

EMERA INC.

**États financiers intermédiaires consolidés
condensés non audités**

30 septembre 2019 et 2018

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 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits d'exploitation				
Activités à tarifs réglementés – Électricité	1 220 \$	1 289 \$	3 598 \$	3 624 \$
Activités à tarifs réglementés – Gaz	199	202	785	749
Activités à tarifs non réglementés	(120)	4	112	352
Total des produits d'exploitation (note 6)	1 299	1 495	4 495	4 725
Charges d'exploitation				
Combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité	388	448	1 207	1 250
Coût réglementé du gaz naturel	52	65	249	267
Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	(4)	49	63	159
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	367	370	1 076	1 139
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	88	89	258	256
Amortissement	226	236	678	687
Total des charges d'exploitation	1 117	1 257	3 531	3 758
Bénéfice d'exploitation	182	238	964	967
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites (note 7)	38	41	118	121
Autres produits nets (charges nettes)	(8)	5	11	(16)
Intérêts débiteurs nets	183	176	557	527
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	29	108	536	545
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices (note 8)	(49)	(33)	18	29
Bénéfice net	78	141	518	516
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	1	1	3	1
Dividendes sur actions privilégiées	22	22	45	36
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	55 \$	118 \$	470 \$	479 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions) (note 10)				
De base	241,0	233,7	238,9	232,4
Dilué	242,4	235,2	240,3	233,9
Résultat par action ordinaire (note 10)				
De base	0,23 \$	0,51 \$	1,97 \$	2,06 \$
Dilué	0,23 \$	0,50 \$	1,96 \$	2,05 \$
Dividendes sur actions ordinaires déclarés	1,2000 \$	1,1525 \$	2,3750 \$	2,2825 \$

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 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net	78 \$	141 \$	518 \$	516 \$
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts				
Écart de conversion	95	(126)	(243)	220
Gains latents (pertes latentes) sur les couvertures de placements nets ^{1, 2}	(19)	25	48	(41)
Couvertures de flux de trésorerie				
Gains (pertes) sur instruments dérivés, montant net	-	3	3	5
Moins : ajustement de reclassement des pertes (gains) inclus dans le bénéfice net ³	1	-	3	(6)
Incidence nette des couvertures de flux de trésorerie	1	3	6	(1)
Gains latents (pertes latentes) sur les placements disponibles à la vente				
Moins : ajustement de reclassement des (gains) pertes comptabilisés dans le bénéfice net	-	-	-	(4)
Gains latents (pertes latentes) de détention, montant net	-	-	-	(4)
Variation nette de l'obligation non comptabilisée au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite ⁴	3	7	11	26
Autres éléments du résultat étendu ⁵	80	(91)	(178)	200
Résultat étendu	158	50	340	716
Résultat étendu attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	1	-	2	3
Résultat étendu d'Emera Inc.	157 \$	50 \$	338 \$	713 \$

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

1) Déduction faite de la charge d'impôts de néant pour les trois mois clos le 30 septembre 2019 (charge d'impôts de 2 millions de dollars en 2018) et de la charge d'impôts de néant pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019 (recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars en 2018).

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 septembre 2019 (charge d'impôts de néant en 2018) et de la charge d'impôts de néant pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019 (recouvrement d'impôts de 1 million de dollars en 2018).

4) Déduction faite de la charge d'impôts de néant pour les trois mois clos le 30 septembre 2019 (charge d'impôts de néant en 2018) et de la charge d'impôts de 1 million de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2018).

5) Déduction faite de la charge d'impôts de néant pour les trois mois clos le 30 septembre 2019 (charge d'impôts de 2 millions de dollars en 2018) et de la charge d'impôts de 1 million de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019 (recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars en 2018).

Emera Inc.
Bilans consolidés condensés (non audité)

Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	273 \$	316 \$
Liquidités soumises à restrictions	63	56
Stocks	479	474
Instruments dérivés (notes 12 et 13)	99	148
Actifs réglementaires (note 14)	123	165
Débiteurs et autres actifs à court terme	1 246	1 620
Actifs détenus en vue de la vente (note 4)	85	53
	2 368	2 832
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé respectivement de 8 345 \$ et 8 567 \$	17 867	18 712
Autres actifs		
Impôts sur les bénéfices reportés	218	175
Instruments dérivés (notes 12 et 13)	30	19
Actifs réglementaires (note 14)	1 396	1 404
Placement net dans un contrat de location-financement (note 16)	474	475
Placements sous influence notable (note 7)	1 301	1 316
Écart d'acquisition (note 14)	5 979	6 313
Autres actifs à long terme	298	291
Actifs détenus en vue de la vente (note 4)	1 634	777
	11 330	10 770
Total de l'actif	31 565 \$	32 314 \$

Emera Inc.
Bilans consolidés condensés (non audité) (suite)

Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 18)	958 \$	1 186 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	717	1 119
Créditeurs	1 061	1 289
Instruments dérivés (notes 12 et 13)	275	260
Passifs réglementaires (note 14)	289	251
Autres passifs à court terme	621	428
Passifs liés à des actifs détenus en vue de la vente (note 4)	94	20
	4 015	4 553
Passif à long terme		
Dette à long terme (note 19)	13 660	14 292
Impôts sur les bénéfices reportés	1 213	1 320
Instruments dérivés (notes 12 et 13)	101	105
Passifs réglementaires (note 14)	1 976	2 359
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 17)	519	641
Autres passifs à long terme	802	684
Passifs liés à des actifs détenus en vue de la vente (note 4)	906	2
	19 177	19 403
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 9)	6 115	5 816
Actions privilégiées cumulatives	1 004	1 004
Surplus d'apport	78	84
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 11)	161	338
Bénéfices non répartis	980	1 075
Total des capitaux propres d'Emera Inc.	8 338	8 317
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales (note 21)	35	41
Total des capitaux propres	8 373	8 358
Total du passif et des capitaux propres	31 565 \$	32 314 \$

Engagements et éventualités (note 20)

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

Approuvé au nom du conseil d'administration,

«M. Jacqueline Sheppard»

«Scott Balfour»

Présidente du conseil

Président et chef de la direction

Emera Inc.

États des flux de trésorerie consolidés condensés (non audité)

Pour les en millions de dollars canadiens	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	518 \$	516 \$
Rajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation :		
Amortissement	684	695
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites, déduction faite des dividendes	(60)	(64)
Provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction	(14)	(14)
Impôts sur les bénéfices reportés, montant net	82	8
Variation nette des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(26)	(1)
Mécanisme de rajustement du prix du combustible réglementé	(20)	(10)
Variation nette de la juste valeur des instruments dérivés	(51)	122
Variation nette des actifs et passifs réglementaires	19	64
Variation nette de la capacité de transport capitalisée	42	(79)
Autres activités d'exploitation, montant net	8	-
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement (note 22)	128	156
Flux de trésorerie d'exploitation, montant net	1 310	1 393
Activités d'investissement		
Produit tiré des cessions (note 4)	866	-
Ajouts d'immobilisations corporelles	(1 647)	(1 544)
Achat net de placements sous influence notable, y compris les frais d'acquisition	(3)	(43)
Autres activités d'investissement	(2)	22
Flux de trésorerie d'investissement, montant net	(786)	(1 565)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	(188)	91
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	841	488
Remboursement de la dette à long terme	(851)	(728)
Emprunts (remboursements) nets en vertu des facilités de crédit consenties	(165)	152
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission	151	8
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais d'émission	-	291
Dividendes sur actions ordinaires	(278)	(256)
Dividendes sur actions privilégiées	(34)	(24)
Autres activités de financement	(22)	(30)
Flux de trésorerie de financement, montant net	(546)	121
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions	(13)	11
Diminution nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie, des liquidités soumises à restrictions et des actifs détenus en vue de la vente	(35)	(40)
Trésorerie, équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et actifs détenus en vue de la vente au début de la période	372	503
Trésorerie, équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et actifs détenus en vue de la vente à la fin de la période	337 \$	463 \$
La trésorerie, les équivalents de trésorerie, les liquidités soumises à restrictions et les actifs détenus en vue de la vente se composent de ce qui suit :		
Encaisse	266 \$	319 \$
Placements à court terme	7	74
Liquidités soumises à restrictions	63	70
Actifs détenus en vue de la vente	1	-
Trésorerie, équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et actifs détenus en vue de la vente	337 \$	463 \$

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 trois mois clos le 30 septembre 2019							
Solde au 30 juin 2019	6 010 \$	1 004 \$	79 \$	81 \$	1 212 \$	35 \$	8 421 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	77	1	78
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de néant	-	-	-	80	-	-	80
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ¹	-	-	-	-	(22)	-	(22)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (1,2000 \$ par action)	-	-	-	-	(287)	-	(287)
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions	45	-	-	-	-	-	45
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission après impôts	49	-	-	-	-	-	49
Options exercées par les dirigeants	10	-	(1)	-	-	-	9
Divers	1	-	-	-	-	(1)	-
Solde au 30 septembre 2019	6 115 \$	1 004 \$	78 \$	161 \$	980 \$	35 \$	8 373 \$

en millions de dollars
canadiens

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019							
Solde au 31 décembre 2018	5 816 \$	1 004 \$	84 \$	338 \$	1 075 \$	41 \$	8 358 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	515	3	518
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de 1 million de dollars	-	-	-	(177)	-	(1)	(178)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ²	-	-	-	-	(45)	-	(45)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (2,3750 \$ par action)	-	-	-	-	(565)	-	(565)
Émission d'actions privilégiées de GBPC, déduction faite des frais d'émission (note 21)	-	-	-	-	-	14	14
Rachat d'actions privilégiées de GBPC (note 21)	-	-	-	-	-	(19)	(19)
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions	146	-	-	-	-	-	146
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission après impôts	49	-	-	-	-	-	49
Options exercées par les dirigeants	103	-	(6)	-	-	-	97
Divers	1	-	-	-	-	(3)	(2)
Solde au 30 septembre 2019	6 115 \$	1 004 \$	78 \$	161 \$	980 \$	35 \$	8 373 \$

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

1) 0,31940 \$ par action de série A; 0,44060 \$ par action de série B; 0,59012 \$ par action de série C; 0,56250 \$ par action de série E; 0,53125 \$ par action de série F; et 0,61250 \$ par action de série H.

2) 0,63880 \$ par action de série A; 0,87270 \$ par action de série B; 1,18024 \$ par action de série C; 1,12500 \$ par action de série E; 1,06250 \$ par action de série F; et 1,22500 \$ par action de série H.

