars au premier semestre de 2018, contre 18 millions de dollars au premier semestre de 2017, soit un recul de 3 millions de dollars, attribuable principalement à la baisse du volume des ventes de Domlec qui a découlé de l'incidence de l'ouragan Maria. Le taux de change a eu une incidence négligeable pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018.

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

Les produits d'exploitation ont augmenté de 5 millions de dollars pour s'établir à 89 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 84 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017. Les produits d'exploitation ont augmenté de 6 millions de dollars pour s'établir à 169 millions de dollars au premier semestre de 2018, en comparaison de 163 millions de dollars au premier semestre de 2017. Ces augmentations découlent de l'augmentation des prix du combustible enregistrée par BLPC en 2018, partiellement contrebalancée par la diminution du volume des ventes de Domlec.

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 deuxième trimestre en millions de dollars américains

	2018	2017
Résidentiel	30 \$	28 \$
Commercial	51	48
Industriel	6	5
Autres	1	2
Total	88 \$	83 \$

Volumes des ventes d'électricité au deuxième trimestre GWh

	2018	2017
Résidentiel	109	118
Commercial	192	194
Industriel	20	21
Autres	4	4
Total	325	337

Produits tirés des ventes d'électricité au premier semestre en millions de dollars américains

	2018	2017
Résidentiel	55 \$	53 \$
Commercial	98	93
Industriel	12	11
Autres	2	3
Total	167 \$	160 \$

Volumes des ventes d'électricité au premier semestre GWh

	2018	2017
Résidentiel	210	226
Commercial	365	372
Industriel	41	43
Autres	7	8
Total	623	649

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 9 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018 pour s'établir à 45 millions de dollars, comparativement à 36 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017, et a augmenté de 13 millions de dollars au premier semestre de 2018 pour s'établir à 85 millions de dollars, en comparaison de 72 millions de dollars au premier semestre de 2017, en raison principalement de la hausse du prix du mazout.

Volumes de production pour le deuxième trimestre GWh

	2018	2017
Mazout	331	354
Hydroélectricité	6	10
Énergie solaire	4	5
Achats d'électricité	6	5
Total	347	374

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

	2018	2017
Dollars par MWh	130 \$	96 \$

Volumes de production pour le premier semestre GWh

	2018	2017
Mazout	640	678
Hydroélectricité	10	19
Énergie solaire	8	10
Achats d'électricité	12	10
Total	670	717

Coût moyen du combustible par MWh pour le premier semestre en dollars américains

	2018	2017
Dollars par MWh	127 \$	100 \$

Le coût moyen du combustible par MWh a augmenté au deuxième trimestre de 2018 et au premier semestre 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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Marge sur les activités de commercialisation et de négociation ¹⁾²⁾	(2) \$	(2) \$	67 \$	24 \$
Ventes d'électricité et de capacité ³⁾	85	41	207	155
Total des produits d'exploitation – activités non réglementées	83	39	274	179
Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité ⁴⁾	48	20	116	107
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	2 \$	(11) \$	57 \$	(1) \$
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché des dérivés après impôts	(19)	(17)	51	143
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	(17) \$	(28) \$	108 \$	142 \$
Contribution ajustée au résultat consolidé de base par action ordinaire	0,01 \$	(0,05) \$	0,25 \$	- \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire	(0,07) \$	(0,13) \$	0,47 \$	0,67 \$
BAIIA ajusté				
EES	(5) \$	(7) \$	51 \$	14 \$
EEG	20	3	56	14
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans Bear Swamp	6	5	13	4
Total	21 \$	1 \$	120 \$	32 \$

- 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 27 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2018 (une perte de 25 millions de dollars en 2017) et un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 37 millions de dollars pour le premier semestre de 2018 (un gain de 212 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 6 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2018 (un gain de 4 millions de dollars en 2017) et un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 31 millions de dollars pour le premier semestre 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 3 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2018 (une perte de 5 millions de dollars en 2017) et un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 3 millions de dollars pour le premier semestre de 2018 (une perte de 4 millions de dollars en 2017).

en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 juin	Six mois clos les 30 juin
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – 2017	(28) \$	142 \$
Augmentation de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation – Se reporter à la rubrique « Emera Energy Services » ci-dessous	-	43
Augmentation des ventes d'électricité et de capacité – Se reporter à la rubrique « Emera Energy Generation » ci-dessous	44	52
Augmentation du combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité – Se reporter à la rubrique « Emera Energy Generation » ci-dessous	(28)	(9)
Augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices attribuable principalement 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	(8)	(29)
Diminution, d'un exercice 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, en partie contrebalancée par un amortissement moindre des actifs de transport du gaz en 2018	(2)	(92)
Autres	5	1
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – 2018	(17) \$	108 \$

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. 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 et d'EEG.

