

EMERA INC.

**États financiers intermédiaires
consolidés condensés non audités
30 septembre 2021 et 2020**

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	
	2021	2020	2021	2020
Produits d'exploitation				
Activités à tarifs réglementés – Électricité	1 244 \$	1 101 \$	3 445 \$	3 352 \$
Activités à tarifs réglementés – Gaz	237	192	874	730
Activités à tarifs non réglementés	(333)	(130)	(422)	(113)
Total des produits d'exploitation (note 6)	1 148	1 163	3 897	3 969
Charges d'exploitation				
Combustible réglementé pour la production d'électricité et achat d'électricité	476	319	1 263	1 041
Coût réglementé du gaz naturel	71	40	297	189
Combustible non réglementé pour la production d'électricité et achat d'électricité	-	(1)	(1)	3
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	341	334	1 003	1 046
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	85	81	246	243
Amortissement	228	217	675	664
Perte de valeur	-	-	-	25
Total des charges d'exploitation	1 201	990	3 483	3 211
Bénéfice (perte) d'exploitation	(53)	173	414	758
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites (note 8)	33	32	111	113
Autres produits nets (note 9)	22	21	67	633
Intérêts débiteurs nets	150	163	460	520
Bénéfice (perte) avant provision pour impôts sur les bénéfices	(148)	63	132	984
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices (note 10)	(92)	(21)	(91)	284
Bénéfice net (perte nette)	(56)	84	223	700
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	-	-	1	1
Dividendes sur actions privilégiées	14	-	36	34
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(70) \$	84 \$	186 \$	665 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions) (note 12)				
De base	258,5	248,4	256,0	246,6
Dilué	258,5	248,7	256,4	247,0
Résultat par action ordinaire (note 12)				
De base	(0,27) \$	0,34 \$	0,73 \$	2,70 \$
Dilué	(0,27) \$	0,34 \$	0,73 \$	2,69 \$
Dividendes sur actions ordinaires déclarés	0,6375 \$	- \$	1,9125 \$	1,8375 \$

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	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice net (perte nette)	(56)	84	223	700
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts				
Écart de conversion ¹	243	(189)	(1)	207
Gains latents (pertes latentes) sur les couvertures de placements nets ^{2, 3}	(35)	34	(1)	(41)
Couvertures de flux de trésorerie				
Gains (pertes) sur instruments dérivés, montant net ⁴	-	1	18	(1)
Moins : ajustement de reclassement des pertes (gains) inclus dans le bénéfice	(1)	-	(1)	2
Incidence nette des couvertures de flux de trésorerie	(1)	1	17	1
Variation nette de l'obligation non comptabilisée au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	4	4	13	2
Autres éléments du résultat étendu ⁵	211	(150)	28	169
Résultat étendu	155	(66)	251	869
Résultat étendu attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	1	2
Résultat étendu d'Emera Inc.	155	(66)	250	867

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 2021 (recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars en 2020) et de la charge d'impôts de 5 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021 (charge d'impôts de 2 millions de dollars en 2020).

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 du recouvrement de 6 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2021 (néant en 2020) et de la charge d'impôts de néant pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021 (recouvrement d'impôts de 1 million de dollars en 2020).

4) Déduction faite de la charge d'impôts de néant pour les trois mois clos le 30 septembre 2021 (néant en 2020) et de la charge d'impôts de 6 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021 (néant en 2020).

5) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 6 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2021 (recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars en 2020) et de la charge d'impôts de 11 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2020).

Emera Inc.
Bilans consolidés condensés (non audité)

Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	440 \$	220 \$
Liquidités soumises à restrictions (note 24)	36	34
Stocks	531	453
Instruments dérivés (notes 14 et 15)	249	73
Actifs réglementaires (note 7)	181	165
Débiteurs et autres actifs à court terme (note 17)	1 372	1 233
	2 809	2 178
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 9 214 \$ et 8 714 \$	20 491	19 535
Autres actifs		
Impôts sur les bénéfices reportés (note 10)	364	209
Instruments dérivés (notes 14 et 15)	90	25
Actifs réglementaires (note 7)	1 595	1 419
Placement net dans un contrat de location-financement	465	475
Placements sous influence notable (note 8)	1 379	1 346
Écart d'acquisition	5 724	5 720
Autres actifs à long terme	325	327
	9 942	9 521
Total de l'actif	33 242 \$	31 234 \$

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

Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 19)	1 350 \$	1 625 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 20)	567	1 382
Créditeurs	1 438	1 148
Instruments dérivés (notes 14 et 15)	558	251
Passifs réglementaires (note 7)	284	129
Autres passifs à court terme	433	340
	4 630	4 875
Passif à long terme		
Dette à long terme (note 20)	13 869	12 339
Impôts sur les bénéfices reportés (note 10)	1 780	1 629
Instruments dérivés (notes 14 et 15)	156	87
Passifs réglementaires (note 7)	1 828	1 832
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 18)	397	453
Autres passifs à long terme	798	781
	18 828	17 121
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 11)	7 103	6 705
Actions privilégiées cumulatives (note 22)	1 422	1 004
Surplus d'apport	79	79
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 13)	(51)	(79)
Bénéfices non répartis	1 197	1 495
Total des capitaux propres d'Emera Inc.	9 750	9 204
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	34	34
Total des capitaux propres	9 784	9 238
Total du passif et des capitaux propres	33 242 \$	31 234 \$

Engagements et éventualités (note 21)

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

Approuvé au nom du conseil d'administration,

«M. Jacqueline Sheppard»

Présidente du conseil

«Scott Balfour»

Président et chef de la direction

Emera Inc.
États des flux de trésorerie consolidés condensés (non audité)

Pour les
en millions de dollars canadiens

Neuf mois clos les 30 septembre

	2021	2020
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	223 \$	700 \$
Rajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation :		
Amortissement	682	678
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites, déduction faite des dividendes	(56)	(58)
Provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction	(44)	(32)
Impôts sur les bénéfices reportés, montant net	(111)	322
Variation nette des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(25)	(20)
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible réglementé	(71)	(33)
Variation nette de la juste valeur des instruments dérivés	416	66
Variation nette des actifs et passifs réglementaires	(124)	(53)
Variation nette de la capacité de transport capitalisée	96	69
Pertes de valeur	-	25
Gain sur la vente, compte non tenu des coûts de transaction	-	(603)
Autres activités d'exploitation, montant net	49	40
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement (note 23)	71	139
Flux de trésorerie d'exploitation, montant net	1 106	1 240
Activités d'investissement		
Produit tiré des cessions	3	1 401
Ajouts d'immobilisations corporelles	(1 596)	(1 935)
Autres activités d'investissement	17	(2)
Flux de trésorerie d'investissement, montant net	(1 576)	(536)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	88	252
Produit tiré de la dette à court terme comportant une échéance de plus de 90 jours	-	399
Remboursement de la dette à court terme comportant une échéance de plus de 90 jours	(377)	(688)
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	2 329	422
Remboursement de la dette à long terme	(1 541)	(485)
Remboursements nets en vertu des facilités de crédit consenties	(87)	(326)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission	236	181
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais d'émission	416	-
Dividendes sur actions ordinaires	(329)	(309)
Dividendes sur actions privilégiées	(36)	(33)
Autres activités de financement	(6)	(8)
Flux de trésorerie de financement, montant net	693	(595)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions	(1)	(48)
Augmentation nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	222	61
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions au début de la période	254	274
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à la fin de la période	476 \$	335 \$
La trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions se composent de ce qui suit :		
Encaisse	198 \$	265 \$
Placements à court terme	242	21
Liquidités soumises à restrictions	36	49
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions	476 \$	335 \$