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 («CAÉRÉ»)	Bénéfices non répartis	Participa- tions ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2018							
Solde au 30 juin 2018	5 724 \$	1 004 \$	82 \$	123 \$	997 \$	40 \$	7 970 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	140	1	141
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de 2 millions de dollars	-	-	-	(90)	-	(1)	(91)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ¹	-	-	-	-	(22)	-	(22)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (1,1525 \$ par action)	-	-	-	-	(268)	-	(268)
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions	43	-	-	-	-	-	43
Acquisition d'une participation ne conférant pas le contrôle dans ECI	-	-	1	-	-	-	1
Divers	1	-	-	-	-	-	1
Solde au 30 septembre 2018	5 768 \$	1 004 \$	83 \$	33 \$	847 \$	40 \$	7 775 \$

en millions de dollars
canadiens

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018

Solde au 31 décembre 2017	5 601 \$	709 \$	76 \$	(165) \$	891 \$	92 \$	7 204 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	515	1	516
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite du recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars	-	-	-	198	-	2	200
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ²	-	-	-	-	(36)	-	(36)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (2,2825 \$ par action)	-	-	-	-	(528)	-	(528)
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais d'émission après impôts	-	295	-	-	-	-	295
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions	143	-	-	-	-	-	143
Acquisition d'une participation ne conférant pas le contrôle dans ECI	22	-	6	-	-	(53)	(25)
Divers	2	-	1	-	5	(2)	6
Solde au 30 septembre 2018	5 768 \$	1 004 \$	83 \$	33 \$	847 \$	40 \$	7 775 \$

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

1) 0,31940 \$ par action de série A; 0,39480 \$ par action de série B; 0,55131 \$ par action de série C; 0,56250 \$ par action de série E; 0,53125 \$ par action de série F; 0,56132 \$ par action de série H.

2) 0,63880 \$ par action de série A; 0,75700 \$ par action de série B; 1,06381 \$ par action de série C; 1,12500 \$ par action de série E; 1,06250 \$ par action de série F; 0,56132 \$ par action de série H.

Emera Inc.

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

Aux 30 septembre 2019 et 2018

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.

Emera a revu ses secteurs isolables pour les harmoniser avec ses priorités stratégiques et sa gouvernance interne et elle les applique depuis le 1^{er} janvier 2019. Cette nouvelle information sectorielle est alignée avec la façon dont la société évalue sa performance financière et prend des décisions en matière de répartition des ressources.

Les secteurs isolables d'Emera Inc. comprennent :

- Une entreprise de services publics d'électricité en Floride, soit Tampa Electric, entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement dans le centre-ouest de la Floride;
- Des entreprises de services publics au Canada, dont :
 - Nova Scotia Power Inc. («NSPI»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement et principal fournisseur d'électricité de la Nouvelle-Écosse,
 - Emera Newfoundland & Labrador Holdings Inc. («ENL»), qui est constituée de deux placements dans des actifs de transport d'une centrale hydroélectrique de 824 mégawatts («MW») située sur le cours inférieur du fleuve Churchill à Muskrat Falls, au Labrador qui est construit 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 les suivants :
 - Un placement de 100 % dans NSP Maritime Link Inc. («NSPML»), qui a aménagé le lien maritime, soit un projet de transport de 1,6 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 Nalcor a comptabilisé le premier transfert d'électricité entre le Labrador et Terre-Neuve en juin 2018. Nalcor travaille toujours à la mise en service du LIL, dont elle prévoit commencer l'exploitation en 2020;
- D'autres entreprises de services publics d'électricité, qui comprennent :
 - Emera Maine, entreprise de services publics de transport et de distribution d'électricité réglementés dans l'État du Maine. Le 25 mars 2019, Emera a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant la vente d'Emera Maine. La transaction devrait se conclure vers la fin de 2019 et est assujettie à l'approbation de la Maine Public Utilities Commission («MPUC»). Se reporter à la note 4 pour obtenir plus de renseignements,
 - 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 sur l'île de la Barbade,
 - Grand Bahama Power Company Limited («GBPC»), entreprise de services publics d'électricité intégrée verticalement sur l'île de Grand Bahama. Le 1^{er} septembre 2019, l'île de Grand Bahama a été frappée par l'ouragan Dorian qui y a causé d'importants dommages; se reporter à la note 14 pour obtenir plus de renseignements,

- une participation de 51,9 % dans Dominica Electricity Services Ltd. («Domlec»), entreprise de services publics intégrée verticalement de l'île de la Dominique,
- une participation dans les capitaux propres de 19,1 % dans St. Lucia Electricity Services Limited («Lucelec»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement sur l'île de Sainte-Lucie;
- Des entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure, qui comprennent :
 - 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»), une entreprise de services publics de distribution de gaz naturel réglementée qui sert des clients au Nouveau-Mexique,
 - SeaCoast Gas Transmission LLC («SeaCoast»), entreprise de services de distribution de gaz naturel réglementée intraétatique, qui sert la Floride,
 - 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,
 - Une participation de 12,9 % dans Maritimes & Northeast Pipeline («M&NP»), gazoduc de 1 400 kilomètres qui transporte du gaz naturel partout dans les marchés des provinces de l'Atlantique au Canada et du nord-est des États-Unis.

Les placements d'Emera dans d'autres sociétés à tarifs non réglementés liées au secteur énergétique (compris dans le secteur isolable Divers) étaient composés 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»), qui comprennent des centrales électriques dans le nord-est des États-Unis. Le 29 mars 2019, Emera a conclu la vente des centrales alimentées au gaz en Nouvelle-Angleterre. Se reporter à la note 4 pour obtenir plus de renseignements,
 - Bayside Power Limited Partnership («Bayside Power»), centrale électrique à Saint John, au Nouveau-Brunswick. Le 5 mars 2019, la Société a vendu la centrale de Bayside. Se reporter à la note 4 pour obtenir plus de renseignements;
 - Brooklyn Power Corporation («Brooklyn Energy»), une 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 à stockage pompé dans le nord-ouest du Massachusetts;
- Emera US Finance LP et TECO Finance, Inc. («TECO Finance»), filiales de financement d'Emera;
- Emera Utility Services Inc. («EUS»), entrepreneur en services publics menant des activités principalement dans le Canada atlantique. Au deuxième trimestre de 2019, Emera a conclu une entente visant la vente de ses immobilisations corporelles dans EUS. La clôture de la vente est prévue pour la fin de 2019. EUS a mis fin à ses activités le 30 septembre 2019;
- 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 2018 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 2019.

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 comptabilisés des actifs et des passifs à la date des états financiers et les montants comptabilisés 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 comptabilisé 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.

Contrats de location

À la date de passation d'un contrat, la société apprécie si une entente renferme un contrat de location en évaluant s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé pour un certain temps, moyennant une contrepartie.

Emera a conclu des contrats de location avec des producteurs d'électricité indépendants et d'autres entreprises de services publics assortis d'obligations annuelles d'achat d'énergie éolienne et hydroélectrique en vertu de contrats de durées variables qui sont classés comme des contrats de location-financement. Ces derniers ne sont pas présentés dans les bilans consolidés condensés de la société puisque les paiements relatifs à ces contrats sont de nature variable et qu'il n'y a pas de paiements de loyer fixes minimaux. La charge locative liée au contrat de location figure au poste «Combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité» dans les états des résultats consolidés condensés.

Les obligations locatives liées à des contrats de location simple et les actifs au titre du droit d'utilisation sont comptabilisés dans les bilans consolidés condensés à la date de début selon la valeur actualisée des paiements de loyer minimaux à recevoir sur la durée du contrat de location. Étant donné que la majorité des contrats de location d'Emera ne fournissent pas le taux d'intérêt implicite, le taux d'emprunt marginal à la date de début du contrat de location est utilisé pour déterminer la valeur actualisée des paiements de loyer à recevoir. La charge locative liée à un contrat de location est comptabilisée selon la méthode linéaire sur la durée du contrat dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales des états des résultats consolidés condensés.

Lorsque la société est le bailleur, un contrat est un contrat de location-vente s'il satisfait à certains critères et s'il transfère le contrôle du bien sous-jacent au preneur. Pour les contrats où les critères sont satisfaits par la présence d'une garantie de valeur résiduelle par un tiers, le contrat est un contrat de location-financement.

Pour les contrats de location-financement, la société comptabilise un placement net dans le contrat de location qui est composé de la somme des paiements de loyer minimaux et de la valeur résiduelle (déduction faite des frais accessoires estimatifs et des produits comptabilisés d'avance). La différence entre le placement brut et le coût de l'élément loué est comptabilisée comme produits comptabilisés d'avance au début du contrat de location. Les produits non acquis 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.

La comptabilisation des contrats de location-vente est semblable à celle des contrats de location-financement; toutefois, la différence entre la juste valeur et la valeur comptable du bien loué est comptabilisée à la date de début du contrat de location au lieu d'être reportée sur la durée du contrat de location.

Emera a conclu certaines ententes contractuelles qui comprennent des composantes locatives et des composantes non locatives, que la direction a choisi de comptabiliser comme une seule composante de nature locative pour tous les contrats de location.

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 2019, sont présentées ci-après.

Contrats de location

Le 1^{er} janvier 2019, la société a adopté l'Accounting Standard Update («ASU») 2016-02, *Leases (Topic 842)*, y compris toutes ses modifications, en l'appliquant selon une approche rétrospective modifiée. La norme exige que les preneurs comptabilisent dans leur bilan tous les contrats de location dont la période de location est supérieure à 12 mois et qu'ils fournissent les principales informations sur les contrats de location.

Comme le permettent les mesures de simplification transitoires, Emera n'a pas retraité les informations financières comparatives dans ses états financiers consolidés condensés, n'a pas réévalué si ses contrats expirés ou en cours renferment des contrats de location et s'en est tenue au classement des contrats de location existants. En outre, la société a choisi de ne pas évaluer les servitudes foncières existantes en vertu de la nouvelle norme si elles n'étaient pas auparavant comptabilisées selon les lignes directrices contenues dans l'ASC Topic 840. La société a choisi d'utiliser des connaissances *a posteriori* pour déterminer la durée des contrats de location en cours et a également choisi de ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour toutes ses ententes locatives.

Emera a mis 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. Il n'y a eu aucune mise à jour des systèmes de technologie de l'information découlant de cette mise en œuvre.

L'adoption de cette nouvelle norme a entraîné la prise en compte d'actifs au titre du droit d'utilisation et d'obligations locatives d'environ 58 millions de dollars au 1^{er} janvier 2019. Les actifs au titre du droit d'utilisation et les obligations locatives ont été évalués à la valeur actualisée des paiements de loyer qui n'ont pas encore été versés, calculée à l'aide du taux d'emprunt marginal de la société.

L'adoption de la norme n'a eu aucune incidence sur les bénéfices non répartis à l'ouverture au 1^{er} janvier 2019 ni sur le bénéfice net ou les flux de trésorerie de la société pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019. Elle n'a entraîné pour Emera aucune incidence significative sur sa façon de comptabiliser ses ententes locatives. Se reporter à la note 16 des états financiers pour en savoir davantage.

Améliorations ciblées à la comptabilisation des activités de couverture

Le 1^{er} janvier 2019, la société a adopté l'ASU 2017-12, *Targeted Improvements to Accounting for Hedging Activities*, qui modifie les dispositions de l'ASC Topic 815 en matière de comptabilisation et de présentation des activités de couverture. La norme simplifie l'application de la comptabilité de couverture et améliore la transparence et la compréhensibilité de l'information concernant les activités de gestion des risques de l'entité en alignant davantage la présentation par l'entité de l'information financière au sujet des relations de couverture sur les activités de gestion des risques pertinentes. La norme rend un plus grand nombre de stratégies de couverture financières et non financières admissibles à la comptabilité de couverture, modifie les dispositions en matière de présentation et d'obligations d'information au sujet des activités de couverture et modifie la façon dont les entités évaluent l'efficacité de la couverture. L'adoption de cette norme n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés condensés de la société.