Emera Energy Services

Marges sur les activités de commercialisation et de négociation

La marge sur les activités de commercialisation et de négociation s'est établie à (2) millions de dollars au deuxième trimestre de 2018 et au deuxième trimestre de 2017, ce qui reflète les possibilités habituellement limitées qu'offre la saison intermédiaire (hors pointe). La marge a augmenté de 43 millions de dollars pour s'établir à 67 millions de dollars au premier semestre de 2018, en comparaison de 24 millions de dollars au premier semestre de 2017. Cette augmentation résulte de l'incidence favorable des températures froides du début de 2018 dans plusieurs marchés clés d'EES, ce qui s'est traduit par une hausse des prix du marché et de la volatilité, entraînant une augmentation des marges du gaz naturel. 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 deuxième trimestre

Trois mois clos les
30 juin

en millions de dollars canadiens

	Nouvelle-Angleterre		Maritimes canadiennes		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Ventes d'électricité	53 \$	23 \$	2 \$	1 \$	55 \$	24 \$
Ventes de capacité	30	16	-	1	30	17
Ventes d'électricité et de capacité	83 \$	39 \$	2 \$	2 \$	85 \$	41 \$

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

Trois mois clos les
30 juin

en millions de dollars canadiens

	Nouvelle-Angleterre		Maritimes canadiennes		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	43 \$	18 \$	3 \$	2 \$	46 \$	20 \$

Ventes d'électricité et de capacité au premier semestre

Six mois clos les
30 juin

en millions de dollars canadiens

	Nouvelle-Angleterre		Maritimes canadiennes		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Ventes d'électricité	133 \$	88 \$	17 \$	39 \$	150 \$	127 \$
Ventes de capacité	57	27	-	1	57	28
Ventes d'électricité et de capacité	190 \$	115 \$	17 \$	40 \$	207 \$	155 \$

Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité au premier semestre

Six mois clos les
30 juin

en millions de dollars canadiens

	Nouvelle-Angleterre		Maritimes canadiennes		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	110 \$	76 \$	6 \$	30 \$	116 \$	106 \$

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 10 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 5 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017. Cette augmentation est attribuable à une hausse des volumes produits au deuxième trimestre de 2018 reflétant l'incidence de la panne imprévue survenue aux installations de Bridgeport Energy de la mi-mars 2017 à la mi-juin 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 23 millions de dollars en 2018, en comparaison de 12 millions de dollars en 2017. Outre les explications relatives au deuxième trimestre de 2018 dont il est question ci-dessus, cette augmentation est attribuable 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 plus favorables.

Les ventes de capacité ont augmenté de 13 millions de dollars au deuxième trimestre de 2018 pour s'établir à 30 millions de dollars, en comparaison de 17 millions de dollars au deuxième trimestre de 2017, et ont augmenté de 29 millions de dollars au premier semestre de 2018 pour s'établir à 57 millions de dollars, comparativement à 28 millions de dollars au premier semestre de 2017, en raison 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 au premier semestre de 2018 par rapport au premier semestre 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 juin						
	Volume des ventes (GWh) ¹⁾		Disponibilité des centrales (%) ²⁾		Facteur de capacité nette (%) ³⁾	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Nouvelle-Angleterre	1 257	461	87 %	53 %	52 %	19 %
Maritimes canadiennes	31	26	91 %	28 %	4 %	4 %
Total	1 288	487	87 %	48 %	41 %	16 %

Six mois clos les 30 juin						
	Volume des ventes (GWh) ¹⁾		Disponibilité des centrales (%) ²⁾		Facteur de capacité nette (%) ³⁾	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Nouvelle-Angleterre	2 568	1 396	92 %	70 %	53 %	29 %
Maritimes canadiennes	311	581	94 %	64 %	22 %	42 %
Total	2 879	1 977	92 %	69 %	46 %	32 %

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 et d'un exercice à l'autre, en raison de l'incidence d'une panne survenue aux installations de Bridgeport de la mi-mars 2017 à la mi-juin 2017.