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 («CAÉRÉ»)	Bénéfices non répartis	Participa- tions ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021							
Solde au 30 juin 2021	6 957 \$	1 200 \$	79 \$	(262) \$	1 431 \$	34 \$	9 439 \$
Bénéfice net (perte nette) d'Emera Inc.	-	-	-	-	(56)	-	(56)
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite du recouvrement d'impôts de 6 millions de dollars	-	-	-	211	-	-	211
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ¹	-	-	-	-	(14)	-	(14)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (0,6375 \$ par action)	-	-	-	-	(164)	-	(164)
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais d'émission après impôts (note 22)	-	222	-	-	-	-	222
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions	55	-	-	-	-	-	55
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission après impôts	83	-	-	-	-	-	83
Options sur actions exercées par les dirigeants	8	-	-	-	-	-	8
Solde au 30 septembre 2021	7 103 \$	1 422 \$	79 \$	(51) \$	1 197 \$	34 \$	9 784 \$

en millions de dollars canadiens

Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021							
Solde au 31 décembre 2020	6 705 \$	1 004 \$	79 \$	(79) \$	1 495 \$	34 \$	9 238 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	222	1	223
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de 11 millions de dollars	-	-	-	28	-	-	28
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ²	-	-	-	-	(36)	-	(36)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (1,9125 \$ par action)	-	-	-	-	(486)	-	(486)
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais d'émission après impôts (note 22)	-	418	-	-	-	-	418
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions	174	-	-	-	-	-	174
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission après impôts	211	-	-	-	-	-	211
Options sur actions exercées par les dirigeants	10	-	-	-	-	-	10
Divers	3	-	-	-	2	(1)	4
Solde au 30 septembre 2021	7 103 \$	1 422 \$	79 \$	(51) \$	1 197 \$	34 \$	9 784 \$

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

1) 0,1364 \$ par action de série A; 0,1222 \$ par action de série B; 0,29506 \$ par action de série C; 0,28125 \$ par action de série E; 0,26263 \$ par action de série F; 0,30625 \$ par action de série H; et 0,38134 \$ par action de série J.

2) 0,4092 \$ par action de série A; 0,3613 \$ par action de série B; 0,88518 \$ par action de série C; 0,84375 \$ par action de série E; 0,78789 \$ par action de série F; 0,91875 \$ par action de série H; et 0,38134 \$ par action de série J.

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 («CAÉÉRÉ»)	Bénéfices non répartis	Participa- tions ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2020							
Solde au 30 juin 2020	6 435 \$	1 004 \$	78 \$	413 \$	1 298 \$	36 \$	9 264 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	84	-	84
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite du recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars	-	-	-	(150)	-	-	(150)
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions	53	-	-	-	-	-	53
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission après impôts	52	-	-	-	-	-	52
Divers	1	-	-	-	-	(1)	-
Solde au 30 septembre 2020	6 541 \$	1 004 \$	78 \$	263 \$	1 382 \$	35 \$	9 303 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020							
Solde au 31 décembre 2019	6 216 \$	1 004 \$	78 \$	95 \$	1 173 \$	35 \$	8 601 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	699	1	700
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de 1 million de dollars	-	-	-	168	-	1	169
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ²	-	-	-	-	(34)	-	(34)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (1,8375 \$ par action)	-	-	-	-	(449)	-	(449)
Actions ordinaires émises en vertu du régime d'achat d'actions	152	-	-	-	-	-	152
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission après impôts	151	-	-	-	-	-	151
Options sur actions exercées par les dirigeants	20	-	(1)	-	-	-	19
Adoption de la norme sur la comptabilisation des pertes de crédit	-	-	-	-	(7)	-	(7)
Divers	2	-	1	-	-	(2)	1
Solde au 30 septembre 2020	6 541 \$	1 004 \$	78 \$	263 \$	1 382 \$	35 \$	9 303 \$

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

1) 0,4791 \$ par action de série A; 0,5691 \$ par action de série B; 0,88518 \$ par action de série C; 0,84375 \$ par action de série E; 0,79089 \$ par action de série F; et 0,91875 \$ par action de série H.

Emera Inc.

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

Aux 30 septembre 2021 et 2020

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.

Au 30 septembre 2021, 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, dont l'exploitant est Nalcor Energy. 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 39,2 % 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 de LIL a été achevée et Nalcor a comptabilisé le premier transfert d'électricité entre le Labrador et Terre-Neuve en juin 2018. La construction de trois des quatre générateurs à Muskrat Falls est terminée et ceux-ci ont été mis en service; le premier au troisième trimestre de 2020, le deuxième au deuxième trimestre de 2021 et le troisième au troisième trimestre de 2021. Nalcor continue de travailler à l'achèvement des travaux de construction, et la mise en service finale de Muskrat Falls et de LIL est prévue pour le premier trimestre de 2022. Pour en savoir davantage, se reporter à la note 21.
- D'autres entreprises de services publics d'électricité, qui comprennent 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;
 - une participation de 51,9 % dans Dominica Electricity Services Ltd. («Domlec»), entreprise de services publics intégrée verticalement sur l'île de la Dominique;
 - une participation de 19,5 % dans la société satellite St. Lucia Electricity Services Limited («Lucelec»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement sur l'île de Sainte-Lucie.

Le 24 mars 2020, Emera a conclu la vente d'Emera Maine, entreprise qui faisait partie du secteur Autres entreprises de services publics d'électricité. Se reporter à la note 4 pour en savoir davantage.

- 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»), 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.
- Le secteur Divers d'Emera comprend les placements dans des sociétés à tarifs non réglementés liées au secteur énergétique, se composant 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,
 - Brooklyn Power Corporation («Brooklyn Energy»), centrale de cogénération alimentée à la biomasse d'une puissance de 30 MW 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 Reinsurance Limited, compagnie d'assurance captive offrant des contrats d'assurance et de réassurance à Emera et certaines sociétés affiliées;
 - Emera US Finance LP («Emera Finance») et TECO Finance, Inc. («TECO Finance»), filiales de financement d'Emera;
 - Emera Technologies LLC, entreprise dans le secteur des technologies détenue en propriété exclusive qui se consacre à la recherche de nouvelles méthodes pour fournir aux clients de l'énergie renouvelable au moyen d'un système résilient;
 - Emera US Holdings Inc., société de portefeuille détenue en propriété exclusive pour certains actifs d'Emera aux États-Unis;
 - d'autres placements.