Informatique en nuage

En août 2018, le Financial Accounting Standards Board («FASB») a publié l'ASU 2018-15, *Customer's Accounting for Implementation Costs Incurred in a Cloud Computing Agreement That Is a Service Contract*. La norme permet aux entités qui ont conclu une entente d'hébergement dans le cadre de leurs contrats de service d'appliquer les lignes directrices existantes de leur logiciel à usage interne afin de déterminer quels coûts d'implantation devront être inscrits à l'actif relativement au contrat de service et quels coûts devront être comptabilisés en charges. La norme définit les catégories de classement des coûts d'implantation à capitaliser et de la dotation à l'amortissement connexe en vue de leur comptabilisation dans les états financiers et exige la présentation d'informations supplémentaires. Cette norme s'applique aux exercices, et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2019. L'adoption anticipée est permise et peut être appliquée rétrospectivement ou prospectivement. La société a adopté la norme de façon anticipée le 1^{er} janvier 2019 et a choisi de l'appliquer de manière prospective. L'adoption de cette norme n'a eu aucune incidence significative sur ses états financiers consolidés condensés.

3. PRISES DE POSITION COMPTABLES FUTURES

La société se penche sur l'applicabilité et l'incidence de toutes les ASU publiées par le 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 2018 de la société, en tenant compte des mises à jour indiquées au paragraphe suivant.

Évaluation des pertes de crédit attendues sur les instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-13, *Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*. Cette norme fournit des lignes directrices sur l'évaluation des pertes sur crédit liées aux actifs financiers et certains autres instruments qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net, y compris les créances clients et autres débiteurs, les titres de créance, le placement net dans des contrats de location et les risques de crédit hors bilan. Selon les nouvelles lignes directrices, les entités doivent remplacer la méthode actuellement utilisée pour comptabiliser les pertes sur crédit subies par une méthode qui évalue toutes les pertes sur crédit anticipées liées aux actifs financiers d'après les résultats passés, la conjoncture et des prévisions raisonnables et justifiables. La norme exige que des informations supplémentaires soient fournies à l'égard des pertes sur crédit, y compris la méthode utilisée pour comptabiliser les pertes sur crédit et les indicateurs de la qualité du crédit. Elle s'appliquera aux exercices, et aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts à compter du 15 décembre 2019, et fera l'objet d'une application rétrospective modifiée. La norme peut être adoptée par anticipation pour les exercices, et les périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2018. La société n'adoptera pas cette norme de façon anticipée. La société ne prévoit pas d'incidence significative sur ses états financiers consolidés par suite de l'adoption de cette norme.

4. CESSIONS

Détenus en vue de la vente

Emera Maine

Le 25 mars 2019, Emera a annoncé la vente d'Emera Maine pour une valeur d'entreprise totale d'environ 1,3 milliard de dollars américains, y compris une contrepartie en trésorerie de 959 millions de dollars américains, une créance cédée et un ajustement du fonds de roulement à la clôture. La clôture de la vente est prévue pour la fin de 2019 et est assujettie à l'approbation de la MPUC. Toutes les autres approbations réglementaires exigées ont été obtenues. Un profit significatif sur la vente devrait être comptabilisé dans les résultats à la clôture.

Les actifs et les passifs d'Emera Maine sont classés comme détenus en vue de la vente et évalués au plus faible de leur valeur comptable ou de la juste valeur diminuée des coûts de la vente. L'évaluation n'a entraîné aucun ajustement lié à la juste valeur. La société continuera de comptabiliser l'amortissement de ces actifs jusqu'à la date de clôture de la transaction, car l'amortissement continue de se refléter dans les tarifs imposés aux abonnés et il se reflétera dans la valeur comptable des actifs au moment de leur vente. L'amortissement de 26 millions de dollars (20 millions de dollars américains) a été comptabilisé sur ces actifs à compter du 25 mars 2019, date à laquelle ils ont été classés comme détenus en vue de la vente jusqu'au 30 septembre 2019.

Divers

Le 30 septembre 2019, des actifs d'EUS d'un montant non significatif ont été classés comme détenus en vue de la vente lorsque la société a conclu une convention visant la vente de ces actifs. La clôture de cette vente est prévue pour la fin de 2019. EUS a mis fin à ses activités le 30 septembre 2019.

Le tableau qui suit présente les actifs et les passifs qui sont classés comme détenus en vue de la vente :

Au	30 septembre
en millions de dollars canadiens	2019
Actifs réglementaires	12 \$
Débiteurs et autres actifs à court terme	73
Actifs à court terme détenus en vue de la vente	85
Immobilisations corporelles	1 311
Écart d'acquisition	151
Actifs réglementaires	118
Autres actifs à long terme	54
Actifs à long terme détenus en vue de la vente	1 634
Total des actifs détenus en vue de la vente	1 719 \$
Passifs réglementaires	10 \$
Créditeurs et autres passifs à court terme	84
Passifs à court terme liés à des actifs détenus en vue de la vente	94
Dette à long terme	475
Impôts sur les bénéfices reportés	204
Passifs réglementaires	146
Autres passifs à long terme	81
Passifs à long terme liés à des actifs détenus en vue de la vente	906
Total des passifs liés à des actifs détenus en vue de la vente	1 000 \$

Cessions

Le 29 mars 2019, Emera a conclu la vente de ses trois centrales alimentées au gaz en Nouvelle-Angleterre pour une contrepartie en trésorerie de 799 millions de dollars (598 millions de dollars américains), y compris des ajustements du fonds de roulement. Les actifs des centrales alimentées au gaz en Nouvelle-Angleterre étaient classés comme détenus en vue de la vente au 31 décembre 2018 et la société a interrompu l'amortissement de ces actifs le 27 novembre 2018. Le 5 mars 2019, la société a conclu la vente de la centrale Bayside pour une contrepartie en trésorerie de 46 millions de dollars. Les centrales alimentées au gaz en Nouvelle-Angleterre et la centrale Bayside étaient prises en compte dans le secteur Divers de la société. Une perte non significative a été comptabilisée sur ces cessions.

Le tableau qui suit présente les informations relatives aux actifs et aux passifs liés aux centrales alimentées au gaz en Nouvelle-Angleterre classés comme détenus en vue de la vente au 31 décembre 2018 :

Au en millions de dollars canadiens	31 décembre 2018
Débiteurs et autres actifs à court terme	40 \$
Stocks	13
Actifs à court terme détenus en vue de la vente	53
Immobilisations corporelles	777
Actifs à long terme détenus en vue de la vente	777
Total des actifs détenus en vue de la vente	830 \$
Créditeurs et autres passifs à court terme	20 \$
Passifs à court terme liés à des actifs détenus en vue de la vente	20
Autres passifs à long terme	2
Passifs à long terme liés à des actifs détenus en vue de la vente	2
Total des passifs liés à des actifs détenus en vue de la vente	22 \$

5. INFORMATION SECTORIELLE

Emera présente séparément ses secteurs isolables en raison notamment de la diversité de leur cadre d'exploitation, de leur cadre réglementaire et de leurs zones géographiques. 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.

En vigueur à partir du 1^{er} janvier 2019, Emera a revu ses secteurs isolables pour les harmoniser avec ses priorités stratégiques et sa gouvernance interne. Cette nouvelle information sectorielle est alignée avec la façon dont la société évalue sa performance financière et prend des décisions à l'égard de la répartition des ressources. Toutes les informations financières sectorielles comparatives ont été retraitées, sans aucune incidence sur les résultats consolidés présentés.

Les cinq nouveaux secteurs isolables sont les suivants :

- entreprise de services publics d'électricité en Floride;
- entreprises de services publics d'électricité au Canada;
- autres entreprises de services publics d'électricité;
- entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure;
- divers.

en millions de dollars canadiens	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infra- structure	Divers	Éliminations inter- sectorielles	Total
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	735 \$	296 \$	189 \$	203 \$	(124) \$	- \$	1 299 \$
Produits intersectoriels ¹	3	-	-	6	11	(20)	-
Total des produits d'exploitation	738	296	189	209	(113)	(20)	1 299
Amortissement	112	58	26	28	2	-	226
Intérêts débiteurs nets	39	36	13	14	81	-	183
Intérêts répartis en interne ²	-	-	-	4	(4)	-	-
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	136	88	46	81	29	(13)	367
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	153	33	23	25	(179)	-	55
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	1 974	1 065	559	797	100	-	4 495
Produits intersectoriels ¹	9	1	-	17	32	(59)	-
Total des produits d'exploitation	1 983	1 066	559	814	132	(59)	4 495
Amortissement	333	171	84	82	8	-	678
Intérêts débiteurs nets	116	108	39	44	250	-	557
Intérêts répartis en interne ²	-	-	-	11	(11)	-	-
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	408	230	141	235	103	(41)	1 076
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	339	171	64	132	(236)	-	470
Au 30 septembre 2019							
Total de l'actif	16 265	6 526	3 116	5 398	1 419	(1 159) ³	31 565

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.

2) Le bénéfice net sectoriel est présenté sur une base qui comprend les coûts de financement répartis en interne.

3) Découlent principalement du reclassement des impôts reportés consolidés. Les actifs d'impôts reportés sont reclassés et déduits des passifs d'impôts reportés à la consolidation.

en millions de dollars canadiens	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infra- structure	Divers	Éliminations inter- sectorielles	Total
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2018							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	773 \$	310 \$	206 \$	206 \$	- \$	- \$	1 495 \$
Produits intersectoriels ¹	2	-	-	10	14	(26)	-
Total des produits d'exploitation	775	310	206	216	14	(26)	1 495
Amortissement	101	56	28	37	14	-	236
Intérêts débiteurs nets	30	34	12	14	86	-	176
Intérêts répartis en interne ²	-	-	-	4	(4)	-	-
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	171	64	44	65	40	(14)	370
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	143	36	31	15	(107)	-	118
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	2 011	1 053	561	761	339	-	4 725
Produits intersectoriels ¹	6	2	-	23	39	(70)	-
Total des produits d'exploitation	2 017	1 055	561	784	378	(70)	4 725
Amortissement	299	163	88	97	40	-	687
Intérêts débiteurs nets	96	103	35	40	253	-	527
Intérêts répartis en interne ²	-	-	-	11	(11)	-	-
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	496	204	139	217	130	(47)	1 139
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	298	174	62	93	(148)	-	479
Au 31 décembre 2018							
Total de l'actif	15 997	6 275	3 094	5 404	2 653	(1 109) ³	32 314

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.

2) Le bénéfice net sectoriel est présenté sur une base qui comprend les coûts de financement répartis en interne.

3) Découlent principalement du reclassement des impôts reportés consolidés. Les actifs d'impôts reportés sont reclassés et déduits des passifs d'impôts reportés à la consolidation.

