

EMERA INC.

**États financiers intermédiaires consolidés
condensés non audités**

30 juin 2018 et 2017

Emera Inc.
États des résultats consolidés condensés (non audité)

Pour les 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 à tarifs réglementés – Électricité	1 158 \$	1 217 \$	2 335 \$	2 379 \$
Activités à tarifs réglementés – Gaz	214	227	547	540
Activités à tarifs non réglementés	51	25	348	407
Total des produits d'exploitation (note 5)	1 423	1 469	3 230	3 326
Charges d'exploitation				
Combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité	387	416	802	816
Coût réglementé du gaz naturel	64	75	202	201
Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	44	25	110	109
Frais directs non réglementés	-	10	3	20
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	377	341	766	692
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	84	84	167	165
Amortissement	228	220	451	437
Total des charges d'exploitation	1 184	1 171	2 501	2 440
Bénéfice d'exploitation	239	298	729	886
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites (note 6)	43	30	80	56
Autres produits nets (charges nettes)	(12)	(6)	(21)	(11)
Intérêts débiteurs nets	176	178	351	353
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	94	144	437	578
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices (note 7)	(3)	34	62	146
Bénéfice net	97	110	375	432
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	-	2	-	5
Dividendes sur actions privilégiées	7	7	14	14
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	90 \$	101 \$	361 \$	413 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions) (note 9)				
De base	232,5	212,8	231,8	212,2
Dilué	232,9	213,5	232,3	212,8
Résultat par action ordinaire (note 9)				
De base	0,38 \$	0,47 \$	1,56 \$	1,95 \$
Dilué	0,38 \$	0,47 \$	1,55 \$	1,94 \$
Dividendes sur actions ordinaires déclarés	0,5650 \$	0,5225 \$	1,1300 \$	1,0450 \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés condensés.

Emera Inc.

États du résultat étendu consolidés condensés (non audité)

Pour les en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net	97 \$	110 \$	375 \$	432 \$
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts				
Écart de conversion	161	(184)	346	(232)
Gains latents (pertes latentes) sur les couvertures de placements nets ^{1, 2}	(30)	39	(66)	52
Couvertures de flux de trésorerie				
Gains (pertes) sur instruments dérivés, montant net	1	3	2	5
Moins : ajustement de reclassement des pertes (gains) inclus dans le bénéfice net ³	(1)	4	(6)	4
Incidence nette des couvertures de flux de trésorerie	-	7	(4)	9
Gains latents (pertes latentes) sur les placements disponibles à la vente				
Gain latent survenu (perte latente survenue) au cours de la période	1	1	-	4
Moins : ajustement de reclassement des (gains) pertes comptabilisés dans le bénéfice net	-	-	(4)	(1)
Gains latents (pertes latentes) de détention, montant net	1	1	(4)	3
Variation nette de l'obligation non constatée au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite ⁴	11	5	19	13
Autres éléments du résultat étendu ⁵	143	(132)	291	(155)
Résultat étendu	240	(22)	666	277
Résultat étendu attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2	-	3	2
Résultat étendu d'Emera Inc.	238 \$	(22) \$	663 \$	275 \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés condensés.

- 1) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 3 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 juin 2018 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2017) et du recouvrement d'impôts de 9 millions de dollars pour les six mois clos le 30 juin 2018 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2017).
- 2) La société a désigné des billets hybrides libellés en dollars américains d'un montant de 1,2 milliard de dollars comme couvertures du risque de change de ses placements nets dans des établissements dont les activités sont libellées en dollars américains.
- 3) Déduction faite de la charge d'impôts de néant pour les trois mois clos le 30 juin 2018 (charge d'impôts de néant en 2017) et du recouvrement d'impôts de 1 million de dollars pour les six mois clos le 30 juin 2018 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2017).
- 4) Déduction faite de la charge d'impôts de 1 million de dollars pour les trois mois clos le 30 juin 2018 (charge d'impôts de 2 millions de dollars en 2017) et de la charge d'impôts de 1 million de dollars pour les six mois clos le 30 juin 2018 (charge d'impôts de 2 millions de dollars en 2017).
- 5) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 juin 2018 (charge d'impôts de 3 millions de dollars en 2017) et du recouvrement d'impôts de 9 millions de dollars pour les six mois clos le 30 juin 2018 (charge d'impôts de 4 millions de dollars en 2017).

Emera Inc.

Bilans consolidés condensés (non audité)

Aux en millions de dollars canadiens	30 juin 2018	31 décembre 2017
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	330 \$	438 \$
Liquidités soumises à restrictions	69	65
Stocks	423	418
Instruments dérivés (notes 11 et 12)	167	141
Actifs réglementaires (note 13)	95	138
Débiteurs et autres actifs à court terme	1 129	1 326
	2 213	2 526
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 8 365 \$ et 7 824 \$	18 177	16 995
Autres actifs		
Impôts sur les bénéfices reportés (note 7)	144	138
Instruments dérivés (notes 11 et 12)	81	112
Actifs réglementaires (note 13)	1 295	1 238
Placement net dans un contrat de location-financement	478	481
Placements assujettis à une influence notable (note 6)	1 311	1 215
Écart d'acquisition	6 093	5 805
Autres actifs à long terme	278	261
	9 680	9 250
Total de l'actif	30 070 \$	28 771 \$
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 16)	1 447 \$	1 241 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	708	741
Créditeurs	1 106	1 161
Instruments dérivés (notes 11 et 12)	183	227
Passifs réglementaires (note 13)	257	226
Autres passifs à court terme	286	350
	3 987	3 946
Passif à long terme		
Dette à long terme (note 17)	13 455	13 140
Impôts sur les bénéfices reportés (note 7)	1 152	1 011
Instruments dérivés (notes 11 et 12)	78	83
Passifs réglementaires (note 13)	2 279	2 242
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 15)	556	559
Autres passifs à long terme	616	609
	18 136	17 644
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 8)	5 724	5 601
Actions privilégiées cumulatives (note 19)	1 004	709
Surplus d'apport	82	76
Cumul (perte) des autres éléments du résultat étendu (note 10)	100	(188)
Bénéfices non répartis	997	891
Total des capitaux propres d'Emera Inc.	7 907	7 089
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	40	92
Total des capitaux propres	7 947	7 181
Total du passif et des capitaux propres	30 070 \$	28 771 \$

Engagements et éventualités (note 18)

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés condensés.

Approuvé au nom du conseil d'administration,

«M. Jacqueline Sheppard»

Présidente du conseil

«Scott Balfour»

Président et chef de la direction

Emera Inc.

États des flux de trésorerie consolidés condensés (non audité)

Pour les en millions de dollars canadiens	Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	375 \$	432 \$
Rajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation :		
Amortissement	456	431
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites, déduction faite des dividendes	(61)	(39)
Provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction	(4)	(5)
Impôts sur les bénéfices reportés, montant net	42	117
Variation nette des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(8)	(8)
Mécanisme de rajustement du prix du combustible réglementé et report du recouvrement des coûts fixes réglementé	1	34
Variation nette de la juste valeur des instruments dérivés	(46)	(267)
Variation nette des actifs et passifs réglementaires	36	(73)
Variation nette de la capacité de transport capitalisée	(20)	61
Autres activités d'exploitation, montant net	(4)	20
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement (note 20)	97	(222)
Flux de trésorerie d'exploitation, montant net	864	481
Activités d'investissement		
Ajouts d'immobilisations corporelles	(960)	(723)
Achat net de placements assujettis à une influence notable, y compris les frais d'acquisition	(41)	(160)
Autres activités d'investissement	17	(7)
Flux de trésorerie d'investissement, montant net	(984)	(890)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	3	113
Produit tiré de la dette à court terme comportant une échéance de plus de 90 jours	129	-
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	482	39
Remboursement de la dette à long terme	(722)	(14)
Emprunts (remboursements) nets en vertu des facilités de crédit consenties	20	243
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission	6	5
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais d'émission (note 19)	292	-
Dividendes sur actions ordinaires	(166)	(138)
Dividendes sur actions privilégiées	(14)	(14)
Dividendes versés par les filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	(1)	(2)
Autres activités de financement	(28)	(5)
Flux de trésorerie de financement, montant net	1	227
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions	15	(10)
Diminution nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	(104)	(192)
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions au début de la période	503	491
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à la fin de la période	399 \$	299 \$
La trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions se composent de ce qui suit :		
Encaisse	327 \$	213 \$
Placements à court terme	3	4
Liquidités soumises à restrictions	69	82
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions	399 \$	299 \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés condensés.

Emera Inc.
États des variations des capitaux propres consolidés condensés (non audité)

en millions de dollars canadiens	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat étendu («CAÉRE»)	Bénéfices non répartis	Participa- tions ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Pour les six mois clos le 30 juin 2018							
Solde au 31 décembre 2017	5 601 \$	709 \$	76 \$	(188) \$	891 \$	92 \$	7 181 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	375	-	375
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite du recouvrement d'impôts de 9 millions de dollars	-	-	-	288	-	3	291
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais d'émission après impôts	-	295	-	-	-	-	295
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (0,31940 \$ l'action de série A, 0,36220 \$ l'action de série B, 0,51250 \$ l'action de série C, 0,56250 \$ l'action de série E et 0,53125 \$ l'action de série F)	-	-	-	-	(14)	-	(14)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (1,130 \$ l'action)	-	-	-	-	(260)	-	(260)
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions	100	-	-	-	-	-	100
Acquisition d'une participation ne conférant pas le contrôle dans ICD Utilities Limited («ICDU»)	22	-	5	-	-	(53)	(26)
Divers	1	-	1	-	5	(2)	5
Solde au 30 juin 2018	5 724 \$	1 004 \$	82 \$	100 \$	997 \$	40 \$	7 947 \$
Pour les six mois clos le 30 juin 2017							
Solde au 31 décembre 2016	4 738 \$	709 \$	75 \$	106 \$	1 076 \$	112 \$	6 816 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	427	5	432
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite du recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars	-	-	-	(152)	-	(3)	(155)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission après impôts	5	-	-	-	-	-	5
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (0,31940 \$ l'action de série A, 0,28870 \$ l'action de série B, 0,51250 \$ l'action de série C, 0,56250 \$ l'action de série E et 0,53125 \$ l'action de série F)	-	-	-	-	(14)	-	(14)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (1,0450 \$ l'action)	-	-	-	-	(220)	-	(220)
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions	86	-	-	-	-	-	86
Divers	2	-	1	-	1	(3)	1
Solde au 30 juin 2017	4 831 \$	709 \$	76 \$	(46) \$	1 270 \$	111 \$	6 951 \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés condensés.

Emera Inc.

Notes afférentes aux états financiers intermédiaires consolidés condensés (non audité)

Aux 30 juin 2018 et 2017

1. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

Nature des activités

Emera Inc. («Emera» ou la «société») est une société d'énergie et de services qui investit dans la production, le transport et la distribution d'électricité ainsi que dans le transport et la distribution du gaz.

Les principales filiales à tarifs réglementés et placements d'Emera Inc. au 30 juin 2018 incluent les entreprises de services publics suivantes :

- Emera Floride et Nouveau-Mexique représente TECO Energy, Inc. («TECO Energy»), société de portefeuille qui exploite des services publics d'électricité et de gaz naturel réglementés en Floride et au Nouveau-Mexique. TECO Energy comprend :
 - Tampa Electric Company («TEC»), qui détient la division Tampa Electric («Tampa Electric»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement dans le centre-ouest de la Floride, et la division Peoples Gas System («PGS»), entreprise de services publics de distribution de gaz naturel réglementée qui mène des activités d'exploitation en Floride,
 - New Mexico Gas Company, Inc. («NMGC»), également une entreprise de services publics de distribution de gaz naturel réglementée, qui sert au Nouveau-Mexique,
 - TECO Finance, Inc. («TECO Finance»), filiale de financement de TECO Energy,
 - SeaCoast Gas Transmission LLC («SeaCoast»), entreprise de services de distribution de gaz naturel qui sert la Floride;
- Nova Scotia Power Inc. («NSPI»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés verticalement intégrée et principal fournisseur d'électricité de la Nouvelle-Écosse;
- Emera Maine, entreprise de services publics de transport et de distribution d'électricité à tarifs réglementés dans l'État du Maine;
- Emera Caraïbes représente Emera (Caribbean) Incorporated («ECI»), société de portefeuille qui exploite des services publics d'électricité à tarifs réglementés et qui comprend :
 - The Barbados Light & Power Company Limited («BLPC»), entreprise de services publics intégrée verticalement et seul fournisseur d'électricité sur l'île de la Barbade,
 - Grand Bahama Power Company Limited («GBPC»), entreprise de services publics d'électricité intégrée verticalement qui mène des activités d'exploitation sur l'île de Grand Bahama,
 - une participation de 51,9 % dans Dominica Electricity Services Ltd. («Domlec»), entreprise de services publics verticalement intégrée de l'île de la Dominique,
 - une participation indirecte de 19,1 % dans St. Lucia Electricity Services Limited («Lucelec»);
- Emera Brunswick Pipeline Company Limited (le «gazoduc Brunswick»), gazoduc de 145 kilomètres transportant du gaz naturel liquéfié regazéifié de Saint John, au Nouveau-Brunswick, à la frontière des États-Unis en vertu d'une convention de services ferme de 25 ans conclue avec Repsol Energy Canada, qui vient à échéance en 2034;
- Emera Newfoundland & Labrador Holdings Inc. («ENL»), axée sur deux placements liés au transport qui se rattachent à une centrale hydroélectrique de 824 mégawatts («MW») qui se situe sur la partie inférieure de la rivière Churchill à Muskrat Falls, au Labrador, dont les travaux de construction sont gérés par Nalcor Energy et dont la mise en service initiale est prévue en 2019. La centrale devrait atteindre sa pleine capacité de production en 2020. Les deux placements d'ENL sont :
 - un placement de 100 % dans NSP Maritime Link Inc. («NSPML»), qui a aménagé le lien maritime, soit un projet de transport de 1,56 milliard de dollars, y compris deux câbles

sous-marins de 170 kilomètres qui relie l'île de Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse. Le lien maritime a été mis en service le 15 janvier 2018,

- un placement de 49,5 % dans le capital de Labrador-Island Link Limited Partnership («LIL»), projet de transport d'électricité de 3,7 milliards de dollars à Terre-Neuve-et-Labrador visant à assurer le transport de l'énergie de Muskrat Falls entre le Labrador et l'île de Terre-Neuve. La construction du LIL a été achevée, et l'étape de mise sous tension a débuté en juin 2018;
- une participation de 12,9 % dans Maritimes & Northeast Pipeline («M&NP»), gazoduc de 1 400 kilomètres qui transporte du gaz naturel de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse jusqu'aux marchés des provinces de l'Atlantique au Canada et du nord-est des États-Unis.