En 2020, l'éclosion de la COVID-19 a amené les gouvernements à l'échelle mondiale à adopter des mesures d'urgence visant à contrer la propagation du virus. Bien que la direction ait pris en compte l'incidence de la pandémie de COVID-19 dans les estimations et les résultats de la société, les états financiers pour les trois mois et les neuf mois clos les 30 septembre 2021 et 2020 n'ont pas été touchés de manière significative par la COVID-19.

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 2020 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 2021.

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. Les éléments importants à l'égard desquels la direction est tenue de faire des estimations sont les actifs et passifs à tarifs réglementés, la provision pour pertes de crédit, la provision cumulée au titre des coûts d'enlèvement, les prestations de retraite et les avantages complémentaires de retraite, les produits non facturés, la durée de vie utile des actifs amortissables, l'évaluation de la perte de valeur de l'écart d'acquisition et des actifs à long terme, les impôts sur les bénéfices, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et l'évaluation des instruments financiers. La direction évalue les estimations de la société régulièrement d'après les résultats passés, la conjoncture actuelle et attendue, ainsi que 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.

La direction a analysé l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur ses estimations et ses hypothèses, et a conclu qu'aucun ajustement significatif n'était requis pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2021.

L'étendue de l'incidence future de la COVID-19 sur les résultats financiers et les activités de la société ne peut pas être estimée à l'heure actuelle et dépendra de l'évolution de la situation, notamment de la durée et de la gravité de la pandémie, du moment où les vaccins seront disponibles et de leur efficacité, d'autres mesures que pourraient prendre les gouvernements, ainsi que de l'activité économique et de la consommation d'énergie futures. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces estimations.

Évaluation de la perte de valeur de l'écart d'acquisition

La direction a évalué si les incidences potentielles de la pandémie de COVID-19 sur les résultats futurs pourraient donner lieu à l'exécution d'un test de dépréciation de l'écart d'acquisition au troisième trimestre de 2021 et a déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur des unités d'exploitation avec un écart d'acquisition dépasse leur valeur comptable respective au 30 septembre 2021.

Au 30 septembre 2021, une tranche de 5,7 milliards de dollars de l'écart d'acquisition d'Emera était liée à TECO Energy (unités d'exploitation Tampa Electric, PGS et NMGC). En raison de l'excédent important de la juste valeur de ces unités d'exploitation sur leur valeur comptable établi dans le cadre du dernier test de dépréciation quantitatif effectué au quatrième trimestre de 2019 et des résultats de l'évaluation qualitative réalisée au quatrième trimestre de 2020, la direction ne s'attend pas à ce que la pandémie de COVID-19 ait une incidence sur l'écart d'acquisition de ces unités d'exploitation.

Au 30 septembre 2021, une tranche de 68 millions de dollars de l'écart d'acquisition d'Emera était liée à GBPC. Au quatrième trimestre de 2020, la société a soumis GBPC à un test de dépréciation quantitatif puisque cette unité d'exploitation est plus sensible aux variations des résultats futurs prévus en raison de l'excédent minime de sa juste valeur par rapport à sa valeur comptable. Dans le cadre du test de dépréciation, la direction a évalué les incidences potentielles de la pandémie de COVID-19 sur les résultats futurs de l'unité d'exploitation. Aucun changement défavorable aux hypothèses importantes n'a été relevé au troisième trimestre de 2021 et aucune perte de valeur liée à cet écart d'acquisition n'a été comptabilisée pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2021. Des changements défavorables aux hypothèses importantes pourraient entraîner à l'avenir une perte de valeur.

Évaluation de la perte de valeur des actifs à long terme

La direction a évalué si les incidences potentielles de la pandémie de COVID-19 sur les flux de trésorerie futurs non actualisés pourraient indiquer que les actifs à long terme ne sont pas recouvrables. Au 30 septembre 2021, il n'existait aucun indice de perte de valeur des actifs à long terme d'Emera. Rien n'indique à l'heure actuelle que les flux de trésorerie futurs seraient touchés au point où les actifs à long terme de la société ne seraient pas recouvrables.

Aucune perte de valeur n'a été comptabilisée pour les trois et les neuf mois clos le 30 septembre 2021. Des pertes de valeur de respectivement néant et 25 millions de dollars (26 millions de dollars, déduction faite des impôts) ont été comptabilisées à l'égard de certains actifs pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2020.

Débiteurs et provision pour pertes de crédit

La direction estime les pertes de crédit liées aux débiteurs après avoir tenu compte des pertes passées, des dépôts des clients, des faits actuels, des caractéristiques des comptes actuels, et des prévisions raisonnables et justifiables qui ont une incidence sur la recouvrabilité des montants présentés. L'incidence économique de la COVID-19, dans les territoires où Emera exerce ses activités, s'est fait ressentir sur le classement chronologique des comptes clients donnant lieu à des provisions plus élevées pour les pertes de crédit liées aux comptes clients, mais n'a pas eu d'incidence significative sur les résultats.

Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite

La pandémie de COVID-19 pourrait avoir une incidence sur les hypothèses actuarielles clés utilisées pour comptabiliser les avantages complémentaires de retraite du fait des changements survenus dans le marché. Ces changements pourraient avoir une incidence sur les hypothèses, y compris les taux de rendement prévus sur les actifs des régimes et les taux d'actualisation utilisés pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées, les coûts des prestations et les exigences annuelles de capitalisation des régimes de retraite. Les fluctuations des rendements réels sur les marchés boursiers et les variations des taux d'intérêt découlant de la pandémie de COVID-19 peuvent également entraîner des variations des coûts des prestations de retraite et en matière de capitalisation dans des périodes ultérieures.

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.

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 2021, sont présentées ci-après :

Comptabilisation des instruments convertibles et des contrats portant sur les propres instruments de capitaux propres d'une entité

La société a adopté l'Accounting Standard Update («ASU») 2020-06, *Debt - Debt with Conversion and Other Options (Subtopic 470-20) and Derivatives and Hedging - Contracts in Entity's Own Equity (Subtopic 815-40)*, le 1^{er} janvier 2021 en l'appliquant selon l'approche rétrospective modifiée. La norme simplifie la comptabilisation des instruments d'emprunt sous forme de débentures convertibles et les actions privilégiées convertibles, en plus de modifier les obligations d'information. La norme met également à jour les lignes directrices sur l'exclusion du champ d'application des dérivés pour les contrats portant sur les propres instruments de capitaux propres d'une entité et les lignes directrices connexes sur le bénéfice par action. L'adoption de cette norme n'a eu aucune incidence significative sur ses états financiers consolidés.

3. PRISES DE POSITION COMPTABLES FUTURES

La société se penche sur l'applicabilité et l'incidence de toutes les ASU publiées par le Financial Accounting Standards Board («FASB»). Les ASU qui ont été publiées, mais qui ne sont pas encore en vigueur, sont conformes à celles présentées dans les états financiers consolidés audités de 2020, à l'exception des mises à jour ci-après.