6. PRODUITS

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

en millions de dollars canadiens	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infra- structure	Divers	Éliminations inter- sectorielles	Total
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2019							
Activités à tarifs réglementés							
Produits tirés de l'électricité							
Secteur résidentiel	430 \$	135 \$	70 \$	- \$	- \$	- \$	635 \$
Secteur commercial	212	91	85	-	-	-	388
Secteur industriel	53	52	10	-	-	2	117
Divers produits liés à l'électricité et reports réglementaires	38	11	5	-	-	(2)	52
Divers ¹	5	7	19	-	-	(3)	28
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité	738	296	189	-	-	(3)	1 220
Produits tirés du gaz							
Secteur résidentiel	-	-	-	75	-	-	75
Secteur commercial	-	-	-	59	-	-	59
Secteur industriel	-	-	-	12	-	-	12
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	15	-	-	15
Divers	-	-	-	44	-	(6)	38
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz	-	-	-	205	-	(6)	199
Activités à tarifs non réglementés							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	(23)	-	(23)
Ventes d'énergie ⁴	-	-	-	-	(2)	(1)	(3)
Capacité	-	-	-	-	2	-	2
Divers	-	-	-	4	12	(10)	6
Réévaluation à la valeur du marché ³	-	-	-	-	(102)	-	(102)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	4	(113)	(11)	(120)
Total des produits d'exploitation	738 \$	296 \$	189 \$	209 \$	(113) \$	(20) \$	1 299 \$

1) Le secteur Divers comprend les loyers, qui ne correspondent pas à des 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 qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

4) Comprendent les profits (pertes) résultant du règlement d'instruments dérivés énergétiques qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

en millions de dollars canadiens	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infra- structure	Divers	Éliminations inter- sectorielles	Total
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019							
Activités à tarifs réglementés							
Produits tirés de l'électricité							
Secteur résidentiel	1 052 \$	552 \$	203 \$	- \$	- \$	- \$	1 807 \$
Secteur commercial	559	298	256	-	-	-	1 113
Secteur industriel	155	160	33	-	-	2	350
Divers produits liés à l'électricité et reports réglementaires							
	200	35	12	-	-	(2)	245
Divers ¹	17	21	55	-	-	(10)	83
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité							
	1 983	1 066	559	-	-	(10)	3 598
Produits tirés du gaz							
Secteur résidentiel	-	-	-	357	-	-	357
Secteur commercial	-	-	-	218	-	-	218
Secteur industriel	-	-	-	37	-	-	37
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	44	-	-	44
Divers	-	-	-	146	-	(17)	129
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz							
	-	-	-	802	-	(17)	785
Activités à tarifs non réglementés							
Commercialisation et négociation ⁴							
	-	-	-	-	3	-	3
Ventes d'énergie ⁴	-	-	-	-	78	(7)	71
Capacité	-	-	-	-	38	-	38
Divers	-	-	-	12	30	(25)	17
Réévaluation à la valeur du marché ³							
	-	-	-	-	(17)	-	(17)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés							
	-	-	-	12	132	(32)	112
Total des produits d'exploitation							
	1 983 \$	1 066 \$	559 \$	814 \$	132 \$	(59) \$	4 495 \$

1) Le secteur Divers comprend les loyers, qui ne correspondent pas à des 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 qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

4) Comprennent les profits (pertes) résultant du règlement d'instruments dérivés énergétiques qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

en millions de dollars canadiens	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infra- structure	Divers	Éliminations inter- sectorielles	Total
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2018							
Activités à tarifs réglementés							
Produits tirés de l'électricité							
Secteur résidentiel	431 \$	139 \$	71 \$	- \$	- \$	- \$	641 \$
Secteur commercial	213	95	97	-	-	-	405
Secteur industriel	55	60	14	-	-	-	129
Divers produits liés à l'électricité et reports réglementaires							
	69	9	4	-	-	-	82
Divers ¹	7	7	20	-	-	(2)	32
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité							
	775	310	206	-	-	(2)	1 289
Produits tirés du gaz							
Secteur résidentiel	-	-	-	74	-	-	74
Secteur commercial	-	-	-	56	-	-	56
Secteur industriel	-	-	-	12	-	-	12
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	15	-	-	15
Divers	-	-	-	55	-	(10)	45
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz							
	-	-	-	212	-	(10)	202
Activités à tarifs non réglementés							
Commercialisation et négociation ⁴							
	-	-	-	-	6	-	6
Ventes d'énergie ⁴	-	-	-	-	67	(5)	62
Capacité	-	-	-	-	39	-	39
Divers	-	-	-	4	13	(9)	8
Réévaluation à la valeur du marché ³							
	-	-	-	-	(111)	-	(111)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés							
	-	-	-	4	14	(14)	4
Total des produits d'exploitation							
	775 \$	310 \$	206 \$	216 \$	14 \$	(26) \$	1 495 \$

1) Le secteur Divers comprend les loyers, qui ne correspondent pas à des 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 qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

4) Comprennent les profits (pertes) résultant du règlement d'instruments dérivés énergétiques qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

en millions de dollars canadiens	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infra- structure	Divers	Éliminations inter- sectorielles	Total
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018							
Activités à tarifs réglementés							
Produits tirés de l'électricité							
Secteur résidentiel	1 034 \$	532 \$	192 \$	- \$	- \$	- \$	1 758 \$
Secteur commercial	561	298	261	-	-	-	1 120
Secteur industriel	155	171	35	-	-	-	361
Divers produits liés à l'électricité et reports réglementaires							
	251	33	17	-	-	-	301
Divers ¹	16	21	55	-	-	(8)	84
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité							
	2 017	1 055	560	-	-	(8)	3 624
Produits tirés du gaz							
Secteur résidentiel	-	-	-	339	-	-	339
Secteur commercial	-	-	-	211	-	-	211
Secteur industriel	-	-	-	36	-	-	36
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	41	-	-	41
Divers	-	-	-	145	-	(23)	122
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz							
	-	-	-	772	-	(23)	749
Activités à tarifs non réglementés							
Commercialisation et négociation ⁴							
	-	-	-	-	73	-	73
Ventes d'énergie ⁴	-	-	-	-	217	(12)	205
Capacité	-	-	-	-	96	-	96
Divers	-	-	1	12	35	(27)	21
Réévaluation à la valeur du marché ³							
	-	-	-	-	(43)	-	(43)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés							
	-	-	1	12	378	(39)	352
Total des produits d'exploitation							
	2 017 \$	1 055 \$	561 \$	784 \$	378 \$	(70) \$	4 725 \$

1) Le secteur Divers comprend les loyers, qui ne correspondent pas à des 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 qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

4) Comprennent les profits (pertes) résultant du règlement d'instruments dérivés énergétiques qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

Obligations de prestation qui restent à remplir

Les obligations de prestation qui restent à remplir 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 septembre 2019, le prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restent à remplir totalisait 341 millions de dollars (370 millions de dollars au 31 décembre 2018). Comme le permet la mesure de simplification de l'ASC 606, ce montant exclut les contrats ayant une durée prévue initiale de un an ou moins et les montants variables qu'Emera comptabilise dans les produits au montant qu'elle a le droit de facturer pour les services fournis. Emera prévoit comptabiliser des produits liés aux obligations de prestation qui restent à remplir jusqu'en 2033.

7. PLACEMENTS SOUS INFLUENCE NOTABLE ET QUOTE-PART DU BÉNÉFICE DES PLACEMENTS DANS DES SOCIÉTÉS SATELLITES

Les placements sous influence notable se composent de ce qui suit :

en millions de dollars canadiens	Valeur comptable aux		Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites pour les trois mois clos les 30 septembre		Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites pour les neuf mois clos les 30 septembre		Pourcentage de participation
	30 septembre 2019	31 décembre 2018	2019	2018	2019	2018	2019
LIL ¹	568 \$	534 \$	11 \$	11 \$	33 \$	31 \$	49,5
NSPML	548	545	9	10	35	40	100,0
M&NP ²	144	155	5	4	17	17	12,9
Lucelec ²	41	42	-	1	2	2	19,1
Bear Swamp ³	-	-	11	13	29	27	50,0
Autres placements	-	40	2	2	2	4	
	1 301 \$	1 316 \$	38 \$	41 \$	118 \$	121 \$	

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'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 sorte 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 de 2015. Le solde créditeur du placement dans Bear Swamp de 145 millions de dollars (172 millions de dollars en 2018) 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 23). Le tableau qui suit résume le bilan consolidé de NSPML :

Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Bilan		
Actif à court terme	95 \$	86 \$
Immobilisations corporelles	1 678	1 690
Actif à long terme	192	140
Total de l'actif	1 965 \$	1 916 \$
Passif à court terme	50 \$	21 \$
Dette à long terme	1 288	1 288
Passif à long terme	79	62
Capitaux propres	548	545
Total du passif et des capitaux propres	1 965 \$	1 916 \$

8. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

La provision pour impôts sur les bénéfices diffère de celle qui est calculée d'après la combinaison du taux d'imposition fédéral et du taux d'imposition provincial prévus par la loi pour les raisons suivantes :

Pour les en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	29 \$	108 \$	536 \$	545 \$
Taux d'imposition prévu par la loi	31 %	31 %	31 %	31 %
Impôts sur les bénéfices au taux d'imposition prévu par la loi	9	34	166	169
Impôts reportés sur les bénéfices réglementés comptabilisés comme actifs réglementaires et passifs réglementaires	(16)	(10)	(50)	(41)
Variation du taux d'impôt étranger	(15)	(17)	(40)	(34)
Amortissement des passifs réglementaires d'impôts sur les bénéfices reportés	(13)	(7)	(29)	(24)
Incidence fiscale de la quote-part du bénéfice dans des sociétés satellites	(3)	(3)	(12)	(13)
Changement de traitement des reports en avant de pertes d'exploitation nettes de NMGC	(7)	-	(7)	-
Ajustement lié à la répartition fiscale à l'égard de l'État de la Floride	-	(23)	-	(23)
Divers	(4)	(7)	(10)	(5)
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(49) \$	(33) \$	18 \$	29 \$
Taux d'imposition en vigueur	(169) %	(31) %	3 %	5 %

Au cours du troisième trimestre de 2018, Emera a reçu l'approbation du Florida Department of Economic Opportunity de modifier ses facteurs de répartition fiscale à l'égard de l'État de la Floride. Grâce à cette modification, la société a dégagé une économie fiscale d'environ 23 millions de dollars en 2018 découlant de la réévaluation de certains soldes d'impôts reportés.

9. ACTIONS ORDINAIRES

Autorisées : Nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale

Émises et en circulation :	En millions d'actions	En millions de dollars canadiens
Solde au 31 décembre 2018	234,12	5 816 \$
Conversion de débentures convertibles	0,03	1
Émission d'actions ordinaires ¹	0,88	49
Émises au comptant en vertu des régimes d'achat d'actions, au prix du marché	3,04	153
Escompte sur les actions achetées en vertu du régime de réinvestissement des dividendes	-	(7)
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants	2,53	102
Régime d'achat d'actions à l'intention des employés	-	1
Solde au 30 septembre 2019	240,60	6 115 \$

1) Au 30 septembre 2019, un total de 0,88 million d'actions ordinaires avaient été émises dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché (le «programme ACM») au prix moyen de 56,76 \$ l'action pour un produit brut de 50 millions de dollars (49,4 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission).

Le 11 juillet 2019, Emera a mis sur pied un programme ACM qui permet à la société d'émettre de nouvelles actions ordinaires jusqu'à concurrence d'une valeur de 600 millions de dollars au public à l'occasion, au cours du marché en vigueur, au gré de la société. Le programme ACM a été établi en vertu du supplément de prospectus au prospectus préalable de base simplifié de la société, qui expire le 14 juillet 2021. Au 30 septembre 2019, un montant de ventes brutes limite de 550 millions de dollars demeurait disponible à des fins d'émission en vertu du programme ACM.