Au 30 juin 2018, les placements d'Emera Inc. dans d'autres sociétés à tarifs non réglementés liées au secteur énergétique se composaient de ce qui suit :

- Emera Energy, qui comprend :
 - Emera Energy Services («EES»), entreprise d'énergie physique qui achète et vend du gaz naturel et de l'électricité et offre des services de gestion d'actifs énergétiques connexes,
 - Bridgeport Energy, Tiverton Power et Rumford Power (collectivement, les «centrales alimentées au gaz en Nouvelle-Angleterre»), centrales électriques dans le nord-est des États-Unis,
 - Bayside Power Limited Partnership («Bayside Power»), centrale électrique à Saint John, au Nouveau-Brunswick,
 - Brooklyn Power Corporation («Brooklyn Energy»), centrale électrique située à Brooklyn, en Nouvelle-Écosse,
 - une participation de coentreprise de 50,0 % dans Bear Swamp Power Company LLC («Bear Swamp»), centrale hydroélectrique dans le nord-ouest du Massachusetts;
- Emera US Finance LP, filiale de financement en propriété exclusive d'Emera;
- Emera Utility Services Inc., entrepreneur en services publics menant des activités principalement dans le Canada atlantique;
- d'autres placements.

Mode de présentation

Les présents états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités sont préparés et présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus («PCGR») des États-Unis. Les principales méthodes comptables appliquées aux présents états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités sont conformes à celles présentées dans les états financiers consolidés audités au 31 décembre 2017 et pour l'exercice clos à cette date, à l'exception de ce qui est indiqué à la note 2.

De l'avis de la direction, les présents états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités incluent tous les rajustements qui sont récurrents et nécessaires pour présenter fidèlement la situation financière d'Emera. Les résultats financiers pour cette période intermédiaire ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats qui peuvent être prévus pour toute autre période intermédiaire ou pour l'exercice qui prendra fin le 31 décembre 2018.

Tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Utilisation des estimations de la direction

La préparation d'états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui peuvent influencer sur les montants constatés des actifs et des passifs à la date des états financiers et les montants constatés des produits et des charges au cours des périodes visées. La direction évalue les estimations de la société régulièrement d'après les résultats passés, la conjoncture et les hypothèses jugées raisonnables au moment où elles sont faites, tout

rajustement étant constaté dans les résultats au cours de l'exercice où il survient. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces estimations.

Caractère saisonnier des activités

Les résultats intermédiaires ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats pour l'ensemble de l'exercice, surtout en raison de facteurs saisonniers. Les ventes d'électricité et de gaz et le transport et la distribution connexes varient au cours d'un exercice. L'apport du premier trimestre aux résultats est important du fait qu'une grande partie des activités de la société se déroulent dans le nord-est de l'Amérique du Nord, où l'hiver est la haute saison pour l'électricité. Les résultats du troisième trimestre sont plus solides également, l'été constituant la haute saison pour l'électricité en Floride. Les conditions météorologiques ainsi que la fréquence et l'intensité des tempêtes peuvent également avoir une incidence sur les résultats de certains trimestres.

Constatation des produits

Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité

Les produits tirés de l'électricité, y compris les charges liées à l'énergie, les charges liées à la demande, les charges liées aux installations de base, et les clauses et avenants applicables, sont constatés lorsque les obligations sont remplies dans le cadre d'un contrat, soit lorsque l'électricité est livrée aux clients progressivement, tandis que le client reçoit et consomme simultanément les avantages de l'électricité. Les produits tirés de l'électricité sont constatés selon la comptabilité d'exercice et incluent les produits facturés et non facturés. Les produits liés à la vente d'électricité sont constatés à des tarifs approuvés par l'organisme de réglementation compétent et enregistrés d'après la consommation mesurée, de façon régulière et systématique, généralement sur une base mensuelle ou aux deux mois. À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, l'électricité livrée aux clients, mais non facturée, est estimée et les produits non facturés correspondants sont constatés. L'estimation de la société des produits non facturés à la fin de la période de présentation de l'information financière est calculée en estimant le nombre de mégawattheures («MWh») livrés aux clients au taux anticipé pour le prochain cycle de facturation. Cette estimation repose sur des hypothèses liées aux tendances de consommation, aux conditions atmosphériques, aux pertes de lignes et aux changements entre périodes apportés aux catégories de clients.

Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz

Les produits tirés du gaz, y compris les charges liées à l'énergie, les charges liées à la demande, les charges liées aux installations de base, et les clauses et avenants applicables, sont constatés lorsque les obligations sont remplies dans le cadre d'un contrat, soit lorsque le gaz est livré aux clients progressivement, tandis que le client reçoit et consomme simultanément les avantages du gaz. Les produits tirés du gaz sont constatés selon la comptabilité d'exercice et incluent les produits facturés et non facturés. Les produits liés à la vente et à la distribution de gaz sont constatés à des tarifs approuvés par l'organisme de réglementation compétent et enregistrés d'après la consommation mesurée, de façon régulière et systématique, généralement sur une base mensuelle. À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, le gaz livré aux clients, mais non facturé, est estimé et les produits non facturés correspondants sont constatés. L'estimation de la société des produits non facturés à la fin de la période de présentation de l'information financière est calculée en estimant le nombre d'unités thermiques livrées aux clients au taux anticipé pour le prochain cycle de facturation. Cette estimation repose sur des hypothèses liées aux tendances de consommation, aux conditions atmosphériques et aux changements entre périodes apportés aux catégories de clients.

Contrat de location-financement

La société constate le placement net dans un contrat de location selon la méthode de la location-financement pour Emera Brunswick Pipeline, qui comprend la somme des paiements minimaux au titre de la location et de la valeur résiduelle, déduction faite des frais accessoires estimatifs et des

produits constatés d'avance. La différence entre le placement brut et le coût de l'élément loué pour le contrat de location-financement est constatée comme produits constatés d'avance au début du contrat de location. Les produits constatés d'avance sont comptabilisés dans les résultats sur la durée du contrat de location au moyen d'un taux d'intérêt constant égal au taux de rendement interne du contrat de location et sont comptabilisés à titre de produits d'exploitation – activités à tarifs réglementés – Gaz dans les états des résultats consolidés.

Produits tirés des activités à tarifs non réglementés

Les marges sur les activités de commercialisation et de négociation sont composées des ventes et des achats d'électricité et de gaz, des coûts liés à la capacité des gazoducs et des produits tirés de la gestion d'actifs énergétiques qui correspondent à Emera Energy. Les produits sont constatés lorsque des obligations sont remplies dans le cadre d'un contrat et sont présentés sur une base nette, reflétant la nature de la relation contractuelle avec les clients et les fournisseurs.

Les ventes de l'électricité sont constatées lorsque des obligations sont remplies dans le cadre d'un contrat, soit lorsque l'électricité est livrée aux clients progressivement.

Les paiements de capacité sont constatés lorsque des obligations sont remplies dans le cadre d'un contrat, soit lorsque les centrales sont prêtes à livrer l'électricité aux clients. Les produits tirés des paiements de capacité sont constatés à des taux déterminés au moyen d'un processus d'enchère qui se déroule une fois par année, trois ans à l'avance sur le marché de capacité à terme.

Les autres produits tirés des activités à tarifs non réglementés sont constatés lorsque des obligations sont remplies dans le cadre d'un contrat.

Divers

Les taxes de vente, les taxes sur la valeur ajoutée et les autres taxes, à l'exception des taxes levées sur les rentrées brutes mentionnées ci-après, qui sont perçues par la société auprès des clients au moment des activités génératrices de produits sont exclues des produits.

Droits de concession et recettes brutes

Tampa Electric et PGS recouvrent dollar pour dollar certains coûts engagés auprès de clients en utilisant des prix approuvés par la Florida Public Service Commission («FPSC»). Les montants inclus dans les factures des clients relativement aux droits de concession et aux taxes levées sur les rentrées brutes sont comptabilisés à titre de produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité et produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz dans les états des résultats consolidés. Les droits de concession et les taxes levées sur les rentrées brutes à payer par Tampa Electric et PGS sont comptabilisés à titre de charges au poste «Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales» dans les états des résultats consolidés.

NMGC agit à titre de mandataire en matière de recouvrement et de paiement des droits de concession et des taxes levées sur les rentrées brutes et n'est pas tenue en vertu d'un règlement tarifaire de présenter les montants sur la base du montant brut. Par conséquent, les droits de concession et les taxes levées sur les rentrées brutes de NMGC sont présentés nets et n'ont aucune incidence sur les postes de l'état des résultats consolidé.

2. MODIFICATION DE MÉTHODE COMPTABLE

Les nouvelles méthodes comptables relatives aux PCGR des États-Unis qui s'appliquent à la société, et qui ont été adoptées par celle-ci en 2018, sont présentées ci-après.

Reclassification of Certain Tax Effects from Accumulated Other Comprehensive Income

En février 2018, le FASB a publié l'Accounting Standard Updates («ASU») 2018-02, *Income Statement - Reporting Comprehensive Income (Topic 220): Reclassification of Certain Tax Effects from Accumulated Other Comprehensive Income*. Cette norme permet de reclasser certains effets fiscaux découlant de la loi américaine *Tax Cuts and Jobs Act* du poste «Cumul des autres éléments du résultat étendu» au poste «Bénéfices non répartis» afin d'éviter qu'ils ne restent bloqués dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Cette norme s'appliquera aux exercices et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2018, l'adoption anticipée étant permise. La société a adopté de façon anticipée la norme en juin 2018 et a choisi de ne pas reclasser certains effets fiscaux découlant de la loi américaine *Tax Cuts and Jobs Act* du poste «Cumul des autres éléments du résultat étendu» au poste «Bénéfices non répartis» puisque les montants n'étaient pas significatifs. Emera a recours à une approche de portefeuille pour déterminer le calendrier et la mesure dans laquelle les effets fiscaux bloqués relatifs aux éléments antérieurement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont débloqués. La mise en œuvre de cette norme n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés condensés pour la période close le 30 juin 2018.

Revenue from Contracts with Customers

Le 1^{er} janvier 2018, la société a adopté l'ASU 2014-09, *Revenue from Contracts with Customers*, et toutes ses modifications, qui crée un nouveau cadre fondé sur des principes pour la comptabilisation des produits. La norme a été prescrite par l'Accounting Standards Codification («ASC») Topic 606. Selon le principe de base, une entité doit comptabiliser les produits lorsqu'elle transfère les biens ou services fournis à un client, et ce, selon un montant qui reflète le paiement que l'entité s'attend à recevoir en contrepartie de ces biens ou services. La norme exige que des renseignements additionnels au titre de la nature, du montant et du calendrier des produits et des flux de trésorerie connexes tirés des contrats avec un client, ainsi que de l'incertitude qui les entoure, soient fournis. Cette norme s'applique aux exercices, et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2017.

La société a adopté l'ASC 606 selon la méthode rétrospective modifiée. Les résultats des périodes ouvertes après le 1^{er} janvier 2018 sont présentés selon le Topic 606, tandis que les montants des périodes précédentes n'ont pas été ajustés et sont toujours constatés en fonction des pratiques comptables antérieures. L'adoption de l'ASC 606 n'a entraîné aucun ajustement, à la date d'adoption, des bénéfices non répartis à l'ouverture ou des états des résultats consolidés condensés pour les trois mois et les six mois clos le 30 juin 2018. L'adoption de la nouvelle norme a eu une incidence non significative sur le bénéfice net de la société et aura une incidence non significative sur une base continue.

Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities

Le 1^{er} janvier 2018, la société a adopté l'ASU 2016-01, *Financial Instruments – Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities* et toutes ses modifications. Cette norme fournit des directives sur la comptabilisation, l'évaluation, la présentation et la communication des actifs et des passifs financiers. Elle s'applique aux exercices, et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts à compter du 15 décembre 2017.

En vertu de cette norme, les placements dans des titres de capitaux propres, outre ceux comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ou consolidés, devront être comptabilisés à la juste valeur. La société a choisi d'évaluer les titres de capitaux propres, dont la juste valeur ne peut être déterminée facilement, au coût diminué de toute dépréciation (le cas échéant), majoré ou diminué des variations des cours observables dans le cadre d'opérations fondées sur des placements identiques ou similaires touchant le même émetteur. La norme élimine la catégorie disponible à la vente pour les placements dans des titres de capitaux propres dont les variations étaient comptabilisées dans les autres éléments

du résultat étendu; par conséquent, les variations de la juste valeur devront être comptabilisées en résultat net. L'augmentation de la volatilité au titre des autres produits (charges), montant net, du fait de la réévaluation des placements dans des titres de capitaux propres aura une incidence non significative sur le bénéfice net de la société sur une base continue. Au 1^{er} janvier 2018, un ajustement d'environ 4 millions de dollars au titre de l'incidence cumulative a été effectué dans les bénéfices non répartis dans le bilan consolidé.

Clarifying the Definition of a Business

En janvier 2017, le FASB a publié l'ASU 2017-01, *Clarifying the Definition of a Business*. La norme fournit des lignes directrices pour permettre aux entités d'évaluer si un ensemble d'actifs et d'activités cédés constitue une entreprise. Cette norme s'applique aux exercices, et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2017, et devra faire l'objet d'une application 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 de la société.

Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost

En mars 2017, le FASB a publié l'ASU 2017-07, *Compensation – Retirement Benefits (Topic 715): Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*. La norme exige que la composante coût des services des régimes de retraite à prestations déterminées ou des régimes d'avantages complémentaires de retraite soit présentée dans le même poste que les autres charges de rémunération. Les autres composantes du coût des prestations nettes doivent être présentées dans les états des résultats consolidés en dehors du bénéfice d'exploitation. Seule la composante coût des services peut être capitalisée, selon cette norme, dans les immobilisations corporelles. La norme s'applique aux exercices, et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2017. Elle doit être appliquée rétrospectivement aux fins de la présentation dans les états des résultats consolidés et prospectivement en ce qui concerne la capitalisation.

La société a adopté l'ASU 2017-07 le 1^{er} janvier 2018, et les soldes au 30 juin 2017 ont été retraités rétrospectivement dans les états des résultats consolidés. La norme permet à la société d'utiliser les montants indiqués dans la note sur le régime de retraite et autres avantages complémentaires de retraite pour les périodes comparatives antérieures comme base d'estimation pour l'application des exigences de présentation rétrospective. Ce changement a donné lieu à un reclassement d'un coût de 7 millions de dollars et de 14 millions de dollars, auparavant présenté au titre des «Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales», dans les «Autres produits nets (charges nettes)» dans les états des résultats consolidés condensés pour les trois mois et les six mois clos le 30 juin 2017.

3. PRISES DE POSITION COMPTABLES FUTURES

La société se penche sur l'applicabilité et l'incidence de toutes les ASU publiées par le Financial Accounting Standards Board («FASB»). Les ASU qui ont été publiées, mais qui ne sont pas encore en vigueur, sont conformes à celles présentées dans les états financiers consolidés audités de 2017, à l'exception des mises à jour ci-après.

Leases

En février 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-02, *Leases*. La norme, prescrite par l'ASC Topic 842, vise à améliorer la transparence et la comparabilité de l'information entre les entreprises en exigeant que les actifs et les passifs découlant des contrats de location soient comptabilisés dans le bilan pour les contrats dont la période de location est supérieure à 12 mois. Selon les lignes directrices en vigueur, les contrats de location-exploitation ne sont pas comptabilisés comme des actifs et des passifs dans le bilan. L'incidence des contrats de location sur les états des résultats consolidés et les états des flux de trésorerie consolidés change peu. La norme exige que des renseignements supplémentaires relativement aux principales informations sur les contrats de location soient fournis. Elle s'applique aux exercices, et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts à compter du 15 décembre 2018.