Obligations d'information relatives aux titres de créance garantis

En octobre 2020, le FASB a publié l'ASU 2020-09, *Debt (Topic 470): Amendments to SEC Paragraphs pursuant to SEC Release No. 33-10762*. La modification apportée à la norme s'harmonise avec les nouvelles règles de la SEC concernant les modifications apportées aux obligations d'information pour certains titres d'emprunt enregistrés qui sont garantis. Les modifications comprennent la simplification et le ciblage des modèles d'information, l'amélioration de certaines informations explicatives fournies dans les notes et la permission de fournir les informations en dehors des états financiers. La norme entrera en vigueur pour les rapports annuels des exercices clos après le 4 janvier 2021, l'adoption anticipée étant permise. La société évalue actuellement si l'adoption de cette norme aura une incidence sur ses états financiers consolidés.

4. CESSIONS

Le 24 mars 2020, Emera a conclu la vente d'Emera Maine pour une valeur d'entreprise totale d'environ 2,0 milliards de dollars, y compris une contrepartie en trésorerie de 1,4 milliard de dollars, une dette cédée et des ajustements du fonds de roulement. Un gain sur cession de 585 millions de dollars (309 millions de dollars après impôts), déduction faite des coûts de transaction, a été comptabilisé dans le secteur Divers dans les «autres produits» dans les états des résultats consolidés condensés.

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. Les cinq secteurs isolables d'Emera sont 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, et 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 2021							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	796 \$	328 \$	120 \$	241 \$	(337) \$	- \$	1 148 \$
Produits intersectoriels ¹	2	-	-	1	7	(10)	-
Total des produits d'exploitation	798	328	120	242	(330)	(10)	1 148
Combustible réglementé pour la production d'électricité et achat d'électricité	274	144	59	-	-	(1)	476
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	-	71	-	-	71
Amortissement	120	61	14	31	2	-	228
Intérêts débiteurs nets	34	32	6	12	66	-	150
Intérêts répartis en interne ²	-	-	-	3	(3)	-	-
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	133	72	37	79	24	(4)	341
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	26	(5)	-	9	(122)	-	(92)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	169	42	8	29	(318)	-	(70)
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	2 012	1 112	321	886	(434)	-	3 897
Produits intersectoriels ¹	5	-	-	3	21	(29)	-
Total des produits d'exploitation	2 017	1 112	321	889	(413)	(29)	3 897
Combustible réglementé pour la production d'électricité et achat d'électricité	628	484	154	-	-	(3)	1 263
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	-	297	-	-	297
Amortissement	351	184	44	90	6	-	675
Intérêts débiteurs nets	105	100	16	38	201	-	460
Intérêts répartis en interne ²	-	-	-	10	(10)	-	-
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	381	222	98	238	74	(10)	1 003
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	59	3	1	43	(197)	-	(91)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	377	174	14	143	(522)	-	186
Au 30 septembre 2021							
Total de l'actif	17 637	7 101	1 417	6 508	1 696	(1 117) ³	33 242

1) Tous les soldes et toutes 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 des immobilisations corporelles, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales ou du combustible réglementé pour la production d'électricité et 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 2020							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	672 \$	324 \$	105 \$	196 \$	(134)\$	- \$	1 163 \$
Produits intersectoriels ¹	2	-	-	1	1	(4)	-
Total des produits d'exploitation	674	324	105	197	(133)	(4)	1 163
Combustible réglementé pour la production d'électricité et achat d'électricité	135	143	44	-	-	(3)	319
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	-	40	-	-	40
Amortissement	115	59	13	28	2	-	217
Intérêts débiteurs nets	37	35	6	13	72	-	163
Intérêts répartis en interne ²	-	-	-	3	(3)	-	-
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	137	66	37	79	17	(2)	334
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	33	1	-	6	(61)	-	(21)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	175	35	6	20	(152)	-	84
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	1 864	1 117	371	742	(125)	-	3 969
Produits intersectoriels ¹	5	-	-	6	11	(22)	-
Total des produits d'exploitation	1 869	1 117	371	748	(114)	(22)	3 969
Combustible réglementé pour la production d'électricité et achat d'électricité	407	493	148	-	-	(7)	1 041
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	-	189	-	-	189
Amortissement	343	175	57	83	6	-	664
Intérêts débiteurs nets	116	105	26	43	230	-	520
Intérêts répartis en interne ²	-	-	-	10	(10)	-	-
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	407	214	120	242	74	(11)	1 046
Gain sur la vente, déduction faite des coûts de transaction	-	-	-	-	585	-	585
Pertes de valeur	-	-	-	-	25	-	25
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	75	13	(8)	36	168	-	284
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	400	164	25	117	(41)	-	665
Au 31 décembre 2020							
Total de l'actif	16 889	6 752	1 365	6 067	1 234	(1 073) ³	31 234

1) Tous les soldes et toutes 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 des immobilisations corporelles, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales ou du combustible réglementé pour la production d'électricité et 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 2021							
Activités à tarifs réglementés							
Produits tirés de l'électricité							
Secteur résidentiel	454 \$	154 \$	44 \$	- \$	- \$	- \$	652 \$
Secteur commercial	214	97	64	-	-	-	375
Secteur industriel	58	61	8	-	-	-	127
Divers produits liés à l'électricité et reports réglementaires	70	7	2	-	-	-	79
Divers ¹	2	9	2	-	-	(2)	11
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité	798	328	120	-	-	(2)	1 244
Produits tirés du gaz							
Secteur résidentiel	-	-	-	102	-	-	102
Secteur commercial	-	-	-	76	-	-	76
Secteur industriel	-	-	-	16	-	-	16
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	15	-	-	15
Divers	-	-	-	29	-	(1)	28
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz	-	-	-	238	-	(1)	237
Activités à tarifs non réglementés							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	(4)	-	(4)
Ventes d'énergie	-	-	-	-	5	(4)	1
Divers	-	-	-	4	3	-	7
Réévaluation à la valeur du marché ³	-	-	-	-	(334)	(3)	(337)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	4	(330)	(7)	(333)
Total des produits d'exploitation	798 \$	328 \$	120 \$	242 \$	(330) \$	(10) \$	1 148 \$

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 2021							
Activités à tarifs réglementés							
Produits tirés de l'électricité							
Secteur résidentiel	1 086 \$	588 \$	121 \$	- \$	- \$	- \$	1 795 \$
Secteur commercial	550	303	166	-	-	-	1 019
Secteur industriel	156	176	21	-	-	-	353
Divers produits liés à l'électricité et reports réglementaires	214	21	5	-	-	-	240
Divers ¹	11	24	8	-	-	(5)	38
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité	2 017	1 112	321	-	-	(5)	3 445
Produits tirés du gaz							
Secteur résidentiel	-	-	-	430	-	-	430
Secteur commercial	-	-	-	268	-	-	268
Secteur industriel	-	-	-	48	-	(1)	47
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	43	-	-	43
Divers	-	-	-	88	-	(2)	86
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz	-	-	-	877	-	(3)	874
Activités à tarifs non réglementés							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	63	-	63
Ventes d'énergie	-	-	-	-	17	(15)	2
Divers	-	-	-	12	8	-	20
Réévaluation à la valeur du marché ³	-	-	-	-	(501)	(6)	(507)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	12	(413)	(21)	(422)
Total des produits d'exploitation	2 017 \$	1 112 \$	321 \$	889 \$	(413) \$	(29) \$	3 897 \$