La disponibilité des centrales des Maritimes canadiennes a augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent et 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 par rapport à l'exercice précédent 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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz	13 \$	12 \$	26 \$	25 \$
Produits d'exploitation non réglementés	12	19	22	35
Total des produits d'exploitation	25 \$	31 \$	48 \$	60 \$
Produits intersociétés ¹⁾	10	9	19	19
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	32	23	63	45
Intérêts débiteurs nets ²⁾	77	73	150	146
Contribution ajustée au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	(29) \$	(27) \$	(52) \$	(54) \$
Gain (perte) découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts	(1)	1	(1)	1
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	(30) \$	(26) \$	(53) \$	(53) \$
Contribution ajustée au résultat consolidé de base par action ordinaire	(0,12)	(0,13)	(0,22)	(0,25)
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire	(0,13) \$	(0,12) \$	(0,23) \$	(0,25) \$
BAIIA ajusté	39 \$	28 \$	79 \$	59 \$

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

2) Les intérêts débiteurs nets excluent une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 1 million de dollars pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2018 (un gain de 1 million 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 juin	Six mois clos les 30 juin
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – 2017	(26) \$	(53) \$
Diminution des produits d'exploitation non réglementés attribuable à l'atténuation des activités liées aux projets d'Emera Utility Services	(7)	(13)
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites – se reporter à la rubrique « Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites » ci-dessous	9	18
Diminution des autres coûts directs non réglementés attribuable à l'atténuation des activités liées aux projets d'Emera Utility Services	12	16
Augmentation des intérêts débiteurs découlant de l'échéance des emprunts dont l'amortissement de la juste valeur de marché a été favorable en 2017	(4)	(4)
Diminution du recouvrement d'impôts sur les bénéfices attribuable essentiellement à la réduction du taux d'imposition fédéral américain des sociétés et à la baisse des pertes avant la charge d'impôts sur les bénéfices	(9)	(14)
Autres	(5)	(3)
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – 2018	(30) \$	(53) \$

La contribution du secteur Activités du siège social et autres au bénéfice net consolidé a diminué au deuxième trimestre de 2018 en raison essentiellement de la diminution du recouvrement d'impôts sur les bénéfices et de l'augmentation des intérêts débiteurs, en partie contrebalancées par la hausse de la quote-part du bénéfice en trésorerie des placements dans des sociétés satellites de NSPML.

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		Six mois clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
LIL	10 \$	9 \$	20 \$	18 \$
NSPML	15	9	30	16
MN&P	7	5	13	11
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	32 \$	23 \$	63 \$	45 \$

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 principalement par la voie de ses investissements dans diverses entités et divers projets réglementés et non réglementés liés à l'énergie. 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 maintiennent de solides cotes de crédit et 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.

Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants

Les variations importantes survenues aux états consolidés résumés des flux de trésorerie entre les semestres clos les 30 juin 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	767	703	64
Variation du fonds de roulement	97	(222)	319
Activités d'exploitation	864	481	383
Activités d'investissement	(984)	(890)	(94)
Activités de financement	1	227	(226)
Incidence des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	15	(10)	25
Trésorerie et équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à la fin de la période	399 \$	299 \$	100 \$

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Se reporter aux faits saillants de l'état des résultats consolidé et des flux de trésorerie provenant de l'exploitation présentés ci-dessus dans le présent document pour plus de précisions.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 94 millions de dollars, s'établissant à 984 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2018, en comparaison de 890 millions de dollars pour le premier semestre de 2017, en raison d'une hausse des dépenses en immobilisations, en partie contrebalancée par une participation moindre dans NSPML et dans LIL en 2018 par rapport à 2017.