L'adoption anticipée est permise. La norme devra faire l'objet d'une application rétrospective modifiée. La société n'adoptera pas cette norme de façon 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 prévoit faire ce choix. En juillet 2018, le FASB a publié une modification à l'ASC Topic 842 visant à permettre 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 prévoit faire ce choix.

La norme aura une incidence sur la situation financière de la société du fait que cette dernière augmente ses actifs et ses passifs liés à ses contrats de location-exploitation; toutefois, l'incidence de la nouvelle norme sur les états financiers de la société et sur la présentation de l'information n'a toujours pas été entièrement déterminée. En 2017, la société a mis au point et exécuté un plan de projet qui comprenait notamment des séances de formation avec les principaux intervenants dans l'ensemble de l'organisation et la collecte d'informations détaillées sur les contrats de location existants. Les mesures actuellement prises comprennent l'évaluation des choix de mise en œuvre possibles, le calcul des soldes des actifs et des passifs découlant des contrats de location associés à des contrats individuels et l'évaluation des obligations en matière d'informations à fournir. La société mettra en œuvre des processus et des contrôles supplémentaires afin de faciliter l'identification, le suivi et la présentation des contrats de location potentiels conformément aux exigences de la norme. D'importantes mises à jour des systèmes ne sont pas prévues. La société continue de suivre de près les modifications apportées par le FASB à l'ASC Topic 842.

4. INFORMATION SECTORIELLE

Emera présente séparément ses secteurs isolables en raison notamment de la diversité de leurs zones géographiques, de leur cadre d'exploitation et de leur cadre réglementaire. Les secteurs sont présentés en fonction des produits, du bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du total de l'actif de chaque filiale, tels qu'ils sont présentés au principal décideur de l'exploitation de la société. Les six secteurs isolables d'Emera sont Emera Floride et Nouveau-Mexique, NSPI, Emera Maine, Emera Caraïbes, Emera Energy, et le siège social et divers (y compris Emera Utility Services, ENL, Emera Brunswick Pipeline, le siège social, d'autres placements stratégiques et certaines sociétés de portefeuille).

en millions de dollars canadiens	Emera Floride et Nouveau- Mexique	NSPI	Emera Maine	Emera Caraïbes	Emera Energy	Siège social et divers	Élimi- nations intersec- torielles	Total
Pour les trois mois clos le 30 juin 2018								
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	860 \$	320 \$	66 \$	116 \$	47 \$	14 \$	- \$	1 423 \$
Produits intersectoriels ¹	-	1	-	-	3	11	(15)	-
Total des produits d'exploitation	860	321	66	116	50	25	(15)	1 423
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	97	23	6	11	(17)	(30)	-	90
Pour les six mois clos le 30 juin 2018								
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	1 767	743	138	217	335	30	-	3 230
Produits intersectoriels ¹	-	2	-	-	7	18	(27)	-
Total des produits d'exploitation	1 767	745	138	217	342	48	(27)	3 230
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	187	88	16	15	108	(53)	-	361
Pour les trois mois clos le 30 juin 2017								
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	945 \$	303 \$	73 \$	114 \$	14 \$	21 \$	- \$	1 470 \$
Produits intersectoriels ¹	-	1	-	-	3	10	(15)	(1)
Total des produits d'exploitation	945	304	73	114	17	31	(15)	1 469
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	103	29	12	11	(28)	(26)	-	101
Pour les six mois clos le 30 juin 2017								
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	1 834	698	152	218	380	46	-	3 328
Produits intersectoriels ¹	-	2	-	-	7	14	(25)	(2)
Total des produits d'exploitation	1 834	700	152	218	387	60	(25)	3 326
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	182	99	25	18	142	(53)	-	413

1) Tous les soldes et les opérations intersociétés importants ont été éliminés à la consolidation, sauf certaines opérations entre les entités à tarifs non réglementés et à tarifs réglementés, parce que la direction estime que l'élimination de ces opérations entraînerait une sous-évaluation au titre des immobilisations corporelles et des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, ou au titre du combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité. Les opérations intersociétés qui n'ont pas été éliminées sont évaluées au montant de la contrepartie établie et acceptée par les parties liées. Les opérations éliminées sont prises en compte dans la détermination des secteurs isolables.

5. PRODUITS

Le tableau suivant présente la ventilation des produits de la société par sources principales :

en millions de dollars canadiens	Emera Floride et Nouveau- Mexique	NSPI	Emera Maine	Emera Caraïbes	Emera Energy	Siège social et divers	Élimi- nations intersec- torielles	Total
Pour les trois mois clos le 30 juin 2018								
Activités à tarifs réglementés								
Produits tirés de l'électricité								
Secteur résidentiel	313 \$	157 \$	23 \$	40 \$	- \$	- \$	- \$	533 \$
Secteur commercial	181	93	19	67	-	-	-	360
Secteur industriel	52	54	3	6	-	-	-	115
Divers produits liés à l'électricité et reports réglementaires	109	10	7	2	-	-	-	128
Divers ¹	2	7	13	1	-	-	(1)	22
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité	657	321	65	116	-	-	(1)	1 158
Produits tirés du gaz								
Secteur résidentiel	86	-	-	-	-	-	-	86
Secteur commercial	63	-	-	-	-	-	-	63
Secteur industriel	13	-	-	-	-	-	-	13
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	-	-	13	-	13
Divers	39	-	-	-	-	-	-	39
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz	201	-	-	-	-	13	-	214
Activités à tarifs non réglementés								
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	(2)	-	-	(2)
Ventes d'énergie ⁴	-	-	-	-	55	-	(3)	52
Capacité	-	-	-	-	30	-	-	30
Divers	2	-	1	-	-	12	(11)	4
Valeur du marché ³	-	-	-	-	(33)	-	-	(33)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	2	-	1	-	50	12	(14)	51
Total	860 \$	321 \$	66 \$	116 \$	50 \$	25 \$	(15) \$	1 423 \$

1) Le secteur Divers comprend un montant non significatif des loyers, qui ne sont pas comptabilisés à titre de produits tirés de contrats conclus avec des clients.

2) Produits liés à la convention de services du gazoduc Brunswick conclue avec Repsol Energy Canada.

3) Produits non comptabilisés à titre de produits tirés de contrats conclus avec des clients.

4) Comprend les profits (pertes) résultant du règlement des instruments dérivés énergétiques qui ne sont pas comptabilisés à titre de produits tirés de contrats conclus avec des clients.

en millions de dollars canadiens	Emera Floride et Nouveau- Mexique	NSPI	Emera Maine	Emera Caraïbes	Emera Energy	Siège social et divers	Élimi- nations intersec- torielles	Total
Pour les six mois clos le 30 juin 2018								
Activités à tarifs réglementés								
Produits tirés de l'électricité								
Secteur résidentiel	603 \$	393 \$	50 \$	71 \$	- \$	- \$	- \$	1 117 \$
Secteur commercial	348	203	38	126	-	-	-	715
Secteur industriel	100	111	7	14	-	-	-	232
Divers produits liés à l'électricité et reports réglementaires	182	24	10	3	-	-	-	219
Divers ¹	5	14	32	3	-	-	(2)	52
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité	1 238	745	137	217	-	-	(2)	2 335
Produits tirés du gaz								
Secteur résidentiel	265	-	-	-	-	-	-	265
Secteur commercial	155	-	-	-	-	-	-	155
Secteur industriel	24	-	-	-	-	-	-	24
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	-	-	26	-	26
Divers	77	-	-	-	-	-	-	77
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz	521	-	-	-	-	26	-	547
Activités à tarifs non réglementés								
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	67	-	-	67
Ventes d'énergie ⁴	-	-	-	-	150	-	(7)	143
Capacité	-	-	-	-	57	-	-	57
Divers	8	-	1	-	-	22	(18)	13
Valeur du marché ³	-	-	-	-	68	-	-	68
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	8	-	1	-	342	22	(25)	348
Total	1 767 \$	745 \$	138 \$	217 \$	342 \$	48 \$	(27) \$	3 230 \$

1) Le secteur Divers comprend un montant non significatif des loyers, qui ne sont pas comptabilisés à titre de produits tirés de contrats conclus avec des clients.

2) Produits liés à la convention de services du gazoduc Brunswick conclue avec Repsol Energy Canada.

3) Produits non comptabilisés à titre de produits tirés de contrats conclus avec des clients.

4) Comprend les profits (pertes) résultant du règlement des instruments dérivés énergétiques qui ne sont pas comptabilisés à titre de produits tirés de contrats conclus avec des clients.

Obligations de prestation non remplies

Les obligations de prestation non remplies se composent principalement de contrats de transport de gaz, de contrats d'éclairage et des ententes à long terme d'approvisionnement en vapeur à échéances déterminées. Au 30 juin 2018, le prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restent à remplir totalisait 370 millions de dollars. Comme le permet la mesure de simplification de l'ASC 606, ce montant exclut les contrats ayant une durée prévue originale d'un an ou moins et les montants variables des produits qu'Emera comptabilise au montant qu'elle a le droit de facturer pour les services fournis. Emera prévoit comptabiliser des produits liés aux obligations de prestation non remplies jusqu'en 2033.

6. PLACEMENTS ASSUJETTIS À UNE INFLUENCE NOTABLE ET QUOTE-PART DU BÉNÉFICE DES PLACEMENTS DANS DES SOCIÉTÉS SATELLITES

Les placements assujettis à une influence notable se composent de ce qui suit :

	Valeur comptable aux		Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites pour les trois mois clos les 30 juin		Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites pour les six mois clos les 30 juin		Pourcentage de participation
en millions de dollars canadiens	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
NSPML	572 \$	510 \$	15 \$	9 \$	30 \$	16 \$	100,0
LIL ¹	513	492	10	9	20	18	49,5
M&NP ²	157	156	7	5	13	11	12,9
Lucelec ²	40	39	1	1	1	2	19,1
Bear Swamp ³	-	-	10	6	14	9	50,0
Autres placements	29	18	-	-	2	-	-
	1 311 \$	1 215 \$	43 \$	30 \$	80 \$	56 \$	

- 1) Emera détient en propriété indirecte la totalité des parts de catégorie B, soit 24,9 % du total des parts émises. Le pourcentage de la participation d'Emera dans LIL est susceptible de changer selon les investissements qu'Emera et Nalcor Energy devront continuer d'effectuer pour mener à bien la construction de LIL. Le pourcentage ultime du placement d'Emera dans LIL sera déterminé lors de l'achèvement de la construction et de l'établissement des coûts finaux au titre de tous les projets de transport liés aux projets de mise en valeur à Muskrat Falls, y compris les projets de LIL, des actifs de transport du Labrador et du lien maritime, de manière que le total du placement d'Emera dans le lien maritime et LIL corresponde à 49 % des coûts de tous ces projets de transport.
- 2) Bien que le pourcentage de sa participation dans ces entités soit relativement faible, Emera exerce une influence notable sur les décisions d'exploitation et les décisions financières de ces sociétés par l'entremise d'une représentation au sein du conseil d'administration. Par conséquent, Emera comptabilise son placement dans ces entités selon la méthode de la mise en équivalence.
- 3) Le solde du placement dans Bear Swamp est créditeur, principalement en raison d'une distribution de 179 millions de dollars reçue au cours du quatrième trimestre de 2015. Le solde créditeur du placement dans Bear Swamp de 185 millions de dollars (188 millions de dollars en 2017) est comptabilisé dans les autres passifs à long terme dans les bilans consolidés condensés.

Emera comptabilise sa quote-part des droits variables dans NSPML comme un placement dans une société satellite (note 21). Le tableau qui suit résume le bilan consolidé de NSPML :

Aux en millions de dollars canadiens	30 juin 2018	31 décembre 2017
Bilan		
Actif à court terme	130 \$	225 \$
Immobilisations corporelles	1 697	1 720
Actif à long terme	108	74
Total de l'actif	1 935 \$	2 019 \$
Passif à court terme	21 \$	180 \$
Dette à long terme	1 287	1 287
Passif à long terme	55	42
Capitaux propres	572	510
Total du passif et des capitaux propres	1 935 \$	2 019 \$

7. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

La provision pour impôts sur les bénéfices diffère de celle qui est calculée à l'aide des taux d'imposition prévus par la loi pour les raisons suivantes :

Pour les en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	94 \$	144 \$	437 \$	578 \$
Taux d'imposition prévu par la loi	31 %	31 %	31 %	31 %
Impôts sur les bénéfices au taux d'imposition prévu	29	45	135	179
Impôts reportés sur les bénéfices réglementés comptabilisés comme actifs réglementaires et passifs réglementaires	(10)	(11)	(31)	(35)
Variation du taux d'impôt étranger	(7)	11	(17)	19
Amortissement des passifs réglementaires d'impôts	(9)	-	(17)	-
Incidence fiscale de la quote-part du bénéfice dans des placements satellites	(5)	(3)	(10)	(5)
Déductions liées au financement	(1)	(5)	(2)	(9)
Divers	-	(3)	4	(3)
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(3) \$	34 \$	62 \$	146 \$
Taux d'imposition en vigueur	(3) %	24 %	14 %	25 %

Le taux d'imposition prévu par la loi de 31 % représente la combinaison du taux d'imposition fédéral et des taux d'imposition provinciaux de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick, juridictions qui s'appliquent à Emera. La variation du taux d'impôt étranger reflète la réduction du taux d'imposition des sociétés au palier fédéral des États-Unis.

Le 22 décembre 2017, le *US Tax Cuts and Jobs Act* de 2017 (« la Loi ») a été promulgué, ce qui a donné lieu à l'adoption d'un large éventail de changements législatifs, y compris une réduction du taux d'imposition des sociétés au palier fédéral des États-Unis qui passe de 35 % à 21 % à compter du 1^{er} janvier 2018, des limites à la déductibilité des intérêts et la pleine déductibilité des biens admissibles. La Loi prévoit une dispense pour les services publics d'électricité et de gaz naturel réglementés à l'égard de la limitation de la déductibilité des intérêts et la pleine déductibilité des biens admissibles.

La société a dû réévaluer ses actifs et passifs d'impôts reportés au palier fédéral des États-Unis sur la base du nouveau taux d'imposition de 21 % à la date d'entrée en vigueur. La société a comptabilisé une charge d'impôts sur les bénéfices estimative de 317 millions de dollars le 31 décembre 2017 à la suite de la réévaluation de ses actifs d'impôts reportés nets non réglementés des États-Unis. La société a aussi réduit le montant net de ses passifs d'impôts reportés réglementés aux États-Unis d'un montant estimatif de 1,1 milliard de dollars et a comptabilisé un passif réglementaire équivalent étant donné que les avantages découlant d'une baisse d'impôts aux États-Unis devraient être remboursés aux clients au fil du temps conformément à la Loi ou par ordre des organismes de réglementation concernés.