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 gains (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 2020							
Activités à tarifs réglementés							
Produits tirés de l'électricité							
Secteur résidentiel	404 \$	161 \$	41 \$	- \$	- \$	- \$	606 \$
Secteur commercial	170	93	54	-	-	-	317
Secteur industriel	41	57	6	-	-	-	104
Divers produits liés à l'électricité et reports réglementaires	54	7	3	-	-	-	64
Divers ¹	5	6	1	-	-	(2)	10
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité	674	324	105	-	-	(2)	1 101
Produits tirés du gaz							
Secteur résidentiel	-	-	-	77	-	-	77
Secteur commercial	-	-	-	52	-	-	52
Secteur industriel	-	-	-	13	-	-	13
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	15	-	-	15
Divers	-	-	-	36	-	(1)	35
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz	-	-	-	193	-	(1)	192
Activités à tarifs non réglementés							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	(12)	-	(12)
Ventes d'énergie	-	-	-	-	6	(4)	2
Divers	-	-	-	4	4	-	8
Réévaluation à la valeur du marché ³	-	-	-	-	(131)	3	(128)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	4	(133)	(1)	(130)
Total des produits d'exploitation	674 \$	324 \$	105 \$	197 \$	(133) \$	(4) \$	1 163 \$

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 2020							
Activités à tarifs réglementés							
Produits tirés de l'électricité							
Secteur résidentiel	1 031 \$	607 \$	138 \$	- \$	- \$	- \$	1 776 \$
Secteur commercial	506	303	180	-	-	-	989
Secteur industriel	135	164	25	-	-	-	324
Divers produits liés à l'électricité et reports réglementaires	183	24	8	-	-	-	215
Divers ¹	14	19	20	-	-	(5)	48
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Électricité	1 869	1 117	371	-	-	(5)	3 352
Produits tirés du gaz							
Secteur résidentiel	-	-	-	338	-	-	338
Secteur commercial	-	-	-	193	-	-	193
Secteur industriel	-	-	-	40	-	(1)	39
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	45	-	-	45
Divers	-	-	-	120	-	(5)	115
Produits tirés des activités à tarifs réglementés – Gaz	-	-	-	736	-	(6)	730
Activités à tarifs non réglementés							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	16	-	16
Ventes d'énergie	-	-	-	-	12	(12)	-
Divers	-	-	-	12	13	-	25
Réévaluation à la valeur du marché ³	-	-	-	-	(155)	1	(154)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	12	(114)	(11)	(113)
Total des produits d'exploitation	1 869 \$	1 117 \$	371 \$	748 \$	(114) \$	(22) \$	3 969 \$

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 gains (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 d'ententes à long terme d'approvisionnement en vapeur à échéances déterminées. Au 30 septembre 2021, le prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restaient à remplir totalisait 435 millions de dollars (334 millions de dollars en 2020). Ce montant comprend les obligations de prestation futures de 144 millions de dollars liées à un contrat de transport de gaz entre SeaCoast et PGS venant à échéance en 2040. 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 2040.

7. 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 7 des états financiers consolidés audités annuels de 2020 d'Emera.

Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Actifs réglementaires		
Actifs réglementaires d'impôts reportés	966 \$	887 \$
Régime de retraite et régime d'avantages complémentaires de retraite – soins de santé	370	394
Recouvrement par NMGC des coûts du gaz liés à un fait hivernal	129	-
Clauses de recouvrement des coûts	64	49
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible réglementé	50	-
Coûts de remise en état liés aux tempêtes – actif réglementaire	42	41
Mesures environnementales correctives	30	28
Recouvrement des coûts irrécupérables	26	26
Reports liés aux instruments dérivés	24	65
Report au titre du programme de gestion axée sur la demande	11	15
Coûts de désendettement non amortis	11	13
Divers	53	66
	1 776 \$	1 584 \$
À court terme	181 \$	165 \$
À long terme	1 595	1 419
Total des actifs réglementaires	1 776 \$	1 584 \$
Passifs réglementaires		
Passifs réglementaires d'impôts reportés	902 \$	933 \$
Provision cumulée – coûts d'enlèvement	825	865
Reports liés aux instruments dérivés	260	15
Provision pour tempêtes	58	62
Clauses de recouvrement des coûts	28	31
Fonds d'autoassurance (note 24)	28	28
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible réglementé	-	21
Divers	11	6
	2 112 \$	1 961 \$
À court terme	284 \$	129 \$
À long terme	1 828	1 832
Total des passifs réglementaires	2 112 \$	1 961 \$

Tampa Electric

Le 6 août 2021, Tampa Electric a déposé auprès de la FPSC une requête conjointe pour approbation d'une entente de règlement (l'«entente de règlement») par Tampa Electric et les intervenants en lien avec sa demande de révision des tarifs déposée auprès de la FPSC en avril 2021. L'entente de règlement prévoit une hausse annuelle des tarifs de 191 millions de dollars américains à appliquer aux factures à partir de janvier 2022. Cette hausse sera composée d'un montant de 123 millions de dollars américains au titre des tarifs de base et d'un montant de 68 millions de dollars américains pour le recouvrement des coûts liés à la mise hors service d'actifs, notamment les actifs de production au charbon de la centrale Big Bend, soit les unités 1 à 3, et les compteurs. L'entente de règlement prévoit également des rajustements au cours des deux exercices suivants de 90 millions de dollars américains et de 21 millions de dollars américains entrant en vigueur respectivement en janvier 2023 et en janvier 2024 liés au recouvrement d'investissements futurs dans le projet de modernisation de la centrale Big Bend et dans la production d'énergie solaire. Aux termes de l'entente, la structure du capital autorisée continuera d'être composée à 54 % de capitaux propres. L'entente de règlement prévoit un rendement des capitaux propres autorisé réglementé de l'ordre de 9,0 % à 11,0 %, avec un point médian de 9,95 %. Elle prévoit également une hausse de 25 points de base du rendement des capitaux propres autorisé et du point médian, ainsi que 10 millions de dollars américains de produits supplémentaires, si les rendements des obligations du Trésor américain sont supérieurs à un seuil déterminé à la date à laquelle la FPSC votera pour approuver l'entente. L'entente de règlement prévoit un gel des tarifs de base du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2024, sauf si le rendement des capitaux propres réalisé de Tampa Electric devait descendre en deçà du seuil de la fourchette durant cette période. L'entente de règlement comprend une clause qui stipule que Tampa Electric accepte de quantifier l'incidence future d'une modification aux taux d'imposition des sociétés sur le bénéfice d'exploitation net au moyen d'une baisse ou d'une hausse des produits tirés du tarif de base dans les 180 jours suivant l'entrée en vigueur des modifications fiscales. Le 21 octobre 2021, la FPSC a approuvé l'entente de règlement, et l'ordonnance définitive reflétant cette approbation devrait être délivrée en novembre 2021.