10. 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 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Numérateur				
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	55,0 \$	118,1 \$	470,3 \$	479,0 \$
Numérateur – résultat dilué	55,0	118,1	470,3	479,0
Dénominateur				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	239,5	232,4	237,4	231,1
Nombre moyen pondéré d'unités d'actions différées en circulation	1,5	1,3	1,5	1,3
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	241,0	233,7	238,9	232,4
Rémunération à base d'actions	0,6	0,3	0,6	0,3
Régime de réinvestissement des dividendes	0,8	1,1	0,8	1,1
Déventures convertibles	-	0,1	-	0,1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	242,4	235,2	240,3	233,9
Résultat par action ordinaire				
De base	0,23 \$	0,51 \$	1,97 \$	2,06 \$
Dilué	0,23 \$	0,50 \$	1,96 \$	2,05 \$

11. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts, sont comme suit :

en millions de dollars canadiens	(Perte latente) gain latent à la conversion des comptes d'établissements étrangers autonomes	Variation nette des couvertures de placements nets	(Pertres) gains sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Variation nette des placements disponibles à la vente	Variation nette des coûts non comptabilisés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Total du CAÉRÉ
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019						
Solde au 1 ^{er} janvier 2019	654 \$	(74) \$	(7) \$	(1) \$	(234) \$	338 \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	(242)	48	3	-	-	(191)
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	-	-	3	-	11	14
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	(242)	48	6	-	11	(177)
Solde au 30 septembre 2019	412 \$	(26) \$	(1) \$	(1) \$	(223) \$	161 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018						
Solde au 1 ^{er} janvier 2018 ¹	30 \$	48 \$	(3) \$	3 \$	(243) \$	(165) \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	218	(41)	5	-	-	182
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	-	-	(6)	(4)	26	16
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	218	(41)	(1)	(4)	26	198
Solde au 30 septembre 2018	248 \$	7 \$	(4) \$	(1) \$	(217) \$	33 \$

1) Les soldes au 1^{er} janvier 2018 du CAÉRÉ et des actifs réglementaires comprennent le reclassement d'un montant de 37 millions de dollars d'une période antérieure au titre des coûts non comptabilisés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et d'un montant de 15 millions de dollars d'une période antérieure au titre des impôts reportés (22 millions de dollars, déduction faite des impôts) afin de les rendre conformes à la présentation de ceux de l'exercice considéré.

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

Pour les		Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
en millions de dollars canadiens		30 septembre		30 septembre	
		2019	2018	2019	2018
Élément touché dans les états financiers consolidés		Montants reclassés hors du CAÉRÉ			
Pertes (gains) sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie					
Contrats de change à terme	Produits d'exploitation – activités à tarifs réglementés	1 \$	(1) \$	3 \$	(5) \$
Swaps sur l'électricité et le gaz	Combustible non réglementé pour la production et l'achat d'électricité	-	1	-	(2)
Total avant impôts		1	-	3	(7)
	Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	-	-	-	1
Total, déduction faite des impôts		1 \$	- \$	3 \$	(6) \$
Variation nette des placements disponibles à la vente					
	Bénéfices non répartis ¹	-	-	-	(4) \$
Total, déduction faite des impôts		-	-	-	(4) \$
Variation nette des coûts non comptabilisés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite					
Pertes actuarielles (gains actuariels)	Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	4 \$	8 \$	12 \$	28 \$
Coûts (gains) au titre des services passés	Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	(1)	(1)	(1)	(1)
Montant reclassé dans les obligations	Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	1	-	1	-
Total avant impôts		4	7	12	27
	Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	-	-	(1)	(1)
Total, déduction faite des impôts		4 \$	7 \$	11 \$	26 \$
Total des reclassements hors du CAÉRÉ, déduction faite des impôts, pour la période					
		5 \$	7 \$	14 \$	16 \$

1) Liés à l'adoption de l'ASU 2016-01, *Financial Instruments – Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*.

12. 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;
- fluctuations du cours des actions pour la rémunération à base d'actions.

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'achats et de ventes courants («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 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.

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 NSPI, Emera Maine, NMGC et GBPC qui sont documentés comme des couvertures économiques, et pour lesquels la société ne s'est pas prévalu 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. Tampa Electric et PGS n'ont aucun instrument dérivé de couverture en raison d'un moratoire de cinq ans approuvé par la Florida Public Service Commission sur la couverture d'achats de gaz naturel, qui doit prendre fin le 31 décembre 2022.
- 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 :

Aux en millions de dollars canadiens	Actifs dérivés		Passifs dérivés	
	30 septembre 2019	31 décembre 2018	30 septembre 2019	31 décembre 2018
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Contrats de change à terme	- \$	- \$	1 \$	5 \$
	-	-	1	5
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats de charbon	11	71	23	1
Achats d'électricité	22	2	28	1
Achats et ventes de gaz naturel	5	2	8	4
Achats de mazout lourd	4	1	10	1
Contrats de change à terme	8	29	2	-
	50	105	71	7
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	15	62	16	76
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	116	125	373	403
	131	187	389	479
<i>Autres instruments dérivés</i>				
Dérivés sur actions et swaps de taux d'intérêt	33	1	-	-
	33	1	-	-
Total des instruments dérivés à court terme bruts	214	293	461	491
Incidence des accords généraux de compensation visant un règlement, soit sur la base du solde net, soit simultanément	(85)	(126)	(85)	(126)
	129	167	376	365
Court terme	99	148	275	260
Long terme	30	19	101	105
Total des instruments dérivés	129 \$	167 \$	376 \$	365 \$

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 :

Aux en millions de dollars canadiens	Actifs dérivés		Passifs dérivés	
	30 septembre 2019	31 décembre 2018	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Report réglementaire	6 \$	1 \$	6 \$	1 \$
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction	79	125	79	125
Incidence totale des accords généraux de compensation visant un règlement, soit sur la base du solde net, soit simultanément	85 \$	126 \$	85 \$	126 \$

Couvertures de flux de trésorerie

La société détient 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	Trois mois clos les 30 septembre		
	2019		2018
	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) \$	- \$
Gain réalisé (perte réalisée) – produits d'exploitation réglementés	(1)	-	1
Total des gains (pertes) – bénéfice net	(1) \$	(1) \$	1 \$

Pour les en millions de dollars canadiens	Neuf mois clos les 30 septembre		
	2019		2018
	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	- \$	2 \$	- \$
Gain réalisé (perte réalisée) – produits d'exploitation réglementés	(3)	-	5
Total des gains (pertes) – bénéfice net	(3) \$	2 \$	5 \$

Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre		
	2019		31 décembre 2018
	Contrats de change à terme	Swaps sur l'électricité	Contrats de change à terme
Total des gains latents (pertes latentes) dans le CAÉRE, déduction faite des impôts	(1) \$	(1) \$	(6) \$

La société prévoit reclasser dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois une perte latente de 1 million 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 septembre 2019, 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	2019	2020
Ventes – contrats de change à terme (\$ US)	3 \$	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	2019		Trois mois clos les 30 septembre 2018		
	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	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 et de biocarburant prévoyant la livraison	Contrats de change à terme
Gain latent (perte latente) inclus(e) dans les actifs réglementaires	(25) \$	5 \$	(8) \$	- \$	(1) \$
Gain latent (perte latente) inclus(e) dans les passifs réglementaires	10	2	35	-	(4)
(Gain réalisé) perte réalisée dans les passifs réglementaires	(3)	-	2	-	-
(Gain réalisé) perte réalisée dans les stocks ¹	(4)	(1)	(18)	-	(3)
(Gain réalisé) perte réalisée dans le combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité ²	1	(1)	(3)	-	(3)
Total des variations – instruments dérivés	(21) \$	5 \$	8 \$	- \$	(11) \$

1) (Gains réalisés) pertes réalisées qui seront comptabilisés dans le combustible 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	2019		Neuf mois clos les 30 septembre 2018		
	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	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 et de biocarburant prévoyant la livraison	Contrats de change à terme
Gain latent (perte latente) inclus(e) dans les actifs réglementaires	(71) \$	(2) \$	(16) \$	(1) \$	2 \$
Gain latent (perte latente) inclus(e) dans les passifs réglementaires	4	(6)	76	-	10
(Gain réalisé) perte réalisée inclus(e) dans les passifs réglementaires	1	-	(3)	-	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus(e) dans les stocks ¹	(28)	(9)	(43)	-	(14)
(Gain réalisé) perte réalisée inclus(e) dans le combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité ²	(1)	(6)	(5)	-	(6)
Total des variations – instruments dérivés	(95) \$	(23) \$	9 \$	(1) \$	(8) \$

1) (Gains réalisés) pertes réalisées qui seront comptabilisés dans le combustible 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 septembre 2019, 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 :

	2019	2020-2022
en millions	Achats	Achats
Charbon (en tonnes métriques)	-	1
Gaz naturel (MBTU)	8	23
Mazout lourd (en barils)	1	2
Électricité (MWh)	-	3

Swaps et contrats de change à terme de gré à gré

Au 30 septembre 2019, 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 :

	2019	2020-2022
Contrats de change à terme (en millions de dollars américains)	43 \$	276 \$
Taux moyen pondéré	1,2172	1,3199
% de \$ US requis	88 %	39 %

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 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité – produits d'exploitation non réglementés	(2) \$	(1) \$	- \$	(11) \$
Swaps, contrats à terme de gré à gré, contrats à terme standardisés et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel – produits d'exploitation non réglementés	(67)	(104)	180	55
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	1	2	(4)	2
	(68) \$	(103) \$	176 \$	46 \$

Au 30 septembre 2019, 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	2019	2020	2021	2022	2023
Achats de gaz naturel (MBTU)	255	167	76	56	41
Ventes de gaz naturel (MBTU)	224	100	19	7	2
Achats d'électricité (MWh)	2	-	-	-	-
Ventes d'électricité (MWh)	2	-	-	-	-

Autres instruments dérivés

Au 30 septembre 2019, la société avait des dérivés sur actions en place pour gérer le risque de flux de trésorerie associé aux règlements en espèces futurs prévus au titre des obligations de rémunération différée. Le dérivé sur actions couvre le rendement de 2,3 millions d'actions et s'étend jusqu'en mars 2020.

La société a comptabilisé des gains latents sur les dérivés sur actions de 11 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2019 (néant en 2018) et de 34 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019 (néant en 2018) dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales des états des résultats consolidés condensés.

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 expositions au risque, et le suivi et l'atténuation des risques. Tous les nouveaux clients et contreparties font l'objet d'une évaluation du crédit, et des dépôts ou garanties sont exigés pour les comptes présentant un risque 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 de passif net sont rajustées en fonction de la probabilité de défaillance actuelle de la société. Les positions d'actif net 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 septembre 2019, les actifs financiers de la société considérés comme étant en souffrance, depuis 72 jours en moyenne, totalisaient 136 millions de dollars (118 millions de dollars au 31 décembre 2018). La juste valeur de ces actifs financiers s'élevait à 124 millions de dollars (107 millions de dollars au 31 décembre 2018), 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 septembre 2019	31 décembre 2018
Dépôts en garantie consentis à des tiers	91 \$	103 \$
Dépôts en garantie reçus de tiers	7	77

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 septembre 2019, la juste valeur totale de ces instruments dérivés, en position de passif, était de 376 millions de dollars (365 millions de dollars au 31 décembre 2018). 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 de passif net relativement à ces instruments dérivés.