La société a réévalué de façon provisoire tous ses actifs et passifs d'impôts reportés aux États-Unis au 31 décembre 2017, d'après les taux qui devraient s'appliquer au moment de leur reprise dans l'avenir, soit généralement 21 % aux fins de l'impôt fédéral américain. Les soldes d'actifs ou de passifs d'impôts reportés au 31 décembre 2017 qui ont été réévalués sont respectivement de 1,3 milliard de dollars et de 1,8 milliard de dollars. La société analyse encore certains aspects de la Loi, y compris l'évaluation de crédits d'impôt minimum de remplacement remboursables qui pourraient avoir une incidence sur la comptabilisation de ces soldes ou donner lieu à de nouveaux montants d'impôts reportés. D'autres rajustements, le cas échéant, seront comptabilisés par la société au cours de la période d'évaluation en 2018, conformément au Staff Accounting Bulletin n° 118, *Income Tax Accounting Implications of the Tax Cuts and Job Acts*, publié par la Securities and Exchange Commission (la « SEC »). Aucun ajustement lié à la période d'évaluation n'a été comptabilisé au cours des six premiers mois de 2018.

Le tableau suivant illustre la composition des impôts sur les bénéfices tirés des activités poursuivies présentés dans les états des résultats consolidés condensés :

Pour les en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices – exigibles	8 \$	18 \$	19 \$	29 \$
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices – reportés	(11)	16	43	117
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(3) \$	34 \$	62 \$	146 \$

NSPI et l'Agence du revenu du Canada («ARC») sont présentement en litige relativement au calendrier de certaines déductions d'impôts à l'égard des années d'imposition de 2006 à 2010 de NSPI. Le bien-fondé des déductions fiscales n'est pas contesté; il s'agit plutôt du calendrier de ces déductions. Le montant net cumulé à ce jour faisant l'objet du litige s'élève à 62 millions de dollars, y compris les intérêts. NSPI a payé d'avance 23 millions de dollars du montant en litige, selon les exigences de l'ARC.

Si NSPI réussit à défendre sa position, tous les paiements, y compris les intérêts applicables, seront remboursés. Si NSPI ne réussit pas à défendre sa position, les impôts et les intérêts applicables seront déduits des montants déjà payés et tout excédent, le cas échéant, devra être payé à l'ARC. Les déductions fiscales connexes seront disponibles pour les exercices ultérieurs. Si NSPI reçoit également des avis de nouvelle cotisation pour les années qui ne font pas l'objet d'un litige actuellement, des paiements supplémentaires devront être versés; cependant, le bien-fondé de ces déductions fiscales, encore une fois, ne serait pas contesté.

NSPI et ses conseillers estiment que NSPI a présenté sa position fiscale correctement, et NSPI conteste les nouvelles cotisations au moyen du processus d'appel de l'ARC. NSPI continue d'évaluer ses options relativement à la résolution du litige; toutefois, l'issue du processus d'appel ne peut être déterminée à l'heure actuelle.

8. ACTIONS ORDINAIRES

Autorisées : Nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

	En millions d'actions	En millions de dollars canadiens
Émises et en circulation :		
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 en vertu des régimes d'achat d'actions, au prix du marché	2,56	104
Escompte sur les actions achetées en vertu du régime de réinvestissement des dividendes	-	(5)
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants	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 ont été émises, soit plus de 99,9 % des débentures convertibles ayant été converties en actions ordinaires.
- 2) Au premier trimestre de 2018, Emera a émis 0,45 million d'actions ordinaires visant à faciliter la création et l'émission de 1,8 million de certificats représentatifs d'actions étrangères dans le cadre de l'acquisition de la participation dans ICDU. Les certificats représentatifs d'actions étrangères sont inscrits à la Bahamas International Securities Exchange.

9. RÉSULTAT PAR ACTION

Le tableau suivant rapproche le calcul du résultat de base et dilué par action :

Pour les 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
Numérateur				
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	89,5 \$	101,0 \$	360,9 \$	413,4 \$
Numérateur – résultat dilué	89,5	101,0	360,9	413,4
Dénominateur				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	231,2	211,7	230,5	211,1
Nombre moyen pondéré d'unités d'actions différées en circulation	1,3	1,1	1,3	1,1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	232,5	212,8	231,8	212,2
Rémunération à base d'actions	0,3	0,6	0,4	0,5
Débentures convertibles	0,1	0,1	0,1	0,1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	232,9	213,5	232,3	212,8
Résultat par action ordinaire				
De base	0,38 \$	0,47 \$	1,56 \$	1,95 \$
Dilué	0,38 \$	0,47 \$	1,55 \$	1,94 \$

10. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont comme suit :

en millions de dollars canadiens	(Perte latente) gain latent à la conversion des comptes d'établisse- ments étrangers autonomes	Variation nette des couvertures de placements nets	(Pertes) gains sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Variation nette des placements disponibles à la vente	Variation nette des coûts non constatés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Total du CAÉRE
Pour les six mois clos le 30 juin 2018						
Solde au 1 ^{er} janvier 2018	29 \$	48 \$	(3) \$	3 \$	(265) \$	(188) \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	343	(66)	2	-	-	279
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	-	-	(6)	(4)	19	9
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	343	(66)	(4)	(4)	19	288
Solde au 30 juin 2018	372 \$	(18) \$	(7) \$	(1) \$	(246) \$	100 \$

en millions de dollars canadiens	(Perte latente) gain latent à la conversion des comptes d'établisse- ments étrangers autonomes	Variation nette des couvertures de placements nets	(Pertes) gains sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Variation nette des placements disponibles à la vente	Variation nette des coûts non constatés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Total du CAÉRE
Pour les six mois clos le 30 juin 2017						
Solde au 1 ^{er} janvier 2017	486 \$	(49) \$	(21) \$	(1) \$	(309) \$	106 \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	(229)	52	5	4	-	(168)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	-	-	4	(1)	13	16
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	(229)	52	9	3	13	(152)
Solde au 30 juin 2017	257 \$	3 \$	(12) \$	2 \$	(296) \$	(46) \$

Les reclassements hors du cumul des autres éléments du résultat étendu sont comme suit :

Pour les en millions de dollars canadiens		Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
		2018	2017	2018	2017
Élément touché dans les états financiers consolidés		Montants reclassés hors du CAÉRÉ			
Pertes (gains) sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie					
Swaps sur l'électricité et le gaz	Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	1 \$	1 \$	(3) \$	(3) \$
Contrats de change à terme	Produits d'exploitation – activités à tarifs réglementés	(2)	3	(4)	6
Total avant impôts		(1)	4	(7)	3
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices		-	-	1	1
Total, déduction faite des impôts		(1) \$	4 \$	(6) \$	4 \$
Variation nette des placements disponibles à la vente					
Autres produits nets (charges nettes)		-	-	-	(1)
Bénéfices non répartis ¹		-	-	(4)	-
Total avant impôts		-	-	(4)	(1)
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices		-	-	-	-
Total, déduction faite des impôts		-	-	(4)	(1)
Variation nette des coûts non constatés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite					
Pertes actuarielles (gains actuariels)	Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	13 \$	5 \$	23 \$	15 \$
Coûts (gains) au titre des services passés	Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	(1)	(2)	(3)	(4)
Total avant impôts		12	3	20	11
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices		(1)	2	(1)	2
Total, déduction faite des impôts		11 \$	5 \$	19 \$	13 \$
Total des reclassements hors du CAÉRÉ, déduction faite des impôts, pour la période		10 \$	9 \$	9 \$	16 \$

1) Liés à l'adoption de l'ASU 2016-01, *Financial Instruments – Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*. Se reporter à la note 2, Modification de méthode comptable.

11. INSTRUMENTS DÉRIVÉS

La société conclut des contrats à terme standardisés, des contrats à terme de gré à gré, des swaps et des contrats sur options dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques pour limiter son exposition aux :

- fluctuations des prix des produits de base liées à l'achat et à la vente de produits de base dans le cours normal des activités;
- fluctuations du taux de change sur les achats et les ventes libellés en devises;
- fluctuations du taux d'intérêt sur les titres de créance.

La société conclut également des contrats prévoyant la livraison visant des produits de base énergétiques. Collectivement, ces contrats sont considérés comme des instruments dérivés. La société comptabilise les instruments dérivés selon l'une des quatre méthodes suivantes :

1. Les contrats prévoyant la livraison qui satisfont aux critères d'exemption en matière d'AVC ne sont pas comptabilisés au bilan; ils sont constatés dans les résultats lorsqu'ils sont réglés. Un contrat prévoyant la livraison satisfait généralement aux critères d'exemption en matière d'AVC si l'opération est raisonnable en regard des besoins commerciaux de la société, si la contrepartie détient ou contrôle les ressources à proximité pour permettre la livraison des produits de base, si la société désire recevoir la livraison de ces produits de base et si la société estime que la contrepartie est solvable. La société évalue constamment les contrats désignés en vertu de l'exemption en matière d'AVC et cessera le traitement de ces contrats en vertu de cette exemption si les critères requis ne sont plus satisfaits.
2. Les instruments dérivés admissibles à la comptabilité de couverture sont comptabilisés à leur juste valeur au bilan. Les instruments dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture s'ils respectent les exigences rigoureuses concernant la documentation et s'ils assurent une couverture efficace du risque lié aux flux de trésorerie relevé au moment de leur entrée en vigueur et pendant leur durée. Particulièrement pour les couvertures de flux de trésorerie, la tranche efficace de la variation de la juste valeur des instruments dérivés est reportée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et comptabilisée dans les résultats au cours de la même période où la couverture de l'élément correspondant est réalisée. Toute tranche inefficace de la variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie est constatée dans le bénéfice net de la période.

Lorsque les exigences de documentation ou d'efficacité ne sont pas respectées, les instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans le bénéfice net de la période visée, à moins qu'elles ne soient reportées par suite de l'application de la comptabilité réglementaire.

3. Les instruments dérivés conclus par Tampa Electric, PGS, NMGC, NSPI, Emera Maine et GBPC qui sont documentés comme des couvertures économiques, et pour lesquels la société ne s'est pas prévaluée de l'exemption en matière d'AVC, sont assujettis à un traitement comptable réglementaire. Ces instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur au bilan comme des actifs et passifs dérivés. La variation de la juste valeur des instruments dérivés est reportée à titre d'actifs ou de passifs réglementaires. Le gain ou la perte est constaté dans l'élément couvert lorsque ce dernier est réglé. La direction estime que tout gain ou toute perte résultant du règlement de ces instruments dérivés liés au combustible pour la production et l'achat d'électricité sera remis aux clients ou recouvré auprès de ceux-ci à même les tarifs futurs.
4. Les instruments dérivés qui ne respectent pas les critères ci-dessus sont désignés à titre d'instruments dérivés détenus à des fins de transaction et sont portés au bilan à la juste valeur, les variations étant généralement comptabilisées dans le bénéfice net de la période, à moins qu'elles ne soient reportées par suite de l'application de la comptabilité réglementaire. La société n'a pas choisi de classer des instruments dérivés dans la catégorie des instruments détenus à des fins de transaction lorsqu'un autre traitement comptable serait utilisé.

Les actifs et passifs dérivés liés aux catégories susmentionnées se présentaient comme suit :

	Actifs dérivés		Passifs dérivés	
Aux en millions de dollars canadiens	30 juin 2018	31 décembre 2017	30 juin 2018	31 décembre 2017
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Swaps sur l'électricité	1 \$	5 \$	1 \$	2 \$
Contrats de change à terme	-	2	4	5
	1	7	5	7
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats de charbon	118	137	9	10
Achats d'électricité	3	5	2	3
Achats et ventes de gaz naturel	5	6	5	7
Achats de mazout lourd	34	15	4	4
Contrats de change à terme	33	32	2	4
Achats et ventes de gaz naturel et de biocarburant prévoyant la livraison	-	-	1	-
	193	195	23	28
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	61	125	71	162
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	93	105	263	294
	154	230	334	456
<i>Autres instruments dérivés</i>				
Swaps de taux d'intérêt	1	2	-	-
	1	2	-	-
Total des instruments dérivés à court terme bruts	349	434	362	491
Incidence des accords généraux de compensation visant un règlement, soit sur la base du solde net, soit simultanément	(101)	(181)	(101)	(181)
	248	253	261	310
Court terme	167	141	183	227
Long terme	81	112	78	83
Total des instruments dérivés	248 \$	253 \$	261 \$	310 \$

Les actifs et passifs dérivés sont classés à court terme ou à long terme selon l'échéance des contrats sous-jacents.

Les détails des accords généraux de compensation, présentés à leur montant net aux bilans consolidés condensés, sont résumés dans le tableau suivant :

	Actifs dérivés		Passifs dérivés	
Aux en millions de dollars canadiens	30 juin 2018	31 décembre 2017	30 juin 2018	31 décembre 2017
Report réglementaire	14 \$	14 \$	14 \$	14 \$
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction	87	167	87	167
Incidence totale des accords généraux de compensation visant un règlement, soit sur la base du solde net, soit simultanément	101 \$	181 \$	101 \$	181 \$

Couvertures de flux de trésorerie

La société conclut des instruments dérivés qui sont désignés comme des couvertures de flux de trésorerie. Emera conclut des swaps sur l'électricité afin de limiter l'exposition de Bear Swamp aux prix d'achat de l'électricité. La société conclut également des contrats de change à terme afin de couvrir le risque de change au titre des flux de produits libellés en devises pour le gazoduc Brunswick.

Les montants liés aux couvertures de flux de trésorerie comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et les résultats se présentent comme suit :

Pour les en millions de dollars canadiens	2018		Trois mois clos les 30 juin 2017	
	Swaps sur l'électricité	Contrats de change à terme	Swaps sur l'électricité	Contrats de change à terme
Gain réalisé (perte réalisée) – combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	(1) \$	- \$	(1) \$	- \$
Gain réalisé (perte réalisée) – produits d'exploitation réglementés	-	2	-	(3)
Total des gains (pertes) – bénéfice net	(1) \$	2 \$	(1) \$	(3) \$

Pour les en millions de dollars canadiens	2018		Six mois clos les 30 juin 2017	
	Swaps sur l'électricité	Contrats de change à terme	Swaps sur l'électricité	Contrats de change à terme
Gain réalisé (perte réalisée) – combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	3 \$	- \$	3 \$	- \$
Gain réalisé (perte réalisée) – produits d'exploitation réglementés	-	4	-	(6)
Total des gains (pertes) – bénéfice net	3 \$	4 \$	3 \$	(6) \$

Aux en millions de dollars canadiens	30 juin 2018		31 décembre 2017	
	Swaps sur l'électricité	Contrats de change à terme	Swaps sur l'électricité	Contrats de change à terme
Total des gains latents (pertes latentes) dans le CAÉRE (tranche efficace), déduction faite des impôts	(3) \$	(4) \$	- \$	(3) \$

La société prévoit reclasser dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois des pertes latentes de 2 millions de dollars figurant actuellement dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au fur et à mesure que les opérations couvertes sous-jacentes seront réglées.