Le 12 octobre 2021, la FPSC a approuvé la demande d'ajustement final de la tranche 3 des rajustements de la base tarifaire liée à l'énergie solaire («SoBRA») de la tranche 3 incluse dans les tarifs de base en janvier 2020. Un ajustement estimé de 4 millions de dollars a été remboursé aux clients en 2021. La demande d'ajustement final de la tranche 4 des SoBRA sera déposée en 2022.

Le 19 juillet 2021, Tampa Electric a demandé un rajustement au cours de l'exercice de 83 millions de dollars américains de ses charges liées au combustible et à la capacité, à appliquer aux factures des clients à partir de septembre 2021, en raison d'une augmentation des coûts du combustible et des coûts liés à la capacité en 2021. Le 3 août 2021, la FPSC a approuvé la demande visant le recouvrement des coûts engagés au cours des mois de septembre à décembre 2021.

NMGC

En février 2021, l'État du Nouveau-Mexique a subi un froid hivernal extrême qui a entraîné des coûts de gaz additionnels de 108 millions de dollars américains par rapport aux coûts qu'il aurait normalement payés pendant cette période. NMGC recouvre habituellement les coûts de son approvisionnement en gaz et les coûts liés au gaz au moyen d'une clause d'ajustement des prix du gaz. Le 16 avril 2021, NMGC a déposé une requête pour obtenir une aide exceptionnelle, tel que le permettent les règles de la NMPRC, dans le but de prolonger le délai de remboursement des coûts de gaz additionnels et de recouvrer des frais financiers. Le 15 juin 2021, la NMPRC a approuvé le recouvrement de 108 millions de dollars américains et des coûts d'emprunt connexes sur une période de 30 mois à compter du 1^{er} juillet 2021.

BLPC

BLPC exerce actuellement ses activités par l'intermédiaire d'une franchise en vue de produire, de transporter et de distribuer de l'électricité sur l'île de la Barbade jusqu'en 2028. En 2019, le gouvernement de la Barbade a adopté une loi modifiant le nombre de permis visant l'approvisionnement en électricité de manière à exiger des permis distincts pour les activités de production, de transport, de distribution, de

stockage, de répartition et de vente, plutôt qu'un seul permis intégré comme celui qui existe actuellement. En mars 2021, BLPC a conclu une entente commerciale avec le gouvernement de la Barbade pour chacun des types de permis, sous réserve de l'adoption et de la loi de mise en œuvre. Les nouveaux permis devraient entrer en vigueur en 2021 à l'achèvement du processus législatif et auront une durée de 5 à 30 ans. BLPC prévoit que toute augmentation des coûts liée à la mise en œuvre de la nouvelle structure à permis multiples sera recouvrable au moyen du cadre réglementaire de BLPC. BLPC évalue actuellement toutes les répercussions des nouveaux permis sur ses activités et poursuit les démarches en vue de leur mise en œuvre.

Le 4 octobre 2021, BLPC a présenté à la FTC une demande de hausse tarifaire générale. La demande vise l'obtention d'un rajustement tarifaire et la mise en œuvre d'une structure tarifaire tenant compte des coûts qui faciliteront les changements prévus dans le marché de l'électricité nouvellement réformé et la transition du pays vers une production d'énergie 100 % renouvelable. La demande vise le recouvrement des investissements de capital dans l'usine, le matériel et l'infrastructure s'y rattachant et donne lieu à une hausse d'environ 23 millions de dollars américains des produits annuels non liés au combustible à compter d'avril 2022. Dans la demande, BLPC sollicite l'approbation d'un rendement des capitaux propres autorisé réglementé de 12,50 %, selon une structure du capital autorisée composée à 65 % de capitaux propres. Une décision de la FTC est attendue d'ici le deuxième trimestre de 2022.

Le 21 octobre 2021, la FTC a approuvé la demande de BLPC visant la mise en œuvre d'un programme de couverture des coûts du combustible qui sera pris en considération dans le calcul du rajustement aux termes de la clause relative au combustible.

GBPC

Le 23 septembre 2021, GBPC a déposé une demande de hausse tarifaire auprès de la GBPA. La demande vise une révision des tarifs de base, des frais et des catégories tarifaires en vigueur le 1^{er} janvier 2022 pour une période de trois ans prenant fin le 31 décembre 2024. Les tarifs proposés par GBPC rétabliraient l'amortissement des actifs réglementaires qui a été reporté dans le cadre du plan de stabilisation des tarifs quinquennal. Les tarifs ont été fixés selon un rendement réglementé approuvé au titre de la base tarifaire de 8,5 % à 9,0 % et un rendement des capitaux propres réglementé cible de 12,84 %. Une décision de la GBPA est attendue d'ici la fin de 2021.

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

en millions de dollars canadiens	Valeur comptable aux		Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites pour les trois mois clos les		Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites pour les neuf mois clos les		Pourcentage de participation
	30 septembre 2021	31 décembre 2020	30 septembre 2021	30 septembre 2020	30 septembre 2021	30 septembre 2020	
LIL ¹	668 \$	629 \$	13 \$	13 \$	39 \$	37 \$	39,2
NSPML	542	547	12	11	39	38	100,0
M&NP ²	126	129	5	5	15	14	12,9
Lucelec ²	43	41	1	1	3	3	19,5
Bear Swamp ³	-	-	2	2	15	21	50,0
	1 379 \$	1 346 \$	33 \$	32 \$	111 \$	113 \$	

1) Emera détient en propriété indirecte la totalité des parts de catégorie B de LIL, 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 en 2015. Le solde créditeur du placement dans Bear Swamp de 106 millions de dollars (118 millions de dollars en 2020) est comptabilisé dans les autres passifs à long terme des bilans consolidés condensés.

Emera comptabilise sa quote-part des droits variables dans NSPML comme un placement dans une société satellite (note 24). Le tableau qui suit résume le bilan consolidé de NSPML :

Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Actif à court terme	36 \$	57 \$
Immobilisations corporelles	1 600	1 629
Actifs réglementaires	258	210
Actif à long terme	30	32
Total de l'actif	1 924 \$	1 928 \$
Passif à court terme	60 \$	56 \$
Dette à long terme	1 209	1 228
Passif à long terme	113	97
Capitaux propres	542	547
Total du passif et des capitaux propres	1 924 \$	1 928 \$

9. AUTRES PRODUITS NETS

Pour les en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre 2021	30 septembre 2020	Neuf mois clos les 30 septembre 2021	30 septembre 2020
Provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction	17 \$	12 \$	44 \$	32 \$
Gain sur la vente, compte non tenu des coûts de transaction ¹	-	-	-	585
Divers	5	9	23	16
	22 \$	21 \$	67 \$	633 \$

1) Pour en savoir davantage sur le gain sur la vente d'Emera Maine, se reporter à la note 4.