13. 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 12), et utilise une approche axée sur le marché. 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 septembre 2019			
en millions de dollars canadiens	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actif				
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats de charbon	- \$	8 \$	- \$	8 \$
Achats d'électricité	21	-	-	21
Achats et ventes de gaz naturel	-	4	-	4
Achats de mazout lourd	3	-	-	3
Contrats de change à terme	-	8	-	8
	24	20	-	44
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	4	-	1	5
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel et transport connexe	(3)	34	16	47
	1	34	17	52
<i>Autres instruments dérivés</i>				
Swaps de taux d'intérêt et dérivés sur actions	33	-	-	33
	33	-	-	33
Total de l'actif	58	54	17	129
Passif				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Contrats de change à terme	-	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	-	20	-	20
Achats d'électricité	27	-	-	27
Achats de mazout lourd	2	8	-	10
Achats et ventes de gaz naturel	4	2	-	6
Contrats de change à terme	-	2	-	2
	33	32	-	65
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	5	-	1	6
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	6	23	275	304
	11	23	276	310
Total du passif	44	56	276	376
Actif (passif) net	14 \$	(2) \$	(259) \$	(247) \$

Au	31 décembre 2018			
en millions de dollars canadiens	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actif				
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats de charbon	- \$	70 \$	- \$	70 \$
Achats d'électricité	2	-	-	2
Achats et ventes de gaz naturel	-	2	-	2
Achats de mazout lourd	-	1	-	1
Contrats de change à terme	-	29	-	29
	2	102	-	104
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	2	2	3	7
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel et transport connexe	1	36	18	55
	3	38	21	62
<i>Autres instruments dérivés</i>				
Swaps de taux d'intérêt	-	1	-	1
	-	1	-	1
Total de l'actif	5	141	21	167
Passif				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Contrats de change à terme	-	5	-	5
	-	5	-	5
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats de charbon	-	1	-	1
Achats d'électricité	1	-	-	1
Achats de mazout lourd	-	1	-	1
Achats et ventes de gaz naturel	3	-	-	3
	4	2	-	6
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	14	6	1	21
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	-	28	305	333
	14	34	306	354
Total du passif	18	41	306	365
Actif (passif) net	(13) \$	100 \$	(285) \$	(198) \$

La variation de la juste valeur des actifs financiers de niveau 3 pour les trois mois clos le 30 septembre 2019 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 \$	17 \$	20 \$
Total des gains réalisés et latents inclus (pertes réalisées et latentes incluses)			
dans les produits d'exploitation non réglementés	(2)	(1)	(3)
Solde au 30 septembre 2019	1 \$	16 \$	17 \$

La variation de la juste valeur des passifs financiers de niveau 3 pour les trois mois clos le 30 septembre 2019 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	1 \$	176 \$	177 \$
Total des gains réalisés et latents inclus (pertes réalisées et latentes incluses)			
dans les produits d'exploitation non réglementés	-	99	99
Solde au 30 septembre 2019	1 \$	275 \$	276 \$

La variation de la juste valeur des actifs financiers de niveau 3 pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019 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 \$	18 \$	21 \$
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 septembre 2019	1 \$	16 \$	17 \$

La variation de la juste valeur des passifs financiers de niveau 3 pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019 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	1 \$	305 \$	306 \$
Total des gains réalisés et latents inclus (pertes réalisées et latentes incluses)			
dans les produits d'exploitation non réglementés	-	(30)	(30)
Solde au 30 septembre 2019	1 \$	275 \$	276 \$

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 et les neuf mois clos le 30 septembre 2019, 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 plusieurs courtiers afin d'évaluer et de justifier ces données non observables. Les taux d'actualisation peuvent inclure une prime de risque pour les contrats 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. Toute augmentation (diminution) importante d'une de ces données prise isolément se traduirait par une évaluation de la juste valeur considérablement plus faible (plus élevée).

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 septembre 2019			
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	21,72 \$ – 79,95 \$	34,12 \$
			Probabilités de défaillance	0,01 % – 1,14 %	0,25 %
			Taux d'actualisation	0,02 % – 6,30 %	2,94 %
<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>	11	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	1,26 \$ – 9,61 \$	3,04 \$
			Probabilités de défaillance	0,01 % – 5,71 %	0,22 %
			Taux d'actualisation	0,01 % – 17,88 %	2,19 %
	5	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	1,66 \$ – 10,92 \$	5,38 \$
			Ajustement de base	0,07 \$ – 1,30 \$	0,78 \$
			Probabilités de défaillance	0,01 % – 7,72 %	0,40 %
			Taux d'actualisation	0,01 % – 4,72 %	1,19 %
Total de l'actif	17 \$				
Passif					
<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	18,70 \$ – 25,52 \$	24,16 \$
			Coefficients de corrélation	92,2 % – 92,2 %	92,20 %
			Probabilités de défaillance	0,01 % – 0,01 %	0,01 %
			Taux d'actualisation	0,00 % – 0,00 %	0,00 %
<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>	247	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	1,28 \$ – 9,61 \$	4,68 \$
			Risque de crédit propre à l'entité	0,01 % – 2,31 %	0,12 %
			Taux d'actualisation	0,01 % – 15,96 %	2,18 %
	28	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	1,24 \$ – 10,92 \$	7,06 \$
			Ajustement de base	0,07 \$ – 1,30 \$	1,08 \$
			Probabilités de défaillance	0,01 % – 7,72 %	0,06 %
			Taux d'actualisation	0,01 % – 4,61 %	1,21 %
Total du passif	276 \$				
Actif (passif) net	(259) \$				

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

Aux	Valeur comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
en millions de dollars canadiens						
30 septembre 2019	14 377 \$	16 361 \$	- \$	15 879 \$	482 \$	16 361 \$
31 décembre 2018	15 411 \$	15 908 \$	- \$	14 991 \$	917 \$	15 908 \$

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 19 millions de dollars a été comptabilisée dans les «Autres éléments du résultat étendu – gains latents (pertes latentes) sur les couvertures de placements nets» pour les trois mois clos le 30 septembre 2019 (gain après impôts de 25 millions de dollars en 2018). Un gain de change après impôts de 48 millions de dollars a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019 (perte de change après impôts de 41 millions de dollars en 2018).

14. 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 14 des états financiers consolidés audités annuels de 2018 d'Emera.

Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre 2019 ¹	31 décembre 2018
Actifs réglementaires		
Actifs réglementaires d'impôts reportés	823 \$	775 \$
Régime de retraite et régime d'avantages complémentaires de retraite – soins de santé	378	453
Reports liés aux instruments dérivés	65	10
Clauses de recouvrement des coûts	38	75
Coûts de remise en état liés aux tempêtes – actif réglementaire	38	32
Mesure environnementale corrective	35	31
Recouvrement des coûts irrécupérables	27	28
Coûts de désendettement non amortis	20	26
Report au titre du programme de gestion axée sur la demande	21	24
Divers	74	115
	1 519 \$	1 569 \$
À court terme	123 \$	165 \$
À long terme	1 396	1 404
Total des actifs réglementaires	1 519 \$	1 569 \$
Passifs réglementaires		
Passifs réglementaires d'impôts reportés	1 024 \$	1 218 \$
Provision cumulée – coûts d'enlèvement	910	955
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible réglementé	141	161
Provision pour tempêtes	63	76
Reports liés aux instruments dérivés	52	116
Clauses de recouvrement des coûts	42	30
Fonds d'autoassurance (note 23)	29	30
Divers	4	24
	2 265 \$	2 610 \$
À court terme	289 \$	251 \$
À long terme	1 976	2 359
Total des passifs réglementaires	2 265 \$	2 610 \$

1) Le 25 mars 2019, Emera a annoncé la vente d'Emera Maine. Au 30 septembre 2019, les actifs et les passifs d'Emera Maine étaient classés comme détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 4 pour plus de détails.

Grand Bahama Power Company

Le 1^{er} septembre 2019, l'ouragan Dorian, d'une force de catégorie 5, a frappé l'île de Grand Bahama en générant des vents soutenus d'environ 285 km/h. Le passage de l'ouragan sur l'île a duré plusieurs jours, endommageant lourdement ou détruisant des maisons et des entreprises auxquelles GBPC fournit des services. Les installations de production, de transport et de distribution d'électricité de GBPC ont subi des dommages, y compris l'effet des inondations causées par l'onde de tempête et la pluie. La totalité des 19 000 clients de GBPC ont été privés d'électricité à la suite de la tempête. Le plan de remise en état de l'entreprise va bon train, de sorte qu'au 30 septembre 2019, le courant avait été rétabli chez tous les clients qui étaient en mesure de le recevoir, soit environ 16 000 clients.

GBPC conserve une assurance pour ses installations de production d'électricité, tandis que ses réseaux de transport et de distribution sont autoassurés, comme c'est le cas pour la plupart des entreprises de services publics. On estime actuellement que les coûts de remise en état des actifs autoassurés de GBPC s'élèveront à environ 12 millions de dollars américains. Au 30 septembre 2019, GBPC avait engagé et comptabilisé un montant de 11 millions de dollars (8 millions de dollars américains) à l'égard

de ces coûts estimés. Ce montant de 11 millions de dollars a été comptabilisé comme un actif réglementaire puisque la direction prévoit qu'un recouvrement de ces coûts engagés prudemment est probable au moyen d'un processus réglementaire. La direction collabore avec les assureurs de GBPC afin d'évaluer les dommages subis par ses installations de production d'électricité. On s'attend à ce que ces dommages soient couverts par l'assurance, à l'exception d'un montant de 5 millions de dollars américains, correspondant au montant de la franchise de l'assurance à la charge de GBPC, qui n'a pas encore été comptabilisé.

Au 30 septembre 2019, le total de l'actif de GBPC, sauf l'écart d'acquisition, s'établissait à 465 millions de dollars (351 millions de dollars américains) et une tranche de 101 millions de dollars (76 millions de dollars américains) de l'écart d'acquisition d'Emera était liée à GBPC. L'impact de l'ouragan Dorian pourrait avoir une incidence négative sur les résultats futurs de GBPC et une perte de valeur pour certains de ses actifs, et l'écart d'acquisition pourrait survenir. Il n'est pas possible d'en déterminer ou estimer raisonnablement l'ampleur à ce moment-ci; par conséquent, aucune perte de valeur n'a été comptabilisée au troisième trimestre de 2019. La société prévoit terminer son test de dépréciation au quatrième trimestre de 2019.

NSPI

Le 7 septembre 2019, la tempête post-tropicale Dorian a balayé la Nouvelle-Écosse et ses vents soutenus de force ouragan ont causé des dommages importants au réseau de transport et de distribution de NSPI. On estime que le coût total de remise en état s'élèvera à environ 39 millions de dollars. Au 30 septembre 2019, un montant de 23 millions de dollars du coût total estimé a été capitalisé dans les immobilisations corporelles, tandis que la tranche restante de 16 millions de dollars a été imputée aux charges d'exploitation et d'entretien et charges générales. Il n'y a eu aucune incidence générale sur le résultat de NSPI, puisque la hausse des coûts liés à la tempête pour NSPI a été absorbée par une partie de l'excédent des produits non liés au combustible qui ont été comptabilisés depuis le début de 2019. Tout excédent des produits non liés au combustible disponible à la clôture de l'exercice sera retourné aux clients au moyen du mécanisme de rajustement du prix du combustible.

Tampa Electric

Au troisième trimestre de 2019, Tampa Electric a engagé des coûts d'environ 11 millions de dollars (8 millions de dollars américains) relativement à l'ouragan Dorian. Ces coûts ont été imputés au passif réglementaire lié à la provision pour tempêtes de l'entreprise de services publics.