Au 30 juin 2018, la société avait conclu les volumes théoriques suivants d'instruments dérivés désignés comme des couvertures de flux de trésorerie devant être réglés comme il est décrit ci-dessous :

en millions	2018	2019	2020
Ventes – contrats de change à terme (\$ US)	19 \$	30 \$	30 \$

Report réglementaire

La société a comptabilisé les variations suivantes des gains réalisés et latents (pertes réalisées et latentes) à l'égard des instruments dérivés faisant l'objet d'un report réglementaire :

Pour les en millions de dollars canadiens	2018			Trois mois clos les 30 juin 2017		
	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Achats et ventes de gaz naturel et de biocarburant prévoyant la livraison	Contrats de change à terme	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Achats et ventes de gaz naturel prévoyant la livraison	Contrats de change à terme
Gain latent (perte latente) dans les actifs réglementaires	1 \$	1 \$	2 \$	(7) \$	- \$	(2) \$
Gain latent (perte latente) dans les passifs réglementaires	61	-	(20)	8	-	(11)
(Gain réalisé) perte réalisée dans les passifs réglementaires	(3)	-	-	-	-	-
(Gain réalisé) perte réalisée dans les stocks ¹	(12)	-	16	(3)	-	(11)
(Gain réalisé) perte réalisée dans le combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité ²	1	-	4	(2)	-	(4)
Total des variations – instruments dérivés	48 \$	1 \$	2 \$	(4) \$	- \$	(28) \$

1) (Gains réalisés) pertes réalisées qui seront comptabilisés dans le combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité lorsque l'élément couvert sera consommé.

2) (Gains réalisés) pertes réalisées sur les instruments dérivés réglés et consommés au cours de la période; relations de couverture qui ont pris fin ou opérations couvertes qui ne sont plus probables.

Pour les en millions de dollars canadiens	2018			Six mois clos les 30 juin 2017		
	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Achats et ventes de gaz naturel et de biocarburant prévoyant la livraison	Contrats de change à terme	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Achats et ventes de gaz naturel prévoyant la livraison	Contrats de change à terme
Gain latent (perte latente) dans les actifs réglementaires	(8) \$	(1)\$	3 \$	(27) \$	(5) \$	(2) \$
Gain latent (perte latente) dans les passifs réglementaires	41	-	(14)	8	1	(17)
(Gain réalisé) perte réalisée dans les passifs réglementaires	(5)	-	-	(1)	-	-
(Gain réalisé) perte réalisée dans les stocks ¹	(25)	-	11	(8)	-	(23)
(Gain réalisé) perte réalisée dans le combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité ²	(2)	-	3	(4)	-	(9)
Total des variations – instruments dérivés	1 \$	(1)\$	3 \$	(32) \$	(4) \$	(51) \$

1) (Gains réalisés) pertes réalisées qui seront comptabilisés dans le combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité lorsque l'élément couvert sera consommé.

2) (Gains réalisés) pertes réalisées sur les instruments dérivés réglés et consommés au cours de la période; relations de couverture qui ont pris fin ou opérations couvertes qui ne sont plus probables.

Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base

Au 30 juin 2018, la société avait conclu les volumes théoriques suivants de swaps et contrats à terme de gré à gré sur des produits de base désignés aux fins du report réglementaire qui devraient être réglés comme il est décrit ci-dessous :

	2018	2019-2022
en millions	Achats	Achats
Charbon (en tonnes métriques)	-	1
Gaz naturel (MBTU)	25	11
Mazout lourd (en barils)	-	1

Swaps et contrats de change à terme de gré à gré

Au 30 juin 2018, la société avait conclu les volumes théoriques suivants de swaps et de contrats de change à terme de gré à gré liés à des contrats sur des produits de base qui devraient être réglés comme il est décrit ci-dessous :

	2018	2019-2020
Contrats de change à terme (en millions de dollars américains)	52 \$	171 \$
Taux moyen pondéré	1,1081	1,2062
% de \$ US requis	55 %	41 %

La société réévalue les prévisions de fluctuations des cours de change périodiquement et conclura des couvertures additionnelles ou dénouera les couvertures existantes, au besoin.

Instruments dérivés détenus à des fins de transaction

Dans le cours normal de ses activités, Emera conclut des contrats d'achat et de vente de gaz naturel prévoyant la livraison, et des swaps, des contrats à terme de gré à gré et des contrats à terme standardisés sur l'électricité et le gaz naturel pour assurer une couverture économique des contrats prévoyant la livraison. Ces instruments dérivés sont tous considérés comme détenus à des fins de transaction.

La société a comptabilisé les gains (pertes) réalisés et latents suivants relativement aux instruments dérivés détenus à des fins de transaction :

Pour les en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité – produits d'exploitation non réglementés	(1) \$	5 \$	(10) \$	6 \$
Swaps, contrats à terme de gré à gré, contrats à terme standardisés, contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel – produits d'exploitation non réglementés	22	54	159	377
Swaps, contrats à terme de gré à gré, contrats à terme standardisés et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel – combustible non réglementé pour l'achat d'électricité	-	5	-	8
Swaps, contrats à terme de gré à gré, contrats à terme standardisés et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité – combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	2	-	-	(1)
	23 \$	64 \$	149 \$	390 \$

Au 30 juin 2018, la société avait conclu les volumes théoriques suivants de dérivés détenus à des fins de transaction qui devraient être réglés comme il est décrit ci-dessous :

en millions	2018	2019	2020	2021	2022
Achats de gaz naturel (MBTU)	246	185	73	50	41
Ventes de gaz naturel (MBTU)	174	96	25	9	2
Achats d'électricité (MWh)	3	3	-	-	-
Ventes d'électricité (MWh)	4	3	-	-	-
Options de change (\$ US)	2 \$	- \$	- \$	- \$	- \$

Autres instruments dérivés

La société n'a comptabilisé aucun gain (perte) réalisé et latent relativement aux couvertures de flux de trésorerie dont les exigences relativement à la documentation n'ont pas été respectées pour les trois mois et les six mois clos le 30 juin 2018 (1 million de dollars en 2017).

Au 30 juin 2018, la société avait conclu des swaps de taux d'intérêt visant la facilité de crédit à terme non renouvelable de 250 millions de dollars au titre du gazoduc Brunswick en vue des paiements d'intérêts à verser jusqu'à ce que la dette arrive à échéance en 2019.

Risque de crédit

La société est exposée à un risque de crédit relativement aux comptes clients, aux dépôts de garantie au titre de la commercialisation de l'énergie et aux actifs dérivés. Le risque de crédit s'entend de la perte éventuelle découlant de la non-exécution d'une contrepartie aux termes d'une entente. La société gère le risque de crédit au moyen de politiques et procédures portant sur l'analyse des contreparties, l'évaluation des risques, et le suivi et l'atténuation des risques. Des évaluations du risque de crédit sont effectuées à l'égard de tous les nouveaux clients et contreparties, et des dépôts ou garanties sont exigés pour les comptes dont le risque est élevé.

La société évalue régulièrement le risque de pertes de crédit et, s'il y a lieu, comptabilise des provisions. En ce qui a trait aux contreparties, la société a mis en œuvre des procédures pour surveiller la solvabilité et le risque de crédit des contreparties et tenir compte de la probabilité de défaillance dans l'évaluation des positions des contreparties. La société surveille la solvabilité des contreparties, y compris celles qui éprouvent des problèmes financiers, qui ont des taux de probabilité de défaillance qui fluctuent beaucoup ou des notes de crédit variables des agences de notation externes, ou qui changent de propriétaires. Les positions nettes des passifs sont rajustées en fonction de la probabilité de défaillance actuelle de la société. Les positions nettes des actifs sont rajustées en fonction de la probabilité de défaillance actuelle de la contrepartie. La société évalue le risque de crédit en interne pour les contreparties qui ne sont pas notées.

Il est possible qu'en raison de la volatilité des prix des produits de base, la société soit exposée à d'importants risques de crédit associés à une ou plusieurs contreparties. Si ces contreparties n'exécutent pas leurs obligations aux termes d'un ou de plusieurs contrats, la société risque de subir une importante perte financière. La société traite avec des contreparties dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques associés aux prix des produits de base, aux taux de change et aux taux d'intérêt. Les contreparties qui excèdent les limites de crédit établies peuvent fournir un dépôt au comptant ou une lettre de crédit équivalant au montant excédant la limite de crédit lorsqu'un contrat l'exige. La société obtient également des dépôts au comptant auprès des clients à qui elle vend de l'électricité. La société utilise le montant au comptant à titre de paiement pour la somme à recevoir ou retourne le dépôt ou la garantie au client ou à la contrepartie lorsque ce dépôt ou cette garantie n'est plus exigé par la société.

La société conclut des ententes-cadres sur produits de base avec ses contreparties afin de gérer certains risques, y compris le risque de crédit lié à ces contreparties. La société conclut généralement des ententes au titre de l'International Swaps and Derivatives Association, du North American Energy Standards Board et de l'Edison Electric Institute. La société estime que la conclusion de tels accords offre

une protection en créant des droits contractuels relativement à la solvabilité, aux garanties, à la non-exécution et à la défaillance.

Au 30 juin 2018, les actifs financiers de la société considérés comme étant en souffrance, depuis 62 jours en moyenne, totalisaient 127 millions de dollars (90 millions de dollars au 31 décembre 2017). La juste valeur de ces actifs financiers s'élevait à 114 millions de dollars (78 millions de dollars au 31 décembre 2017), la différence étant incluse dans la provision pour créances douteuses. Ces actifs sont principalement liés aux débiteurs associés aux produits tirés de l'électricité et du gaz.

Dépôt en garantie

La position de la société au titre des dépôts en garantie comprend ce qui suit :

Aux en millions de dollars canadiens	30 juin 2018	31 décembre 2017
Dépôts en garantie consentis à des tiers	34 \$	119 \$
Dépôts en garantie reçus de tiers	95	99

La garantie est donnée dans le cours normal des activités d'après la solvabilité de la société, y compris la note obtenue auprès de certaines grandes agences d'évaluation du crédit pour ses titres de premier rang non garantis. Certains instruments dérivés contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent que la garantie soit donnée si un événement défavorable important lié au crédit survient. Si, en raison de ce type d'événement, les titres de créance de premier rang non garantis de la société ne sont plus considérés comme des titres de première qualité, les contreparties à ces instruments dérivés pourraient exiger des garanties complètes continues.

Au 30 juin 2018, la juste valeur totale de ces instruments dérivés, en situation de passif, était de 261 millions de dollars (310 millions de dollars au 31 décembre 2017). Si les notes de crédit de la société étaient abaissées sous le niveau de première qualité, il se pourrait que la société doive donner en garantie la valeur intégrale de la position nette des passifs relativement à ces instruments dérivés.

12. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR

La société est tenue de déterminer la juste valeur de tous les instruments dérivés, sauf ceux qui sont admissibles à l'exemption en matière d'AVC (se reporter à la note 11) et utilisent une approche axée sur le marché à cet égard. Les trois niveaux de la hiérarchie de la juste valeur sont définis comme suit :

Niveau 1 – Lorsque c'est possible, la société fonde l'évaluation à la juste valeur de ses actifs et passifs financiers sur les prix cotés sur des marchés actifs («prix cotés») pour des actifs et passifs identiques.

Niveau 2 – Lorsque les prix cotés pour des actifs et passifs identiques ne sont pas disponibles, l'évaluation de certains contrats doit être fondée sur les prix cotés d'actifs et de passifs semblables, avec un rajustement lié aux différences d'emplacement. En outre, certains instruments dérivés sont évalués en utilisant les cours aux chambres de compensation hors Bourse.

Niveau 3 – Lorsque les informations nécessaires pour une évaluation de niveau 1 ou de niveau 2 ne sont pas disponibles, les instruments dérivés doivent être évalués au moyen de données non observables ou établies en interne. Les raisons principales d'un classement au niveau 3 sont les suivantes :

- Bien que les évaluations aient été fondées sur les prix cotés, des hypothèses importantes sont nécessaires pour tenir compte des différentiels liés à la saison et au mois ainsi qu'à l'emplacement.
- La durée de certaines opérations se prolonge au-delà de la période où les prix cotés sont disponibles et, par conséquent, des hypothèses ont été faites afin d'extrapoler les prix de la dernière période visée jusqu'à la fin de la durée de l'opération.
- Les valeurs de certaines opérations étaient fondées sur des modèles internes même si des prix cotés ont été utilisés pour les évaluations.

Des actifs et passifs dérivés sont classés entièrement en fonction du niveau le plus faible des données qui est important pour l'évaluation à la juste valeur.

Les tableaux suivants présentent le classement de la méthode utilisée par la société pour évaluer la juste valeur de ses instruments dérivés :

Au	30 juin 2018			
en millions de dollars canadiens	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actif				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Swaps sur l'électricité	1 \$	- \$	- \$	1 \$
	1	-	-	1
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats de charbon	-	109	-	109
Achats d'électricité	3	-	-	3
Achats et ventes de gaz naturel	7	3	-	10
Achats de mazout lourd	-	24	-	24
Contrats de change à terme	-	33	-	33
	10	169	-	179
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	7	1	5	13
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré, contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel et transport connexe	1	30	23	54
	8	31	28	67
<i>Autres instruments dérivés</i>				
Swaps de taux d'intérêt	-	1	-	1
	-	1	-	1
Total de l'actif	19	201	28	248
Passif				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Swaps sur l'électricité	1	-	-	1
Contrats de change à terme	-	4	-	4
	1	4	-	5
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats d'électricité	3	-	-	3
Achats de mazout lourd	-	-	-	-
Achats et ventes de gaz naturel	3	1	-	4
Contrats de change à terme	-	1	-	1
Achats et ventes de gaz naturel et de biocarburant prévoyant la livraison	-	1	-	1
	6	3	-	9
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	18	3	2	23
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	-	28	196	224
	18	31	198	247
Total du passif	25	38	198	261
Actif (passif) net	(6) \$	163 \$	(170) \$	(13) \$

Au	31 décembre 2017			
en millions de dollars canadiens	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actif				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Swaps sur l'électricité	5 \$	- \$	- \$	5 \$
Contrats de change à terme	-	2	-	2
	5	2	-	7
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats de charbon	-	127	-	127
Achats d'électricité	5	-	-	5
Achats et ventes de gaz naturel	-	5	-	5
Achats de mazout lourd	4	8	-	12
Contrats de change à terme	-	32	-	32
	9	172	-	181
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	-	3	9	12
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré, contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel et transport connexe	-	26	25	51
	-	29	34	63
<i>Autres instruments dérivés</i>				
Swaps de taux d'intérêt	-	2	-	2
	-	2	-	2
Total de l'actif	14	205	34	253
Passif				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Swaps sur l'électricité	2	-	-	2
Contrats de change à terme	-	5	-	5
	2	5	-	7
<i>Report réglementaire</i>				
Achats d'électricité	3	-	-	3
Achats et ventes de gaz naturel	5	1	-	6
Contrats de change à terme	-	4	-	4
	8	5	-	13
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	49	5	(4)	50
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	6	47	187	240
	55	52	183	290
Total du passif	65	62	183	310
Actif (passif) net	(51) \$	143 \$	(149) \$	(57) \$

La variation de la juste valeur des actifs financiers de niveau 3 pour les trois mois clos le 30 juin 2018 se présente comme suit :

en millions de dollars canadiens	<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>		
	Électricité	Gaz naturel	Total
Solde au début de la période	3 \$	21 \$	24 \$
Total des gains réalisés et latents inclus (pertes réalisées et latentes incluses) dans les produits d'exploitation non réglementés	2	2	4
Solde au 30 juin 2018	5 \$	23 \$	28 \$

La variation de la juste valeur des passifs financiers de niveau 3 pour les trois mois clos le 30 juin 2018 se présente comme suit :

en millions de dollars canadiens	<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>		
	Électricité	Gaz naturel	Total
Solde au début de la période	3 \$	180 \$	183 \$
Total des gains réalisés et latents inclus (pertes réalisées et latentes incluses) dans les produits d'exploitation non réglementés	(1)	16	15
Solde au 30 juin 2018	2 \$	196 \$	198 \$

La variation de la juste valeur des actifs financiers de niveau 3 pour les six mois clos le 30 juin 2018 se présente comme suit :

en millions de dollars canadiens	<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>		
	Électricité	Gaz naturel	Total
Solde au début de la période	9 \$	25 \$	34 \$
Total des gains réalisés et latents inclus (pertes réalisées et latentes incluses) dans les produits d'exploitation non réglementés	(4)	(2)	(6)
Solde au 30 juin 2018	5 \$	23 \$	28 \$

La variation de la juste valeur des passifs financiers de niveau 3 pour les six mois clos le 30 juin 2018 se présente comme suit :

en millions de dollars canadiens	<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>		
	Électricité	Gaz naturel	Total
Solde au début de la période	(4) \$	187 \$	183 \$
Total des gains réalisés et latents inclus (pertes réalisées et latentes incluses) dans les produits d'exploitation non réglementés	6	9	15
Solde au 30 juin 2018	2 \$	196 \$	198 \$

La société évalue les données du marché observables tous les trimestres afin d'établir si les transferts entre les niveaux sont appropriés. Pour les trois mois clos le 30 juin 2018, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux.