10. 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	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice (perte) avant provision pour impôts sur les bénéfices	(148) \$	63 \$	132 \$	984 \$
Taux d'imposition prévu par la loi	29,0 %	29,5 %	29,0 %	29,5 %
Impôts sur les bénéfices au taux d'imposition prévu par la loi	(43)	18	38	290
Autre incidence de la vente d'Emera Maine	-	-	-	102
Impôts reportés sur les bénéfices réglementés comptabilisés comme actifs réglementaires et passifs réglementaires	(16)	(8)	(47)	(35)
Amortissement des passifs réglementaires d'impôts sur les bénéfices reportés	(12)	(14)	(28)	(41)
Variation du taux d'impôt étranger	(11)	(10)	(27)	(27)
Incidence fiscale de la quote-part du bénéfice dans des sociétés satellites	(3)	(4)	(12)	(12)
Crédits d'impôt	(3)	(3)	(10)	(9)
Provision pour fabrication	(2)	(1)	(5)	(4)
Réévaluation des actifs et passifs d'impôts reportés à la suite de la modification du taux d'imposition de la Nouvelle-Écosse	-	-	-	12
Divers	(2)	1	-	8
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(92) \$	(21) \$	(91) \$	284 \$
Taux d'imposition effectif	62 %	(33) %	(69) %	29 %

La variation du taux d'imposition effectif pour le troisième trimestre et depuis le début de l'exercice 2021 par rapport aux périodes correspondantes de 2020 est surtout attribuable à la diminution du bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices et à l'augmentation des impôts reportés sur les bénéfices réglementés comptabilisés comme actifs réglementaires et passifs réglementaires. Depuis le début de l'exercice, la variation est également attribuable à l'autre incidence de la vente d'Emera Maine en 2020.

11. 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 2020	251,43	6 705 \$
Émission d'actions ordinaires ¹	3,74	211
Émises au comptant en vertu des régimes d'achat d'actions, au prix du marché	3,25	177
Escompte sur les actions achetées en vertu du régime de réinvestissement des dividendes	-	(3)
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants	0,22	10
Régime d'achat d'actions à l'intention des employés	-	3
Solde au 30 septembre 2021	258,64	7 103 \$

1) Au troisième trimestre de 2021, 1 402 797 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché (le «programme ACM») d'Emera au prix moyen de 59,03 \$ l'action, pour un produit brut de 83 millions de dollars (82 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts). Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021, 3 739 823 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 56,88 \$ l'action, pour un produit brut de 213 millions de dollars (211 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts). Au 30 septembre 2021, une limite globale de ventes brutes de 531 millions de dollars demeurerait disponible à des fins d'émission en vertu du programme ACM.

Programme de quote-part ACM

Le 12 août 2021, Emera a renouvelé le 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 renouvelé conformément au supplément de prospectus au prospectus préalable de base simplifié de la société daté du 5 août 2021. Le programme ACM devrait demeurer en vigueur jusqu'au 5 septembre 2023.

12. 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	
	2021	2020	2021	2020
Numérateur				
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(70,0) \$	84,3 \$	186,4 \$	665,4 \$
Numérateur – résultat dilué	(70,0)	84,3	186,4	665,4
Dénominateur				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	257,3	247,1	254,7	245,3
Nombre moyen pondéré d'unités d'actions différées en circulation	1,2	1,3	1,3	1,3
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	258,5	248,4	256,0	246,6
Rémunération à base d'actions ¹	-	0,3	0,4	0,4
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	258,5	248,7	256,4	247,0
Résultat par action ordinaire				
De base	(0,27) \$	0,34 \$	0,73 \$	2,70 \$
Dilué	(0,27) \$	0,34 \$	0,73 \$	2,69 \$

1) Les actions ordinaires potentielles de 0,5 million de dollars liées à la rémunération à base d'actions ont été exclues du résultat par action dilué pour les trois mois clos le 30 septembre 2021, car la société a enregistré une perte nette pour le trimestre.

13. 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	(Pertès) 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 CAÉRE
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021						
Solde au 1 ^{er} janvier 2021	52 \$	30 \$	1 \$	(1) \$	(161) \$	(79) \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	(1)	(1)	18	-	-	16
Montants reclassés hors du CAÉRE	-	-	(1)	-	13	12
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	(1)	(1)	17	-	13	28
Solde au 30 septembre 2021	51 \$	29 \$	18 \$	(1) \$	(148) \$	(51) \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2020						
Solde au 1 ^{er} janvier 2020	253 \$	4 \$	(1) \$	(1) \$	(160) \$	95 \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	206	(41)	(1)	-	-	164
Montants reclassés hors du CAÉRE	-	-	2	-	2	4
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	206	(41)	1	-	2	168
Solde au 30 septembre 2020	459 \$	(37) \$	- \$	(1) \$	(158) \$	263 \$

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

		Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
		30 septembre		30 septembre	
Pour les					
en millions de dollars canadiens		2021	2020	2021	2020
Élément touché dans les états financiers consolidés		Montants reclassés hors du CAÉRE			
Pertes (gains) sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie					
Contrats de change à terme	Intérêts débiteurs	(1) \$	- \$	(1) \$	2 \$
Total		(1) \$	- \$	(1) \$	2 \$
Variation nette des coûts non comptabilisés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite					
Pertes actuarielles	Autres produits nets	4 \$	5 \$	13 \$	11 \$
Coûts (gains) au titre des services passés	Autres produits nets	-	(1)	-	(1)
Montant reclassé dans les obligations	Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	-	-	-	(8)
Total		4	4	13	2
Total des reclassements hors du CAÉRE pour la période		3 \$	4 \$	12 \$	4 \$

14. 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, 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 d'électricité et à 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 2021	31 décembre 2020	30 septembre 2021	31 décembre 2020
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Couverture de taux d'intérêt	- \$	1 \$	- \$	- \$
	-	1	-	-
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats de charbon	89	1	20	6
Achats d'électricité	112	10	15	34
Achats et ventes de gaz naturel	57	4	5	2
Achats de mazout lourd	21	1	-	5
Contrats de change à terme	6	-	9	17
	285	16	49	64
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	54	13	52	13
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	237	139	863	346
	291	152	915	359
<i>Autres instruments dérivés</i>				
Dérivés sur actions	9	-	-	1
Contrats de change à terme	4	15	-	-
	13	15	-	1
Total des instruments dérivés à court terme bruts	589	184	964	424
Incidence des accords généraux de compensation visant un règlement, soit sur la base du solde net, soit simultanément	(250)	(86)	(250)	(86)
Total des instruments dérivés	339 \$	98 \$	714 \$	338 \$
Court terme	249 \$	73 \$	558 \$	251 \$
Long terme	90	25	156	87
Total des instruments dérivés	339 \$	98 \$	714 \$	338 \$

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 2021	31 décembre 2020	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Report réglementaire	24 \$	2 \$	24 \$	2 \$
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction	226	84	226	84
Incidence totale des accords généraux de compensation visant un règlement, soit sur la base du solde net, soit simultanément	250 \$	86 \$	250 \$	86 \$

Couvertures de flux de trésorerie

Le 26 mai 2021, l'entente de fixation des taux a fait l'objet d'un règlement ayant donné lieu à un gain de 19 millions de dollars américains qui sera amorti dans les intérêts débiteurs sur une période de dix ans. Au 30 septembre 2021, il n'y avait aucune couverture de flux de trésorerie en cours.