NMGC

Le 17 juillet 2019, la NMPRC a approuvé une augmentation des tarifs de NMGC, à compter du mois d'août 2019, et autorisé NMGC à conserver les économies d'impôts issues de la réforme fiscale qui ont été réalisées du 1^{er} janvier 2018 jusqu'à la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs. Les nouveaux tarifs sont mis en œuvre progressivement sur une période de deux ans et devraient donner lieu à une hausse des produits annuels d'environ 3 millions de dollars américains. Le passif réglementaire d'impôts sur les bénéfices reportés de 11 millions de dollars (8 millions de dollars américains), qui avait été comptabilisé au 31 décembre 2018 pour refléter les économies d'impôts découlant de la réforme fiscale de 2018, a été comptabilisé dans les produits du deuxième trimestre de 2019. La NMPRC a également approuvé le mécanisme de rajustement des tarifs en fonction de la température proposé par l'entreprise de services publics. Avec prise d'effet en août 2019, la NMPRC a approuvé le changement de traitement de reports en avant de pertes d'exploitation nettes. Grâce à ce changement, une économie d'impôt d'environ 7 millions de dollars (5 millions de dollars américains) a été comptabilisée au titre des résultats au troisième trimestre de 2019.

15. 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 combustible réglementé pour la production et l'achat d'électricité, se chiffrant à 26 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2019 (25 millions de dollars en 2018) et à 80 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019 (76 millions de dollars en 2018). NSPML est comptabilisée 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, présentés sur la base du montant net dans les produits d'exploitation – activités à tarifs non réglementés, ont totalisé 16 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2019 (6 millions de dollars en 2018) et 50 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019 (22 millions de dollars en 2018).

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 septembre 2019 et au 31 décembre 2018.

16. CONTRATS DE LOCATION

Preneur

La société a conclu des contrats de location simple pour des bâtiments, des terrains, des services de télécommunications et des véhicules sur rail. Les contrats de location d'Emera ont des durées résiduelles variant de 1 an à 67 ans, et certains sont assortis d'options de prolongation pouvant aller jusqu'à 65 ans. Ces options sont incluses dans la durée du contrat de location s'il est déterminé avec une certitude raisonnable qu'elles seront exercées.

Au en millions de dollars canadiens	Classement	30 septembre 2019
Actif au titre du droit d'utilisation	Autres actifs à long terme	66 \$
Obligations locatives		
À court terme	Autres passifs à court terme	4
À long terme	Autres passifs à long terme	62
Total des obligations locatives		66 \$

La société a comptabilisé des charges au titre des contrats de location de respectivement 30 millions de dollars et 116 millions de dollars pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2019, dont une tranche respectivement de 28 millions de dollars et 111 millions de dollars pour le troisième trimestre et les neuf mois clos le 30 septembre 2019 est liée aux coûts variables des contrats de location-financement des installations de production d'électricité.

Le tableau suivant présente les paiements de loyer minimaux non résiliables à recevoir pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite, au 30 septembre 2019.

en millions de dollars canadiens	2019	2020	2021	2022	2023	Par la suite	Total
Paielements minimaux de loyer	3 \$	7 \$	7 \$	7 \$	7 \$	109 \$	140 \$
Moins les intérêts théoriques							(74)
Total	3 \$	7 \$	7 \$	7 \$	7 \$	109 \$	66 \$

Renseignements supplémentaires sur les contrats de location d'Emera :

	Neuf mois clos le 30 septembre 2019
Pour les	
Trésorerie payée pour les montants compris dans l'évaluation des obligations locatives :	
Flux de trésorerie d'exploitation liés aux contrats de location simple (en millions de dollars canadiens)	5 \$
Actifs au titre du droit d'utilisation obtenus en échange d'obligations locatives :	
Contrats de location simples (en millions de dollars canadiens)	15 \$
Durée résiduelle moyenne pondérée des contrats de location (en années)	39
Taux d'actualisation moyen pondéré – contrats de location simple	4,05 %

Bailleur

Le placement net de la société dans des contrats de location-financement et de location-vente se rapporte à gazoduc Brunswick, aux stations de gaz naturel comprimé («GNC») et aux pompes à chaleur.

Les produits non acquis des contrats de location-financement et de location-vente 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» et dans les «Autres produits nets (charges nettes)» dans les états des résultats consolidés condensés.

La société gère son risque lié à la valeur résiduelle en vertu du contrat de location du gazoduc Brunswick en effectuant des opérations d'entretien courant de l'actif.

Les clients ont l'option d'acheter des actifs des stations de GNC en tout temps après la cinquième année des ententes, c'est-à-dire en 2021, en effectuant un paiement compensatoire à la date d'achat en fonction du taux de rendement interne cible ou peuvent prendre possession de l'actif de la station de GNC au terme de la durée du contrat de location à un prix nul. Les clients ont l'option d'acheter les pompes à chaleur au terme de la durée du contrat de location à un prix symbolique.

Le placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente comprend ce qui suit :

Au	30 septembre 2019
en millions de dollars canadiens	
Total des paiements de loyer minimaux à recevoir	1 066 \$
Moins : montants représentant les frais accessoires estimatifs	(192)
Paielements de loyer minimaux à recevoir	874 \$
Valeur résiduelle estimative des immobilisations louées (non garanties)	183
Moins : produits non acquis tirés d'un contrat de location-financement	(532)
Placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente	525 \$
Capital exigible à moins de un an (compris dans les «Débiteurs et autres actifs à court terme»)	18
Placement net dans des contrats de location-vente – à long terme (compris dans «Autres actifs à long terme»)	33
Placement net dans des contrats de location-financement – à long terme	474 \$

Au 30 septembre 2019, les paiements de loyer minimaux à recevoir pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite sont les suivants :

en millions de dollars canadiens	2019	2020	2021	2022	2023	Par la suite	Total
Paiements de loyer minimaux au titre de la location à recevoir	19 \$	72 \$	71 \$	70 \$	69 \$	765 \$	1 066 \$
Moins : frais accessoires							(192)
Paiements de loyer minimaux au titre de la location à recevoir	19 \$	72 \$	71 \$	70 \$	69 \$	765 \$	874 \$

17. 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 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 19 des états financiers consolidés audités annuels de 2018 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 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Régimes de retraite à prestations déterminées				
Coût des services	12 \$	13 \$	36 \$	38 \$
Coût qui n'est pas lié aux services				
Intérêts débiteurs	26	24	78	71
Rendement prévu des actifs des régimes	(37)	(34)	(112)	(103)
Amortissement de l'exercice en cours :				
Pertes actuarielles	4	8	12	28
Gains au titre des services passés	(1)	(1)	(1)	(1)
Actifs réglementés	5	7	15	19
Règlements et compressions	-	-	1	1
Total des coûts qui ne sont pas liés aux services	(3)	4	(7)	15
Total des régimes de retraite à prestations déterminées	9	17	29	53
Régimes d'avantages complémentaires de retraite				
Coût des services	1	1	3	4
Coût qui n'est pas lié aux services				
Intérêts débiteurs	4	4	11	10
Rendement prévu des actifs des régimes	-	(1)	(1)	(2)
Amortissement de l'exercice en cours :				
Actifs réglementés	(2)	(1)	(5)	(2)
Total des coûts qui ne sont pas liés aux services	2	2	5	6
Total des régimes d'avantages complémentaires de retraite	3	3	8	10
Total des régimes de retraite à prestations déterminées	12 \$	20 \$	37 \$	63 \$

La totalité des cotisations d'Emera à ces régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite se chiffraient à 29 millions de dollars (13 millions de dollars en 2018) pour les trois mois clos le 30 septembre 2019 et à 63 millions de dollars (67 millions de dollars en 2018) pour les neuf mois clos le 30 septembre 2019. Les cotisations annuelles de l'employeur pour les régimes de retraite à prestations déterminées seulement sont estimées à 53 millions de dollars pour 2019.

18. 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 22 des états financiers consolidés audités annuels de 2018 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 2019.

Activité de financement récente par secteur

Divers

Le 7 mars 2019, TECO Energy/Finance a reporté la date d'échéance de sa facilité de crédit de 500 millions de dollars américains du 8 mars 2019 au 5 mars 2020. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

19. DETTE À LONG TERME

Se reporter à la note 24 des états financiers consolidés audités annuels de 2018 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 importantes de 2019.

Activité de financement récente par secteur

Services publics d'électricité de la Floride

Le 24 juillet 2019, Tampa Electric Company («TEC») a émis des billets de premier rang d'une durée de 30 ans, pour un capital de 300 millions de dollars américains. Les billets portent intérêt à un taux de 3,625 % et viennent à échéance le 15 juin 2050.

Services publics d'électricité au Canada

Le 2 août 2019, NSPI a remboursé une débenture de 95 millions de dollars arrivée à échéance. La débenture a été remboursée au moyen de la facilité de crédit d'exploitation de NSPI.

Le 4 avril 2019, NSPI a procédé à une émission de billets à moyen terme de série AB échéant dans 30 ans d'un capital de 400 millions de dollars. Les billets portent intérêt à un taux de 3,57 % et viennent à échéance le 5 avril 2049.

Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure

Le 31 juillet 2019, New Mexico Gas Intermediate («NMGI») a remboursé un billet de 50 millions de dollars américains arrivé à échéance. Le billet a été remboursé à l'aide des fonds en caisse.

Le 17 mai 2019, Emera Brunswick Pipeline a modifié la date d'échéance de sa convention de crédit de 250 millions de dollars afin de la reporter de février 2022 à mai 2023, sans autrement modifier les modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Divers

Le 14 juin 2019, Emera US Finance LP a remboursé un billet de 500 millions de dollars américains arrivé à échéance. Le billet a été remboursé à l'aide des produits tirés de la vente des centrales alimentées au gaz en Nouvelle-Angleterre.

Le 13 juin 2019, Emera a reporté la date d'échéance de sa facilité de crédit renouvelable de 900 millions de dollars de juin 2020 à juin 2024. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

20. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

A. Engagements

Au 30 septembre 2019, 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	2019	2020	2021	2022	2023	Par la suite	Total
Achat d'électricité ^{1, 2}	63 \$	208 \$	231 \$	245 \$	249 \$	2 496 \$	3 492 \$
Transport ³	140	426	346	307	267	2 955	4 441
Projets en immobilisations ⁴	305	292	37	11	1	-	646
Combustible, approvisionnement en gaz et entreposage	196	440	104	4	1	-	745
Conventions de services à long terme ^{5, 6}	10	43	30	29	21	124	257
Engagements de placements dans des sociétés satellites ⁷	-	-	190	-	-	-	190
Contrats de location et autres ⁸	10	16	17	16	10	126	195
Programme de gestion axée sur la demande	12	31	37	39	-	-	119
	736 \$	1 456 \$	992 \$	651 \$	549 \$	5 701 \$	10 085 \$

Comme il est indiqué ci-après, les obligations contractuelles au 30 septembre 2019 tiennent compte des obligations contractuelles liées à Emera Maine. À la clôture de la vente d'Emera Maine, la totalité des obligations contractuelles futures seront transférées à l'acheteur. Se reporter à la note 4 pour plus de détails.