Les données non observables importantes utilisées dans l'évaluation de la juste valeur des instruments dérivés sur le gaz naturel et l'électricité incluent des prix fixés par des tiers pour des instruments financiers basés sur des marchés peu liquides, les coefficients de corrélation et les différentiels établis en interne, le risque de crédit propre à l'entité et les taux d'actualisation. Les corrélations et différentiels élaborés en interne sont revus tous les trimestres à partir d'analyses statistiques des marchés au comptant dans les divers marchés à terme peu liquides. Dans la mesure du possible, Emera utilise aussi les prix provenant de divers courtiers dans un effort pour évaluer et justifier ces données non observables. Les taux d'actualisation peuvent inclure une prime de risque pour les contrats de change de gré à gré à long terme assortis de points d'illiquidité au titre des prix futurs en vue de tenir compte de l'incertitude inhérente à ces points. Les primes de risque liées à des contrats à long terme sont évaluées par l'observation de pratiques semblables dans l'industrie et la tenue de discussions avec des pairs du secteur. Des augmentations (diminutions) importantes d'une de ces données pourraient entraîner une évaluation de la juste valeur considérablement inférieure (supérieure).

Le tableau suivant présente de l'information quantitative sur les données non observables importantes utilisées aux fins de l'évaluation de la juste valeur de niveau 3 de la hiérarchie de la juste valeur :

Au	30 juin 2018				
en millions de dollars canadiens	Juste valeur	Technique d'évaluation	Données non observables	Fourchette	Moyenne pondérée
Actif					
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction – swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité</i>	1 \$	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	23,35 \$ - 90,15 \$	40,92 \$
			Probabilités de défaillance	0,03 % - 1,12 %	0,42 %
			Taux d'actualisation	0,18 % - 14,92 %	7,30 %
	4	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	21,65 \$ - 41,88 \$	31,27 \$
			Probabilités de défaillance	0,03 % - 0,29 %	0,20 %
			Taux d'actualisation	0,02 % - 3,44 %	1,62 %
			Coefficients de corrélation	86,97 % - 86,97 %	86,97 %
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction – swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel</i>	14	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	2,14 \$ - 5,71 \$	3,16 \$
			Probabilités de défaillance	0,01 % - 3,69 %	0,56 %
			Taux d'actualisation	0,01 % - 33,06 %	8,05 %
	9	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	1,99 \$ - 11,57 \$	5,46 \$
			Ajustement de base	(0,08) \$ - 0,80 \$	0,63 \$
			Probabilités de défaillance	0,01 % - 1,16 %	0,11 %
			Taux d'actualisation	0,01 % - 9,7 %	1,64 %
Total de l'actif		28 \$			
Passif					
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction – swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité</i>	2 \$	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	5,95 \$ - 41,88 \$	20,83 \$
			Probabilités de défaillance	0,03 % - 0,29 %	0,17 %
			Taux d'actualisation	0,02 % - 4,06 %	2,03 %
			Coefficients de corrélation	86,97 % - 86,97 %	86,97 %
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction – swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel</i>	153	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	1,95 \$ - 10,86 \$	4,02 \$
			Risque de crédit propre à l'entité	0,02 % - 1,06 %	0,14 %
			Taux d'actualisation	0,01 % - 14,50 %	3,42 %
	43	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	2,24 \$ - 11,58 \$	8,81 \$
			Ajustement de base	0,09 \$ - 0,79 \$	0,59 \$
			Risque de crédit propre à l'entité	0,01 % - 3,68 %	0,05 %
			Taux d'actualisation	0,05 % - 9,70 %	1,54 %
Total du passif		198 \$			
Actif (passif) net		(170) \$			

Les actifs et les passifs financiers compris dans les bilans consolidés et qui ne sont pas évalués à la juste valeur se présentent comme suit :

Aux

en millions de dollars canadiens	Valeur comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
30 juin 2018	14 163 \$	14 997 \$	- \$	14 175 \$	822 \$	14 997 \$
31 décembre 2017	13 881 \$	15 217 \$	69 \$	14 346 \$	802 \$	15 217 \$

La société a désigné des billets hybrides libellés en dollars américains d'un montant de 1,2 milliard de dollars comme couvertures du risque de change de ses placements nets dans des établissements dont les activités sont libellées en dollars américains. Une perte de change après impôts de 30 millions de dollars a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu pour les trois mois clos le 30 juin 2018 (gain de 39 millions de dollars après impôts en 2017). Une perte de change après impôts de 66 millions de dollars a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu pour les six mois clos le 30 juin 2018 (gain de 52 millions de dollars après impôts en 2017). Il n'y a pas eu d'inefficacité de la couverture pour les six mois clos le 30 juin 2018 (néant en 2017).

13. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Un sommaire des actifs et des passifs réglementaires de la société est présenté ci-dessous. Pour une description complète de la nature des actifs et des passifs réglementaires de la société, se reporter à la note 16 des états financiers consolidés audités annuels de 2017 d'Emera.

Aux en millions de dollars canadiens	30 juin 2018	31 décembre 2017
Actifs réglementaires		
Actifs réglementaires d'impôts reportés	728 \$	667 \$
Régime de retraite et régime d'avantages complémentaires de retraite – soins de santé	349	345
Mesure environnementale corrective	38	41
Clauses de recouvrement des coûts	31	17
Coûts de désendettement non amortis	28	32
Coûts de remise en état liés à l'ouragan Matthew de GBPC	27	28
Recouvrement des coûts irrécupérables	27	25
Report au titre du programme de gestion axée sur la demande de 2015	26	28
Provision pour tempêtes	12	59
Ajustement de base de la dette	12	13
Reports liés aux instruments dérivés	10	15
Coûts reportés liés au refinancement des obligations	7	7
Divers	95	99
	1 390 \$	1 376 \$
À court terme	95 \$	138 \$
À long terme	1 295	1 238
Total des actifs réglementaires	1 390 \$	1 376 \$
Passifs réglementaires		
Passifs réglementaires d'impôts reportés	1 176 \$	1 116 \$
Provision cumulée – coûts d'enlèvement	926	894
Reports liés aux instruments dérivés	185	182
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible réglementé de NSPI	177	177
Clauses de recouvrement des coûts	32	51
Fonds d'autoassurance (note 21)	29	28
Divers	11	20
	2 536 \$	2 468 \$
À court terme	257 \$	226 \$
À long terme	2 279	2 242
Total des passifs réglementaires	2 536 \$	2 468 \$

Règlement touchant la réforme fiscale et les tempêtes

Le 1^{er} mars 2018, la FPSC a approuvé une convention de règlement déposée par Tampa Electric aux termes de laquelle l'entreprise de services publics est autorisée à porter les sommes estimées du recouvrement des coûts liés à la tempête en réduction du remboursement aux clients des économies d'impôts estimatives issues de la réforme fiscale de 2018 des États-Unis, entrée en vigueur le 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 réduction des actifs réglementaires au titre de la provision pour tempêtes d'environ 35 millions de dollars américains afin de refléter le recouvrement des coûts liés à la tempête. Au premier trimestre de 2018, Tampa Electric a comptabilisé des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, ainsi qu'un passif réglementaire de 19 millions de dollars américains afin de compenser les économies d'impôts du premier trimestre. À compter du 1^{er} avril 2018, le report de ces économies d'impôts du premier trimestre issues de la réforme est amorti sur le reste de l'exercice et utilisé à titre de crédit sur la comptabilisation des charges liées à la tempête. Cet amortissement s'est élevé à 5 millions de dollars américains au deuxième trimestre de 2018, ce qui a donné lieu à 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 depuis le début de l'exercice en raison de la compensation autorisée du recouvrement des coûts liés à la tempête découlant des économies d'impôts issues de la réforme. Les coûts liés à la tempête définitifs qui feront l'objet d'une compensation de Tampa Electric et l'incidence définitive de la réforme fiscale sur les tarifs de base seront établis dans le cadre de démarches réglementaires distinctes. Tout écart sera ajusté en fonction du montant réel et recouvré auprès des clients ou remis à ceux-ci en 2019. À compter de janvier 2019, Tampa Electric tiendra compte de la somme issue de la réforme fiscale dans ses tarifs de base, pourvu que la FPSC ait terminé de faire ses calculs. En mai 2018, Tampa Electric et PGS ont déposé des rapports d'expertise distincts sur la réforme fiscale auprès de la FPSC, et les audiences relatives à la réforme fiscale doivent avoir lieu en août 2018.

Révision des tarifs d'Emera Maine

En juin 2018, la Maine Public Utilities Commission («MPUC») a approuvé une augmentation des tarifs de distribution de 5,3 %. En vigueur à compter du 1^{er} juillet 2018, cette augmentation est fondée sur un rendement des capitaux propres de 9,35 % et une composante de capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires de 49 %. Avant le 1^{er} juillet 2018, le rendement des capitaux propres autorisé était de 9,0 % sur une composante de capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires de 49 %.

14. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Dans le cours normal des activités, Emera fournit de l'énergie, des services liés à la construction et d'autres services, et conclut des opérations avec ses filiales, ses sociétés apparentées et d'autres sociétés liées selon des modalités conformes à celles offertes aux parties non liées. Les soldes et les opérations intersociétés ont été éliminés à la consolidation, sauf le résultat net au titre de certaines opérations entre les entités à tarifs non réglementés et à tarifs réglementés conformément aux normes comptables pour les entités à tarifs réglementés. Tous les montants ont été calculés selon les modalités de crédit et d'intérêt habituelles.

Les opérations importantes conclues entre Emera et ses sociétés liées sont les suivantes :

- Les transactions entre NSPI et NSPML liées à la cotisation à l'égard du lien maritime présentées dans les états des résultats consolidés condensés. La charge de NSPI est présentée à titre de charges d'exploitation, combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité et se chiffre à 27 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 juin 2018 (néant en 2017) et de 51 millions de dollars pour les six mois clos le 30 juin 2018 (néant en 2017). NSPML est considérée comme un placement dans une société satellite et, par conséquent, les bénéfices liés à ces produits sont comptabilisés à titre de quote-part du résultat des placements dans des sociétés satellites.

- Les achats liés à la capacité de transport de gaz naturel de M&NP présentés dans les états des résultats consolidés condensés. Les achats de M&NP, déduction faite des impôts et taxes, présentés dans les produits d'exploitation – activités à tarifs non réglementés ont totalisé 6 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 juin 2018 (6 millions de dollars en 2017) et 16 millions de dollars pour les six mois clos le 30 juin 2018 (16 millions de dollars en 2017).

Aucun montant à payer ou à recevoir important conclu entre Emera et ses sociétés liées ne figurait aux bilans consolidés condensés d'Emera au 30 juin 2018 et au 31 décembre 2017.

15. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX

Emera maintient un certain nombre de régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées contributifs, qui visent la quasi-totalité de ses employés. La société offre aussi des régimes d'avantages complémentaires de retraite à ses retraités. Ces régimes sont offerts aux employés de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, de Terre-Neuve-et-Labrador, de la Floride, du Maine, du Connecticut, du Massachusetts, du Rhode Island, du Nouveau-Mexique, de la Barbade, de la Dominique et de l'île de Grand Bahama. Pour des renseignements sur les régimes d'avantages sociaux de la société, se reporter à la note 20 des états financiers consolidés audités annuels de 2017 d'Emera.

Le coût net des prestations d'Emera comprend ce qui suit :

Pour les en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Régimes de retraite à prestations déterminées				
Coût des services	13 \$	12 \$	25 \$	24 \$
Coût qui n'est pas lié aux services				
Intérêts débiteurs	23	25	47	50
Rendement prévu des actifs des régimes	(34)	(33)	(69)	(66)
Amortissement de l'exercice en cours :				
Pertes actuarielles (gains actuariels)	13	10	22	19
Actifs réglementés	5	5	10	9
Prestations spéciales de cessation d'emploi	-	-	1	-
Total des coûts qui ne sont pas liés aux services	7	7	11	12
Total des régimes de retraite à prestations déterminées	20	19	36	36
Régimes d'avantages complémentaires de retraite				
Coût des services	2	2	3	3
Coût qui n'est pas lié aux services				
Intérêts débiteurs	3	3	6	7
Rendement prévu des actifs des régimes	-	-	(1)	(1)
Amortissement de l'exercice en cours :				
Pertes actuarielles (gains actuariels)	-	-	1	1
Coûts (gains) au titre des services passés	(1)	(2)	(3)	(4)
Actifs réglementés	-	(1)	1	(1)
Total des coûts qui ne sont pas liés aux services	2	-	4	2
Total des régimes d'avantages complémentaires de retraite	4	2	7	5
Total des régimes de retraite à prestations déterminées	24 \$	21 \$	43 \$	41 \$

La totalité des cotisations d'Emera à ces régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite se chiffraient à 27 millions de dollars (26 millions de dollars en 2017) pour les trois mois clos le 30 juin 2018 et à 54 millions de dollars (94 millions de dollars en 2017) pour les six mois clos le 30 juin 2018.

Les cotisations annuelles de l'employeur pour les régimes de retraite à prestations déterminées sont estimées à plus de 50 millions de dollars pour 2018.

16. DETTE À COURT TERME

Les emprunts à court terme d'Emera se composent d'émissions de papier commercial, d'avances sur les facilités de crédit renouvelables et non renouvelables, et de billets à court terme. Se reporter à la note 23 des états financiers consolidés audités annuels de 2017 d'Emera pour des renseignements sur la dette à court terme, ainsi qu'aux paragraphes qui suivent pour des renseignements sur les activités de financement récentes de 2018.