Les dépenses en immobilisations pour le semestre clos le 30 juin 2018, y compris la PFUPC et déduction faite du produit tiré de l'aliénation d'actifs, se sont élevées à 964 millions de dollars, contre 728 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. Les dépenses en immobilisations se détaillent comme suit :

- 704 millions de dollars pour Emera Floride et Nouveau-Mexique (434 millions de dollars en 2017);
- 159 millions de dollars pour NSPI (169 millions de dollars en 2017);
- 35 millions de dollars pour Emera Maine (54 millions de dollars en 2017);
- 39 millions de dollars pour Emera Caraïbes (23 millions de dollars en 2017);
- 12 millions de dollars pour Emera Energy (37 millions de dollars en 2017);
- 15 millions de dollars pour le secteur « Activités du siège social et autres » (11 millions de dollars en 2017)

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie nets provenant des activités de financement ont diminué de 226 millions de dollars, s'établissant à 1 million de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2018, en comparaison de 227 millions de dollars pour la période correspondante de 2017. Cette diminution est attribuable à un remboursement net de la dette à long terme d'Emera Floride et Nouveau-Mexique et à la diminution des emprunts aux termes des facilités de crédit engagées d'Emera en 2018. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'émission d'actions privilégiées en 2018.

Obligations contractuelles

Au 30 juin 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	34 \$	1 090 \$	725 \$	2 250 \$	492 \$	9 652 \$	14 243 \$
Obligations liées au paiement des intérêts ¹⁾	329	646	600	543	501	6 472	9 091
Achat d'électricité ²⁾	131	219	218	223	223	2 386	3 400
Transport ³⁾	268	366	300	209	194	1 586	2 923
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ⁴⁾	29	63	64	65	66	805	1 092
Projets d'investissement	438	242	97	38	-	-	815
Approvisionnement en combustible et en gaz	299	248	55	44	4	-	650
Ententes de service à long terme ⁵⁾	46	88	42	37	42	172	427
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	2	1	1	44	1	383	432
Engagements au titre des placements dans des sociétés satellites ⁶⁾	15	5	190	-	-	-	210
Contrats de location et autres ⁷⁾	39	15	12	8	7	67	148
Gestion axée sur la demande	26	12	1	-	-	-	39
Créances à long terme	2	4	5	5	5	5	26
Débiteures convertibles	-	-	-	-	-	3	3
	1 658 \$	2 999 \$	2 310 \$	3 466 \$	1 535 \$	21 531 \$	33 499 \$

- 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 juin 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, aux termes de la garantie de prêt fédérale, à réaliser la construction du projet de lien maritime. Le projet a été mis en service et les coûts restants sont liés à la clôture de projets de construction. Emera s'est également engagée à fournir un apport en capital dans Labrador Island Link Limited Partnership. Les montants prévus sont une combinaison d'investissements pour les deux projets.
- 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 \$	227 \$	673 \$
Emera Floride et Nouveau-Mexique – en dollars américains – Facilités de crédit	Novembre 2018 à mars 2022	1 800	1 097	703
NSPI – Facilité de crédit d'exploitation	Octobre 2021 – Renouvelable	600	333	267
Emera Maine – en dollars américains – Facilité de crédit d'exploitation	Février 2023 – Renouvelable	80	47	33
Autre – en dollars américains – Facilité de crédit d'exploitation	Diverses	32	14	18

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 juin 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 deuxième 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 juin 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 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 juin 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 juin 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 de rendement 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 et 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 l'émission 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 émis et retournés.

Emera détient des lettres de garantie d'un montant de 30 millions de dollars américains au profit de parties garanties dans le cadre d'un refinancement de la coentreprise Bear Swamp et également 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 garantie 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 juin 2018, le montant engagé s'élevait à 6 millions de dollars américains.

Emera Inc., au nom de NSPI, détient une lettre de garantie 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 juin 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 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2018 (néant en 2017) et 51 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2018 (néant en 2017). NSPML est considérée comme un 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 non réglementés, se sont établis à 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2018 (6 millions de dollars en 2017) et à 16 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2018 (16 millions de dollars en 2017).