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) Comprend un montant de 551 millions de dollars lié à Emera Maine (4 millions de dollars en 2019; 14 millions de dollars en 2020; 25 millions de dollars en 2021; 32 millions de dollars en 2022; 32 millions de dollars en 2023 et 444 millions de dollars par la suite).

3) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et la capacité de transport pour divers pipelines.

4) Comprennent des engagements totalisant 356 millions de dollars associés aux projets de modernisation de la centrale Big Bend et de la centrale d'énergie solaire de Tampa Electric.

5) 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.

6) Comprennent un montant de 26 millions de dollars lié à diverses conventions de services à long terme conclues par Emera Maine pour la maintenance des TI et la gestion de la végétation (4 millions de dollars en 2019; 14 millions de dollars en 2020; 4 millions de dollars en 2021; 2 millions de dollars en 2022 et 2 millions de dollars en 2023).

7) Emera s'est engagée à verser des apports en capital à Labrador-Island Link Limited Partnership.

8) Comprennent les contrats de location simple pour des bâtiments, des terrains, des services de télécommunications et des véhicules sur rail ainsi que les droits de transport et des engagements de placements.

NSPI est tenue par une obligation contractuelle de verser sur une période d'environ 37 ans un montant à NSPML pour l'utilisation du lien maritime, à compter de la date de sa mise en service, soit le 15 janvier 2018. La cotisation annuelle approuvée par la Régie pour l'exercice 2019 est établie à 111 millions de dollars, montant qui est actuellement pris en compte dans les tarifs de NSPI. Cette cotisation fait l'objet d'une retenue de 10 millions de dollars. Le 14 juin 2019, NSPML a déposé une demande de cotisation provisoire en vue de récupérer un montant d'environ 145 millions de dollars (qui fait l'objet d'une retenue de 10 millions de dollars) sur les coûts d'utilisation du lien maritime pour 2020, et la décision relative à cette demande est attendue au cours du quatrième trimestre de 2019. NSPI a inclus la différence d'un

montant de 34 millions de dollars dans le projet de plan de stabilité tarifaire pour les coûts du combustible qu'elle a soumis à la Régie. Après 2020, le calendrier et les montants dus à NSPML feront l'objet de demandes réglementaires auprès de la Régie.

Emera s'est engagée à obtenir certains droits de transport pour Nalcor Energy, le cas échéant, afin de permettre à Nalcor Energy de transporter l'énergie qui n'est pas autrement utilisée à Terre-Neuve ou en Nouvelle-Écosse. Cette énergie serait acheminée de la Nouvelle-Écosse vers les marchés énergétiques de la Nouvelle-Angleterre à compter de la mise en service initiale de la centrale hydroélectrique de Muskrat Falls et des actifs de transport connexes lorsque Nalcor entreprendra les livraisons au titre du bloc de la Nouvelle-Écosse; les activités de transport se poursuivraient pendant 50 ans. À mesure que les droits de transport sont visés par des contrats, Emera comptabilise les obligations connexes sous le poste «Contrats de location et autres» du tableau ci-dessus.

B. Poursuites judiciaires

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. Un nouveau tribunal a été constitué et la demande a été entièrement examinée. Une audience a eu lieu en mars 2019 et le tribunal devrait rendre sa décision en 2020. 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. La requête du Guatemala de rejeter la mesure d'exécution a été refusée. Le 1^{er} octobre 2019, le tribunal a accueilli la demande de jugement sommaire de TGH, ce qui lui permettra d'obtenir le recouvrement des dommages-intérêts, plus les intérêts, lorsque l'ordonnance sera définitive. 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 septembre 2019, TEC a estimé sa responsabilité financière à 37 millions de dollars (28 millions de dollars américains), touchant surtout PGS. Cette estimation se fonde sur l'hypothèse que les autres PPR mises en cause sont des sociétés solvables. 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 jugées actuellement 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 autres facteurs pouvant avoir une incidence sur les estimations figurent 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 Federal Energy Regulatory Commission («FERC») pour contester le rendement des capitaux propres de base autorisé en vertu de l'ISO – New England («ISO-NE») Open Access Transmission Tariff («OATT»).

- 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 en 2017 pour un complément d'information. Aucune provision n'a été constituée relativement à la première plainte en raison de l'incertitude de l'issue.
- 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. Emera Maine a comptabilisé une provision d'environ 4 millions de dollars américains relativement à ces causes. 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 % actuel pouvant atteindre 11,74 % avec des ajouts incitatifs, n'est ni injuste ni déraisonnable. Un avis d'appel à l'égard de cette décision a été déposé à la FERC. Aucune provision n'a été constituée à l'égard de la quatrième plainte en raison de l'incertitude liée à sa conclusion.

Le 16 octobre 2018, la FERC a émis une ordonnance à l'égard de ces quatre plaintes. L'ordonnance de la FERC a proposé une nouvelle méthodologie pour déterminer le rendement des capitaux propres. À la lumière de cette nouvelle méthodologie, les constatations préliminaires de la FERC établissaient un rendement des capitaux propres de base à 10,41 % à l'égard de l'ISO-NE OATT. La FERC a permis aux parties de formuler des commentaires sur la nouvelle méthodologie et sur son application relativement aux quatre plaintes pendantes. Aucune nouvelle provision ou provision supplémentaire n'a été constituée à l'égard de ces quatre plaintes pendantes en raison de l'incertitude quant à leur issue.

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

Emera est d'avis que les principaux risques financiers suivants pourraient avoir une incidence importante sur le cours normal des activités de la société. Il est question des risques associés aux instruments dérivés et de la comptabilisation à la juste valeur dans les notes 12 et 13.

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 internationale, 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 afin de couvrir certaines transactions spécifiques. La société peut conclure 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 et les dépenses en immobilisations. 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 n'ont aucune incidence sur le bénéfice net puisqu'ils sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Risque lié à la liquidité et aux marchés financiers

Le risque de liquidité s'entend du risque qu'Emera ne dispose pas des 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 ventes d'actifs choisis, de facilités de crédit à court terme et de capitaux obtenus sur les marchés financiers. Les flux de trésorerie générés par la vente d'actifs choisis dépendent du marché pour les actifs, de la raisonnable du prix et du moment de la clôture de toute vente. La société estime que ses sources de financement seront plus que suffisantes pour combler ses besoins en capitaux.

L'accès aux capitaux et les coûts d'emprunt d'Emera sont assujettis à de nombreux facteurs de risque, notamment la conjoncture des marchés financiers et les notes de crédit accordées par les agences de notation. Les perturbations des marchés financiers pourraient empêcher Emera d'émettre de nouveaux titres, ou la contraindre à en émettre selon des modalités peu avantageuses. Le plan de croissance d'Emera nécessite des investissements importants dans les immobilisations corporelles. Emera est exposée à un risque de variation des taux d'intérêt qui pourrait avoir une incidence négative sur le coût du financement. L'incapacité à mobiliser des capitaux à un coût raisonnable pourrait avoir une incidence importante sur la capacité d'Emera de financer son plan de croissance.

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. Une diminution de note de crédit 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. Emera gère ce risque en effectuant activement un suivi et en assurant la gestion des mesures financières clés dans l'objectif de maintenir des notes de crédit de première qualité.

La société est exposée au cours de ses actions ordinaires en raison de l'émission de diverses formes de rémunération à base d'actions qui touchent le bénéfice du fait de la réévaluation des actions en circulation chaque période. La société utilise des dérivés sur actions afin de réduire la volatilité du bénéfice découlant de la rémunération à base d'actions, des unités d'actions privilégiées et des unités d'actions différées.

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 recouverts auprès des clients. Les taux du rendement des fonds propres réglementaires suivent généralement l'évolution des taux d'intérêt, de sorte qu'ils baissent habituellement lorsque les taux d'intérêt baissent et augmentent lorsque les taux d'intérêt grimpent, bien que ces variations ne soient pas directement identiques et qu'elles surviennent avec un certain décalage en raison du processus réglementaire. Une hausse des taux d'intérêt pourrait également nuire à la viabilité économique des projets d'aménagement et d'acquisition.

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 sur 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. 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

Les garanties et lettres de crédit d'Emera sont conformes à celles présentées dans les états financiers consolidés annuels audités de 2018, à l'exception des mises à jour ci-après.

La société a émis des lettres de crédit et des cautionnements d'un montant de 54 millions de dollars américains (67 millions de dollars américains au 31 décembre 2018) à l'intention de tiers qui ont consenti un prêt à Emera et à ses filiales. En général, ces lettres de crédit et cautionnements ont une durée de un an et sont renouvelés annuellement, au besoin.

Emera Reinsurance Limited a émis une lettre de crédit visant à garantir ses obligations aux termes des contrats de réassurance. La date d'échéance de cette lettre de crédit a été reportée à mai 2020. Cette lettre de crédit est renouvelée annuellement. Le montant engagé au 30 septembre 2019 était de 4 millions de dollars américains (6 millions de dollars américains au 31 décembre 2018).

Emera Inc., au nom de NSPI, a émis une lettre de crédit visant à garantir des obligations en vertu d'un régime de retraite complémentaire. La date d'échéance de cette lettre de crédit a été reportée au mois de juin 2020. Le montant engagé aux termes de cette lettre était de 52 millions de dollars au 30 septembre 2019 (49 millions de dollars au 31 décembre 2018).

21. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE DANS LES FILIALES

Les participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales se composent de ce qui suit :

Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Actions privilégiées de GBPC ¹	14 \$	19 \$
Domlec	21	22
	35 \$	41 \$

1) En juin 2019, GBPC a racheté toutes les actions privilégiées en circulation et les a remplacées par 10 millions de dollars américains de titres d'emprunt portant intérêt au taux de 4 % et par 10 millions de dollars américains d'actions privilégiées assorties d'un dividende de 6 %. Les nouvelles actions privilégiées peuvent être rachetées par GBPC après le 17 juin 2021, au prix de 1 000 dollars des Bahamas l'action, plus les dividendes accumulés et non versés, et donnent droit à des dividendes privilégiés cumulatifs à taux fixe de 6,0 % par année qui sont payables semestriellement et dont le premier paiement est prévu en janvier 2020.

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

Pour les en millions de dollars canadiens	Neuf mois clos les 30 septembre 2019	2018
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement :		
Stocks	(28) \$	(4) \$
Débiteurs et autres actifs à court terme	317	203
Créditeurs	(211)	(54)
Autres passifs à court terme	50	11
Total des éléments hors caisse du fonds de roulement	128 \$	156 \$

Information supplémentaire sur les activités sans effet sur la trésorerie

Dividendes à verser	159 \$	148 \$
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	140 \$	135 \$
Variations des montants à payer au titre des dépenses en immobilisations	(14) \$	(33) \$
Émission de certificats représentatifs d'actions étrangères	- \$	22 \$

23. 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 de l'entité ayant l'incidence la plus importante sur son rendement économique et l'obligation d'absorber les pertes de l'entité qui pourraient être éventuellement importantes. Dans le cas où Emera détient un placement dans une EDDV, mais 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 conférant le contrôle dans NSPML. Lorsque les étapes essentielles ont été franchies, Nalcor Energy est devenue le principal bénéficiaire réputé 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, parce qu'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 septembre 2019		31 décembre 2018	
	Total de	Exposition maximale aux pertes	Total de	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)	548 \$	28 \$	545 \$	51 \$

24. 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.

25. 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 7 novembre 2019, date de publication des états financiers.