Activités de financement récentes

Emera Floride et Nouveau-Mexique

Le 23 mars 2018, TEC a reporté la date d'échéance de sa facilité d'emprunt garantie par les débiteurs de 150 millions de dollars américains du 23 mars 2018 au 22 mars 2021, sans modifier les modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Le 7 mars 2018, TECO Energy/Finance a augmenté sa facilité de crédit bancaire de 300 millions de dollars américains à 400 millions de dollars américains, soit une augmentation de 100 millions de dollars américains, sans modifier de façon importante les modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Le 7 mars 2018, TECO Energy/Finance a augmenté sa facilité de crédit bancaire à terme de 400 millions de dollars américains à 500 millions de dollars américains, soit une augmentation de 100 millions de dollars américains et a reporté la date d'échéance au 8 mars 2019, sans modifier de façon importante les modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

17. DETTE À LONG TERME

Se reporter à la note 25 des états financiers consolidés audités annuels de 2017 d'Emera pour des renseignements sur la dette à long terme, ainsi qu'aux paragraphes qui suivent pour des renseignements sur les activités de financement récentes de 2018.

Activités de financement récentes

Emera

Le 16 mai 2018, Emera a déposé un prospectus préalable en vue d'offrir jusqu'à 750 millions de dollars de titres d'emprunt et d'actions privilégiées, ce qui permet à la société d'émettre des titres d'emprunt à long terme et des actions privilégiées. Le 31 mai 2018, des actions privilégiées ont été émises dans le cadre de ce prospectus préalable de base pour un produit brut de 300 millions de dollars (se reporter à la note 19). Au 30 juin 2018, la société a un montant de 450 millions de dollars disponible à des fins d'émission en vertu de ce prospectus, qui expire le 16 juin 2020.

Emera Floride et Nouveau-Mexique

Le 7 juin 2018, TEC a émis des billets de premier rang, d'une durée de 30 ans, pour un capital de 350 millions de dollars américains. Les billets portent intérêt à un taux de 4,30 % et viennent à échéance le 15 juin 2048.

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

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 du 25 septembre 2019 au 28 février 2023, sans modifier les modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

ECI

Le 12 janvier 2018, une filiale détenue indirectement en propriété exclusive par ECI a conclu une convention d'emprunt de 18 millions de dollars des Bahamas à un taux d'intérêt de 4,00 % dont la date d'échéance est le 12 janvier 2023.

18. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

A. Engagements

Au 30 juin 2018, les engagements contractuels (sauf les obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite, les débentures convertibles, la dette à long terme et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations) pour les cinq prochains exercices et au total par la suite se composaient de ce qui suit :

en millions de dollars canadiens	2018	2019	2020	2021	2022	Par la suite	Total
Achat d'électricité ¹	131 \$	219 \$	218 \$	223 \$	223 \$	2 386 \$	3 400 \$
Transport ²	268	366	300	209	194	1 586	2 923
Projets en immobilisations	438	242	97	38	-	-	815
Approvisionnement en combustible et en gaz	299	248	55	44	4	-	650
Conventions de services à long terme ³	46	88	42	37	42	172	427
Engagements de placements dans des sociétés satellites ⁴	15	5	190	-	-	-	210
Contrats de location et autres ⁵	39	15	12	8	7	67	148
Titre du programme de gestion axée sur la demande	26	12	1	-	-	-	39
	1 262 \$	1 195 \$	915 \$	559 \$	470 \$	4 211 \$	8 612 \$

- 1) Obligation annuelle d'achat de production d'électricité auprès de producteurs d'électricité indépendants ou d'autres entreprises de services publics en vertu de contrats de durées variables.
- 2) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et la capacité de transport pour divers pipelines.
- 3) Entretien du matériel de production, services liés à une centrale et conventions d'exploitation d'installations éoliennes, et gestion impartie des infrastructures en informatique et en communications, et gestion de la végétation.
- 4) Emera a contracté un engagement à l'égard de la garantie de prêt fédérale pour achever la construction du lien maritime. Le projet a été mis en service et les coûts résiduels sont associés à la fin des travaux de construction. Emera s'est également engagée à verser des apports en capital à Labrador-Island Link Limited Partnership. Les montants prévus correspondent à une combinaison de placements dans les deux projets.
- 5) Contrats de location-exploitation pour les locaux pour bureaux, les terrains, les agencements et l'équipement des centrales, les services de télécommunications, les véhicules sur rail et autres véhicules.

NSPI a l'obligation contractuelle de payer NSPML sur une période d'environ 37 ans pour l'utilisation du lien maritime. La Régie a approuvé le paiement par NSPI à NSPML d'environ 110 millions de dollars en 2018 et 111 millions de dollars en 2019. Après 2019, le calendrier et les montants dus à NSPML feront l'objet d'un dépôt réglementaire auprès de la Régie au plus tard en 2019.

B. Poursuites judiciaires

Emera Floride et Nouveau-Mexique

TECO Coal

Le 21 septembre 2015, TECO Energy a vendu TECO Coal à Cambrian Coal Corporation («Cambrian»), avant l'acquisition de TECO Energy par Emera. Le 18 mars 2016, Cambrian a déposé un avis de demande à l'endroit de TECO Diversified alléguant une inexécution de certaines déclarations, une fraude et une inconduite volontaire à l'égard de la convention d'achat d'actions datée du 21 septembre 2015 conclue entre TECO Diversified et Cambrian relativement à l'acquisition de TECO Coal par Cambrian. Le 7 mars 2018, TECO Diversified et Cambrian ont conclu une convention de règlement globale dont les modalités sont acceptables pour les deux parties, sans incidence défavorable marquée pour TECO Diversified. L'affaire est considérée comme close.

TECO Guatemala Holdings («TGH»)

En 2013, le tribunal du Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (le «tribunal»), saisi de la demande d'arbitrage de TGH, une filiale en propriété exclusive de TECO Energy, contre la République du Guatemala (le «Guatemala») en vertu de l'accord de libre-échange entre la République dominicaine, l'Amérique centrale et les États-Unis, a rendu sa décision arbitrale (la «décision»). Le tribunal a rendu unanimement une conclusion favorable à TGH et a accordé à celle-ci des dommages-intérêts d'environ 21 millions de dollars américains, plus les intérêts, à partir du 21 octobre 2010 à un taux d'intérêt correspondant au taux préférentiel américain majoré de 2 %. Cette décision a été maintenue lors de demandes d'annulation ultérieures en 2016 et la requête d'annulation partielle de la décision par TGH a été acceptée; par conséquent, le Guatemala a reçu l'ordre de payer certains coûts liés à la demande d'annulation. Par conséquent, TGH avait le droit de soumettre à nouveau sa demande d'arbitrage contre le Guatemala afin d'obtenir des dommages-intérêts additionnels (en plus des 21 millions de dollars américains déjà attribués), ainsi que des intérêts additionnels sur les 21 millions de dollars américains, et les coûts entiers relativement à la demande d'arbitrage initiale et à la nouvelle demande d'arbitrage.

Le 23 septembre 2016, TGH a déposé une nouvelle demande d'arbitrage. Le 3 octobre 2016, le tribunal a émis un avis d'inscription pour la nouvelle demande d'arbitrage de TGH. Un nouveau tribunal a été constitué et a rendu sa première ordonnance de procédure. Le mémoire de TGH a été déposé le 1^{er} septembre 2017. Le contre-mémoire du Guatemala a été déposé le 2 février 2018. Le 30 mai 2018, TGH a déposé son mémoire de réponse. Le Guatemala a jusqu'au 26 septembre 2018 pour remettre sa réponse. En outre, TGH a entamé une poursuite contre le Guatemala auprès du tribunal de Washington, D.C. pour faire appliquer la décision relative au solde en souffrance de 21 millions de dollars américains. Les résultats à ce jour ne reflètent aucun avantage.

Sites visés par un «Superfund» et anciens sites d'usines de gaz manufacturé

TEC, par l'entremise de ses divisions Tampa Electric et PGS, est une partie potentiellement responsable («PPR») à l'égard de certains sites visés par un «Superfund» et, par l'entremise de sa division PGS, à l'égard d'anciens sites d'usines de gaz manufacturé. Bien que la responsabilité solidaire associée à ces sites pourrait nécessiter des coûts de réponse élevés, en date du 30 juin 2018, TEC a estimé sa responsabilité financière ultime à 37 millions de dollars (28 millions de dollars américains), touchant surtout PGS. Cette somme a été comptabilisée et est principalement reflétée dans le passif à long terme sous le poste «Autres passifs à long terme» des bilans consolidés condensés. Le coût des réparations des dommages causés à l'environnement associé à ces sites devrait être payé sur de nombreuses années.

Les sommes estimées ne représentent que la partie des coûts de nettoyage attribuable à TEC. Les estimations établies pour l'exécution des travaux sont fondées sur l'expérience de TEC dans des travaux similaires, rajustées en fonction des conditions propres au site et des ententes conclues avec les

organismes gouvernementaux respectifs. Les estimations sont en dollars courants, elles ne sont pas actualisées et elles ne tiennent pas compte des recouvrements d'assurance.

Dans les cas où d'autres PPR sont mises en cause, la plupart d'entre elles sont solvables et le demeureront fort probablement pendant toute la durée des travaux de remise en état. Toutefois, dans les cas où elles ne le sont pas, TEC pourrait devoir prendre à sa charge davantage que sa quote-part réelle des coûts de remise en état qui lui a été attribuée. Parmi les facteurs pouvant avoir une incidence sur les estimations figurent la capacité des autres PPR de payer leur quote-part des coûts de nettoyage, d'autres vérifications et enquêtes pouvant élargir l'étendue des activités de nettoyage, d'autres responsabilités pouvant découler des activités de nettoyage elles-mêmes ou la modification de lois ou de règlements pouvant nécessiter d'autres travaux de remise en état. Selon la réglementation en vigueur, ces coûts sont récupérables par l'entremise des tarifs imposés aux abonnés qui ont été établis dans le cadre de décisions ultérieures concernant les tarifs de base.

Emera Maine

De 2011 à 2016, quatre plaintes distinctes ont été déposées auprès de la FERC pour contester le rendement des capitaux propres de base autorisé en vertu de l'ISO – New England Open Access Transmission Tariff. La première plainte, déposée par un groupe comprenant le procureur général du Massachusetts, des commissions de services publics, des avocats de l'État et des utilisateurs finaux de la Nouvelle-Angleterre, a été renvoyée à la FERC par la Cour d'appel des États-Unis pour un complément d'information. La FERC devrait rendre sa décision en 2018. Aucune provision n'a été constituée relativement à la première plainte en raison de l'incertitude qui l'entoure. Les deuxième et troisième plaintes («les causes ENE et MA AG II»), déposées par un groupe d'avocats représentant les consommateurs et par un groupe composé de commissions de l'État, d'avocats de l'État et d'utilisateurs finaux, ont été fusionnées et sont pendantes devant la FERC. La FERC devrait rendre sa décision sur ces causes en 2018. Emera Maine a comptabilisé une provision de 4 millions de dollars américains pour les causes ENE et MA AG II. Cette provision a été inscrite dans les passifs réglementaires dans les bilans consolidés condensés et portée en réduction des produits d'exploitation – activités à tarifs réglementés – électricité dans les états des résultats consolidés condensés. La provision a été calculée d'après la meilleure estimation d'Emera Maine quant à l'issue probable des plaintes. La quatrième plainte a été déposée par les Eastern Massachusetts Consumer-Owned Systems («EMCOS»). Le 27 mars 2018, un juge administratif de la FERC a rendu une décision initiale concluant que le rendement des capitaux propres de base de 10,57 % actuellement déposé, qui, avec des ajouts incitatifs, pourrait atteindre 11,74 %, n'est ni injuste ni déraisonnable. Un avis d'appel à l'égard de cette décision sera probablement déposé à la FERC. Le cas échéant, la FERC devrait rendre sa décision en 2018. Aucune provision n'a été constituée à l'égard de la quatrième plainte en raison de l'incertitude liée à sa conclusion.

Autres poursuites judiciaires

Emera et ses filiales peuvent être parties, de temps à autre, à des poursuites judiciaires, des réclamations et des litiges qui surviennent dans le cours normal des activités et qui, de l'avis de la société, ne devraient raisonnablement pas avoir une incidence négative importante sur sa situation financière.

C. Principaux risques financiers et incertitudes

Dans cette section, Emera décrit quelques-uns des principaux risques financiers qui, de l'avis de la direction, pourraient avoir à court terme une incidence importante sur le cours normal des activités de la société. Il est plus amplement question des risques associés aux instruments dérivés et de la comptabilisation à la juste valeur dans les notes 11 et 12.

L'application de saines pratiques de gestion des risques est une activité essentielle pour exploiter la société de façon efficace et pour réaliser sa stratégie avec succès. Emera a un processus de gestion des

risques en place à l'échelle de la société qui est suivi de près par le conseil d'administration afin d'assurer l'application d'une méthode uniforme et cohérente en matière de gestion des risques.

Risque de change

La société est exposée aux variations des taux de change. Emera exerce ses activités à l'échelle mondiale, et réalise une part croissante de son bénéfice net ajusté à l'extérieur du Canada. C'est pourquoi la société est exposée à des variations des taux de change entre le dollar canadien et, notamment, le dollar américain, qui pourraient avoir une incidence favorable ou défavorable sur ses résultats.

Conformément à ses politiques en matière de gestion des risques, la société gère 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 transactions spécifiques. La société conclut des contrats de change à terme et des swaps sur devises pour limiter son exposition aux opérations en devises comme les achats de combustible, les flux de produits d'exploitation, les dépenses en immobilisations et les projets. Le cadre réglementaire pour les filiales à tarifs réglementés de la société permet de recouvrer les coûts prudemment engagés, y compris le change.

La société n'utilise pas d'instruments financiers dérivés à des fins de négociation ou de spéculation de devises, ou pour couvrir la valeur de ses placements dans des filiales étrangères. Les gains et pertes de change sur les placements nets dans des filiales étrangères sont inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Risque lié aux marchés financiers et à la liquidité

Les activités et projets en cours d'Emera nécessitent des investissements importants dans les immobilisations corporelles. Par conséquent, Emera recourt fréquemment aux marchés de l'emprunt et des titres de capitaux propres. Toute perturbation des marchés financiers pourrait avoir une incidence importante sur la capacité d'Emera de financer ses activités. Les marchés financiers sont interreliés à l'échelle mondiale et peuvent être touchés par de nombreux événements économiques, partout dans le monde. Une perturbation des marchés financiers pourrait empêcher Emera d'émettre de nouveaux titres, ou la contraindre à en émettre selon des modalités peu avantageuses.

Emera est exposée à un risque financier lié aux variations de ses notes de crédit. Les agences de notation évaluent divers facteurs pour déterminer les notes de crédit, y compris le cadre opérationnel et réglementaire de la société, sa capacité de recouvrer des coûts et de dégager un bon rendement, sa diversification, son effet de levier et ses liquidités. Un changement de note de crédit attribuable à des changements dans ces facteurs pourrait se traduire par une hausse des taux d'intérêt sur les emprunts futurs, par une augmentation des coûts d'emprunt au titre de certaines facilités de crédit existantes ou par un accès restreint au marché des papiers commerciaux, ou encore limiter la disponibilité des sources de crédit adéquates afin de financer les activités de ses filiales.