Au 30 juin 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

Le bilan de la société comporte les catégories suivantes pour ce qui est des dérivés désignés dans une relation de couverture efficace :

en millions de dollars canadiens	Au 30 juin 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)	(5)	(7)
Actifs (passifs) liés aux instruments dérivés, montant net	(4) \$	- \$

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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Produits d'exploitation – activités réglementées	2 \$	(3) \$	4 \$	(6) \$
Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	(1)	(1)	3	3
Gains (pertes) nets liés aux dérivés efficaces	1 \$	(4) \$	7 \$	(3) \$

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 juin 2018	Au 31 décembre 2017
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	179 \$	181 \$
Actifs réglementaires (actifs à court terme et autres)	11	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)	(187)	(183)
Actif (passif) net	(6) \$	(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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	(5) \$	6 \$	(1) \$	13 \$
Gains (pertes) nets	(5) \$	6 \$	(1) \$	13 \$

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

Le bilan de la société comporte les catégories suivantes pour ce qui est des dérivés DFT :

en millions de dollars canadiens	Au 30 juin 2018	Au 31 décembre 2017
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	67 \$	63 \$
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme)	(247)	(290)
Actifs (passifs) nets liés aux instruments dérivés	(180) \$	(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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Produits d'exploitation – activités non réglementées	21 \$	59 \$	149 \$	383 \$
Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	2	5	-	7
Gains (pertes) nets	23 \$	64 \$	149 \$	390 \$

Autres dérivés constatés dans les bilans

Le bilan de la société comporte les catégories suivantes pour ce qui est des autres dérivés :

en millions de dollars canadiens	Au 30 juin 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 et le semestre clos le 30 juin 2018 (1 million 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 juin 2018 afin de fournir une assurance raisonnable concernant la fiabilité de l'information financière conformément aux PCGR des États-Unis.

La direction comptabilise 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 juin 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 Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié la norme Accounting Standard Update (l'« ASU ») 2018-02, intitulée *Income Statement - Reporting Comprehensive Income (Topic 220): Reclassification of Certain Tax Effects from Accumulated Other Comprehensive Income*. La norme permet le reclassement du cumul des autres éléments du résultat global aux bénéfices non répartis en ce qui concerne certaines incidences fiscales découlant de la Loi de 2017 sur les réductions d'impôt et les emplois aux États-Unis qui autrement ne pourraient pas être recouvrés dans le cumul des autres éléments du résultat global. Cette norme s'applique aux exercices ouverts à compter du 15 décembre 2018, y compris aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, son adoption anticipée étant toutefois autorisée. La société a adopté cette norme par anticipation en juin 2018 et a choisi de ne pas reclasser du cumul des autres éléments du résultat global aux bénéfices non répartis les incidences fiscales non recouvrables découlant de la Loi de 2017 sur les réductions d'impôt et les emplois aux États-Unis puisque les montants étaient négligeables. Emera a recours à une approche de portefeuille pour déterminer le calendrier et l'étendue selon lesquels sont dévoilées les incidences des impôts sur les bénéfices d'éléments non recouvrables qui étaient auparavant comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés résumés de la société pour la période close le 30 juin 2018.

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 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 ou à l'état des résultats consolidé résumé de la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018. 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, l'évaluation et la présentation des actifs et des passifs financiers. 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'augmentation de la volatilité des autres produits nets (charges nettes) attribuable à la réévaluation des placements dans des sociétés satellites a en permanence une incidence 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.

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, 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 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 juin 2017 ont été retraités de manière rétrospective dans l'état des résultats consolidé. 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 14 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 le semestre clos le 30 juin 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 compte faire 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 compte faire ce choix.

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 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 devraient pas subir de modifications importantes. La société continue de suivre de près les modifications apportées par le FASB à l'ASC Topic 842.

RÉCAPITULATIF DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Pour les trimestres clos

en millions de dollars canadiens (sauf les montants par action)	T2 2018	T1 2018	T4 2017	T3 2017	T2 2017	T1 2017	T4 2016	T3 2016
Produits d'exploitation	1 423 \$	1 807 \$	1 473 \$	1 427 \$	1 469 \$	1 857 \$	1 513 \$	1 387 \$
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	90	271	(228)	81	101	312	70	(95)
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	111	202	137	118	117	152	104	14
Résultat de base par action ordinaire	0,38	1,17	(1,06)	0,38	0,47	1,48	0,34	(0,52)
Résultat dilué par action ordinaire	0,38	1,17	(1,06)	0,38	0,47	1,47	0,34	(0,52)
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,48	0,87	0,64	0,55	0,55	0,72	0,51	0,08

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 situations 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 des rajustements de réévaluation à la valeur du marché pourraient également influencer sur les résultats trimestriels.