Le risque de liquidité s'entend du risque qu'Emera ne dispose pas de fonds suffisants pour s'acquitter de ses obligations financières. Emera gère ce risque en établissant régulièrement des prévisions de ses besoins de trésorerie afin de déterminer si elle dispose de liquidités suffisantes. Les besoins de liquidités et de capitaux d'Emera seront financés au moyen de flux de trésorerie générés en interne, de facilités de crédit à court terme et de capitaux obtenus sur les marchés financiers. La société estime que ses sources de financement seront plus que suffisantes pour combler ses besoins en capitaux.

Risque de taux d'intérêt

Emera a recours à un financement par emprunts à taux fixe et à taux variable pour ses activités d'exploitation et ses dépenses en immobilisations qui donne lieu à un risque de taux d'intérêt. Elle s'efforce de gérer le risque de taux d'intérêt au moyen d'un portefeuille comportant des emprunts à taux fixe et à taux variable dont les échéances sont décalées. La société émettra, de temps à autre, des titres

de créance à long terme ou conclura des contrats de couverture de taux d'intérêt pour limiter son risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt variables sur sa dette.

Pour les filiales réglementées d'Emera, le coût de la dette est un élément des tarifs et les coûts de la dette prudemment engagés sont recouvrés auprès des clients. Si les taux du rendement des fonds propres réglementaires suivent généralement l'évolution des taux d'intérêt, ils risquent de diminuer en période de baisse des taux d'intérêt et d'augmenter en période de hausse des taux d'intérêt, encore que non directement et généralement avec un délai reflétant le processus réglementaire. Une hausse des taux d'intérêt pourrait également nuire à la viabilité économique des initiatives d'élaboration et d'acquisition de projets.

Risque lié aux prix des produits de base

Une part importante du combustible de la société provient de fournisseurs internationaux et est exposée au risque lié aux prix des produits de base. Pour gérer ce risque, la société a établi des processus et des pratiques pour repérer, surveiller, communiquer et atténuer les risques qu'elle court. La situation qui prévaut à l'échelle mondiale peut avoir des répercussions sur les contrats liés au combustible, notamment pour ce qui est de la fiabilité des livraisons et des prix, peu importe les modalités fixées par ces contrats. La société s'efforce de gérer ce risque en recourant à des instruments financiers de couverture et en concluant des contrats prévoyant la livraison, ainsi qu'au moyen de protections contractuelles avec des contreparties, lorsque cela est possible. En outre, l'adoption et la mise en œuvre de mécanismes de rajustement attribuable au prix du combustible dans ses filiales à tarifs réglementés ont permis de mieux gérer ce risque, le cadre réglementaire pour les filiales à tarifs réglementés de la société permettant le recouvrement des coûts prudemment engagés.

Risque lié à l'impôt

Des modifications à la législation fiscale au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes ont une incidence sur le calcul de la provision pour impôts sur les bénéfices de la société. Ces modifications pourraient influencer les résultats futurs, les flux de trésorerie et la situation financière de la société. La valeur des actifs et des passifs d'impôts reportés existants d'Emera est déterminée par les lois fiscales en vigueur et pourrait être touchée de façon défavorable par la modification de ces lois. La réforme fiscale des États-Unis a été adoptée le 22 décembre 2017. La société continue d'évaluer certains aspects de la loi, y compris la déductibilité des intérêts et l'évaluation de crédits d'impôt minimum de remplacement remboursables, et certaines précisions doivent encore être apportées. Emera surveille la valeur des lois fiscales en vigueur afin d'assurer que les changements touchant la société sont bien reflétés dans les déclarations d'impôts et les résultats financiers de la société.

D. Garanties et lettres de crédit

Au 30 juin 2018, Emera avait en cours d'importantes garanties et lettres de crédit au nom de tiers. Les garanties et lettres de crédit ne sont pas comprises dans les bilans consolidés condensés au 30 juin 2018.

TECO Energy a émis une garantie relativement à l'exécution des obligations de SeaCoast en vertu d'une entente préalable de transport de gaz. La garantie couvre un montant maximal potentiel de 45 millions de dollars américains dans le cas où SeaCoast n'effectue pas le paiement ou manque à ses obligations en vertu de l'entente. La garantie expire cinq ans après l'expiration de l'entente préalable de transport de gaz, soit le 1^{er} janvier 2022. Si les notes de crédit non garanties de premier rang à long terme de TECO Energy et d'Emera sont abaissées en deçà d'une note de première qualité par Moody's ou S&P, TECO Energy devra fournir à sa contrepartie une lettre de crédit ou un dépôt au comptant de 27 millions de dollars américains.

TECO Coal a été vendue le 21 septembre 2015 à Cambrian Coal Corporation («Cambrian»). Conformément à la convention de vente, Cambrian était tenue de déposer, pour chaque permis d'extraction minière, les demandes requises relativement au changement de contrôle auprès des entités

gouvernementales pertinentes. À mesure que chacune des demandes était acceptée, Cambrian était tenue de verser un cautionnement ou toute autre garantie appropriée afin de débloquent le cautionnement correspondant garanti par l'indemnité de TECO Energy pour ce permis. En avril 2018, tous les cautionnements de TECO Coal étaient débloquentés ou remis.

Emera a émis des lettres de garantie d'un montant de 30 millions de dollars américains à l'intention de parties titulaires d'une sûreté dans le cadre du refinancement de la coentreprise Bear Swamp et aussi de tiers qui ont consenti un prêt à Emera et à ses filiales. En général, ces lettres viennent à échéance après un an et sont renouvelées annuellement, au besoin.

Emera Reinsurance Limited a émis une lettre de garantie visant à garantir ses obligations en vertu d'ententes de réassurance. Cette lettre vient à échéance en février 2019 et est renouvelée annuellement. Le montant de la lettre au 30 juin 2018 était de 6 millions de dollars américains.

Emera Inc., au nom de NSPI, a une lettre de garantie visant à garantir les obligations en vertu d'un régime de retraite sans capitalisation. Cette lettre vient à échéance en juin 2019 et est renouvelée annuellement. Le montant de la lettre au 30 juin 2018 était de 49 millions de dollars canadiens.

19. ACTIONS PRIVILÉGIÉES CUMULATIVES

Autorisées :

Nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, pouvant être émises en série.

Nombre illimité d'actions privilégiées de deuxième rang, pouvant être émises en série.

Émises et en circulation :	Émises et en circulation	Produit net
Solde au 31 décembre 2017	29 000 000	709 \$
Émission d'actions privilégiées de premier rang de série H	12 000 000	295 \$
Solde au 30 juin 2018	41 000 000	1 004 \$

Actions privilégiées de premier rang de série H

Le 31 mai 2018, Emera a émis 12 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajusté de 4,90 % limité par un taux plancher et à dividende cumulatif de série H («actions privilégiées de premier rang de série H») à un prix de 25,00 \$ l'action pour un produit brut de 300 millions de dollars (295 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts).

Les caractéristiques des actions privilégiées de premier rang se présentent comme suit :

Actions privilégiées de premier rang ^{1, 2}	Rendement initial (%)	Dividende annuel (\$)	Rendement du dividende à taux rajusté limité par un taux plancher (%)	Date d'option de rachat ou de conversion la plus rapprochée	Valeur de rachat (\$)	Droit de convertir à raison de une pour une
Taux rajusté limité par un taux plancher ^{3, 4}						
Série H	4,90	1,2250	4,90	15 août 2023	25,00	Série I

- 1) Les porteurs d'actions sont admissibles à un dividende cumulatif en espèces à taux fixe ou variable, une fois qu'il est déclaré par le conseil d'administration.
- 2) À compter de dates de rachat précisées, la société peut choisir de racheter, contre des espèces, les actions privilégiées de premier rang en circulation, en totalité ou en partie, à la valeur de rachat par action précisée, majorée de tous les dividendes déclarés et impayés avant les dates fixées pour le rachat.
- 3) À la date d'option de conversion, le dividende annuel rajusté par action sera déterminé en multipliant le prix de l'action, soit 25,00 \$, par le taux de dividende annuel fixe, soit le rendement des obligations du Canada à cinq ans à la date de rajustement applicable, majoré du taux de rendement du dividende rajusté applicable, pourvu que ce taux ne soit pas inférieur à 4,90 %.
- 4) À chaque date d'option de conversion, les porteurs auront le droit, sous réserve de certaines conditions, de convertir une partie ou la totalité de leurs actions en un nombre égal d'actions privilégiées cumulatives de premier rang à taux variable de série I de la société. Le taux de dividende trimestriel variable des actions de série I correspond à la somme du taux des bons du Trésor et de 2,54 %.

Les actions privilégiées de premier rang ne sont assorties d'aucune date de rachat obligatoire et ne sont pas rachetables au gré du porteur, elles sont classées à titre d'instruments de capitaux propres. Les dividendes qui en découlent seront soustraits dans les états des résultats consolidés afin de dégager le «bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires», et seront présentés dans les états des variations des capitaux propres consolidés en diminution des bénéfices non répartis.

Les actions privilégiées de premier rang de toutes les séries sont de rang égal avec les actions privilégiées de deuxième rang, les actions ordinaires et les autres actions qui leur sont subordonnées, et peuvent avoir priorité sur celles-ci pour ce qui est du paiement des dividendes et de la distribution des biens et actifs résiduels ou du rendement du capital de la société en cas de liquidation ou de dissolution, qu'elle soit volontaire ou non.

Si la société ne parvient pas à verser, en tout, huit dividendes trimestriels sur l'une ou l'autre des séries d'actions privilégiées de premier rang, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang auront le droit, uniquement tant que ces dividendes demeurent arriérés, de participer à l'assemblée des actionnaires de la société à laquelle les administrateurs doivent être élus et de voter pour l'élection de deux administrateurs sur le nombre total d'administrateurs élus à cette assemblée.

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 de série C. Les porteurs d'actions de série C ont le droit, à leur gré, de convertir la totalité ou une partie de leurs actions de série C, à raison de une pour une, en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif de série D de la société, le 15 août 2018, ou de continuer de détenir leurs actions de série C. Le 8 août 2018, Emera a annoncé qu'après avoir tenu compte de tous les avis de conversion reçus des porteurs d'actions, aucune action privilégiée de premier rang de série C ne serait convertie en action privilégiée à taux variable et à dividende cumulatif de série D.

Au 15 août 2018, les porteurs des actions privilégiées de premier rang de série C sont admissibles à un dividende rajusté cumulatif fixe en espèces. Le dividende annuel rajusté sera déterminé en multipliant le prix de l'action, soit 25,00 \$, par le taux de dividende annuel fixe des actions privilégiées de premier rang de série C, soit le rendement des obligations du Canada à cinq ans à la date de rajustement applicable, majoré de 2,65 %.

20. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS CONDENSÉS

Pour les en millions de dollars canadiens	Six mois clos les 30 juin 2018	2017
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement :		
Débiteurs, montant net	283 \$	68 \$
Impôts sur les bénéfices à recevoir	8	(7)
Stocks	8	(8)
Charges payées d'avance et autres actifs à court terme	(17)	(31)
Créditeurs	(112)	(203)
Impôts sur les bénéfices à payer	2	(16)
Autres passifs à court terme	(75)	(25)
Total des éléments hors caisse du fonds de roulement	97 \$	(222) \$
Information supplémentaire sur les activités sans effet sur la trésorerie		
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	94 \$	82 \$
Émission de certificats représentatifs d'actions étrangères	22 \$	- \$

21. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

La société effectue une analyse continue afin d'évaluer si elle détient des entités à détenteurs de droits variables («EDDV»). Pour identifier les EDDV, la direction examine les contrats de location, les CAÉ à long terme, les contrats d'achat ferme et les installations détenues conjointement.

Les EDDV dont la société est réputée être le principal bénéficiaire doivent être consolidées. Le principal bénéficiaire d'une EDDV a la capacité de diriger les activités d'une entité ayant l'incidence la plus importante sur le rendement économique et l'obligation d'absorber les pertes de l'entité qui pourraient être éventuellement importantes. Dans le cas où Emera n'est pas considérée comme le principal bénéficiaire, l'EDDV est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Emera détient des droits variables dans NSPML, une EDDV pour laquelle il a été déterminé qu'Emera n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle ne détient pas de participation financière donnant le contrôle dans NSPML. Au deuxième trimestre de 2014, lorsque les étapes essentielles ont été franchies, Nalcor Energy était réputée le bénéficiaire de l'actif aux fins de la présentation de l'information financière, car elle détenait un contrôle sur la majorité des activités directes qui devraient avoir l'incidence la plus importante sur le rendement économique du lien maritime. Ainsi, Emera a commencé à comptabiliser le lien maritime comme un placement dans une société satellite.

BLPC a établi un fonds d'autoassurance («FAS») essentiellement afin de constituer un fonds pour couvrir les risques liés aux dommages et aux pertes subséquentes touchant certains réseaux de production, de transport et de distribution. ECI détient des droits variables dans le FAS, pour lequel il a été déterminé qu'ECI était le principal bénéficiaire; par conséquent, le FAS doit être consolidé par ECI. Pour établir si ECI contrôle le FAS, la direction a considéré, qu'en substance, les activités du FAS sont menées pour le compte de BLPC, filiale d'ECI, et que seule BLPC tire des avantages des activités du FAS. De plus, étant donné qu'ECI a droit à tous les avantages du FAS par l'entremise de BLPC, elle est également exposée aux risques liés aux activités du FAS. Tout retrait des actifs du FAS effectué par la société serait assujéti à la réglementation existante. La consolidation de l'EDDV d'Emera dans le FAS a une incidence sur les autres actifs à long terme, les liquidités soumises à restrictions et les passifs réglementaires des bilans consolidés condensés. Les montants compris dans les liquidités soumises à restrictions comprennent les liquidités des fonds réservés pour le FAS de BLPC.

La société a identifié certains CAÉ à long terme qui correspondent à la définition des droits variables étant donné qu'elle doit acheter la totalité ou la majorité de la production d'électricité à un prix fixe. Cependant, il a été déterminé que la société n'était pas le principal bénéficiaire, puisqu'elle n'avait pas le pouvoir de diriger les activités de l'entité, y compris la capacité d'exploiter les installations de production et de prendre des décisions en matière de gestion.

Le tableau suivant fournit des informations sur la portion des EDDV importantes non consolidées d'Emera :

Aux	30 juin 2018		31 décembre 2017	
	Total de l'actif	Exposition maximale aux pertes	Total de l'actif	Exposition maximale aux pertes
en millions de dollars canadiens				
EDDV non consolidées dans lesquelles Emera détient des droits variables				
NSPML (comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence)	572 \$	68 \$	510 \$	67 \$

22. CHIFFRES COMPARATIFS

Les présents états financiers comprennent le reclassement de montants des périodes précédentes afin de les rendre conformes à la présentation de ceux de la période en cours sans effet sur le bénéfice net.

23. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Les présents états financiers et les notes y afférentes reflètent l'évaluation par la société des événements postérieurs à la date de clôture jusqu'au 9 août 2018, date de publication des états financiers.