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	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
en millions de dollars canadiens	Couverture de taux d'intérêt	Contrats de change à terme	Couverture de taux d'intérêt	Contrats de change à terme
Perte réalisée – produits d'exploitation réglementés	- \$	- \$	- \$	(2) \$
Gain réalisé dans les intérêts débiteurs nets	1	-	1	-
Total des gains (pertes) – bénéfice net	1 \$	- \$	1 \$	(2) \$

Aux	30 septembre 2021	31 décembre 2020
	Couverture de taux d'intérêt	Couverture de taux d'intérêt
en millions de dollars canadiens		
Total des gains latents dans le CAÉRE, déduction faite des impôts	18 \$	1 \$

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

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	2021		Trois mois clos les 30 septembre 2020	
	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	Contrats de change à terme
Gain latent (perte latente) inclus(e) dans les actifs réglementaires	10 \$	11 \$	9 \$	(2) \$
Gain latent (perte latente) inclus(e) dans les passifs réglementaires	177	3	11	(10)
Gain réalisé inclus dans les actifs réglementaires	(1)	-	(1)	-
Perte réalisée incluse dans les passifs réglementaires	1	-	3	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus(e) dans les stocks ¹	(4)	-	3	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus(e) dans le combustible réglementé pour la production d'électricité et achat d'électricité ²	(13)	-	8	-
Total des variations – instruments dérivés	170 \$	14 \$	33 \$	(12) \$

1) (Gains réalisés) pertes réalisées qui seront comptabilisés au titre du combustible pour la production d'électricité et de 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	2021		Neuf mois clos les 30 septembre 2020	
	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	Contrats de change à terme
Gain latent (perte latente) inclus(e) dans les actifs réglementaires	21 \$	8 \$	(41) \$	3 \$
Gain latent (perte latente) inclus(e) dans les passifs réglementaires	264	(1)	8	5
Gain réalisé inclus dans les actifs réglementaires	(3)	-	-	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus(e) dans les passifs réglementaires	(1)	-	13	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus(e) dans les stocks ¹	2	3	6	(3)
(Gain réalisé) perte réalisée inclus(e) dans le combustible réglementé pour la production d'électricité et achat d'électricité ²	(13)	4	21	(3)
Total des variations – instruments dérivés	270 \$	14 \$	7 \$	2 \$

1) (Gains réalisés) pertes réalisées qui seront comptabilisés au titre du combustible pour la production d'électricité et de 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 2021, 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 :

en millions	2021 Achats	2022-2023 Achats
Gaz naturel (MBTU)	9	30
Électricité (MWh)	-	3
Mazout lourd (en barils)	-	1
Charbon (en tonnes métriques)	-	1

Swaps et contrats de change à terme de gré à gré

Au 30 septembre 2021, la société avait conclu les volumes théoriques suivants de swaps et contrats de change à terme de gré à gré désignés aux fins du report réglementaire qui devraient être réglés comme il est décrit ci-dessous :

	2021	2022-2023
Contrats de change à terme (en millions de dollars américains)	81 \$	250 \$
Taux moyen pondéré	1,2927	1,2822
% de \$ US requis	104 %	56 %

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	
	2021	2020	2021	2020
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité – produits d'exploitation non réglementés	1 \$	(1) \$	3 \$	(1) \$
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	(236)	(186)	(229)	36
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 d'électricité et achat d'électricité	-	1	1	(3)
	(235) \$	(186) \$	(225) \$	32 \$

Au 30 septembre 2021, 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	2021	2022	2023	2024	2025
Achats de gaz naturel (MBTU)	118	196	83	54	26
Ventes de gaz naturel (MBTU)	137	184	70	21	2
Achats d'électricité (MWh)	-	1	-	-	-
Ventes d'électricité (MWh)	-	1	-	-	-

Autres instruments dérivés

Au 30 septembre 2021, 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 et des contrats de change à terme en place pour gérer le risque de trésorerie associé aux entrées de trésorerie libellées en dollars américains prévues. Le dérivé sur actions couvre le rendement de 2,8 millions d'actions et s'étend jusqu'en décembre 2021. Les contrats de change à terme, d'un montant notionnel combiné de 56 millions de dollars américains, viennent à échéance en 2021.

La société a comptabilisé les gains (pertes) réalisés et latents suivants relativement aux autres instruments dérivés :

Pour les en millions de dollars canadiens	Trois mois clos les 30 septembre			
		2021		2020
	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions
Gain latent dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	- \$	3 \$	- \$	4 \$
Gain latent (perte latente) dans les autres produits nets	(5)	-	5	-
Gain réalisé dans les autres produits nets	4	-	-	-
Total des gains (pertes) – bénéfice net	(1) \$	3 \$	5 \$	4 \$

Pour les en millions de dollars canadiens	Neuf mois clos les 30 septembre			
		2021		2020
	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions
Gain latent (perte latente) dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	- \$	9 \$	- \$	(3) \$
Gain latent (perte latente) dans les autres produits nets	(11)	-	9	-
Gain réalisé (perte réalisée) dans les autres produits nets	13	-	(4)	-
Total des gains (pertes) – bénéfice net	2 \$	9 \$	5 \$	(3) \$

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 2021, les actifs financiers de la société considérés comme étant en souffrance, depuis 64 jours en moyenne, totalisaient 121 millions de dollars (123 millions de dollars au 31 décembre 2020). La juste valeur de ces actifs financiers s'élevait à 97 millions de dollars (101 millions de dollars au 31 décembre 2020), la différence étant incluse dans la provision pour pertes de crédit. 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 2021	31 décembre 2020
Dépôts en garantie consentis à des tiers	189 \$	69 \$
Dépôts en garantie reçus de tiers	165	6

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 2021, la juste valeur totale des instruments dérivés en position de passif était de 714 millions de dollars (338 millions de dollars au 31 décembre 2020). 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.

15. 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 14), et utilise une approche axée sur le marché. Les trois niveaux de la hiérarchie des justes valeurs 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 2021			
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	- \$	69 \$	- \$	69 \$
Achats d'électricité	109	-	-	109
Achats et ventes de gaz naturel	37	19	-	56
Achats de mazout lourd	2	19	-	21
Contrats de change à terme	-	6	-	6
	148	113	-	261
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	12	9	7	28
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)	29	9	37
	11	38	16	65
<i>Autres instruments dérivés</i>				
Contrats de change à terme	-	4	-	4
Dérivés sur actions	9	-	-	9
	9	4	-	13
Total de l'actif	168	155	16	339
Passif				
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats d'électricité	12	-	-	12
Achats et ventes de gaz naturel	-	4	-	4
Contrats de change à terme	-	9	-	9
	12	13	-	25
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	8	8	9	25
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	29	204	431	664
	37	212	440	689
Total du passif	49	225	440	714
Actif (passif) net	119 \$	(70) \$	(424) \$	(375) \$

Au	31 décembre 2020			
en millions de dollars canadiens	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actif				
<i>Couvertures de flux de trésorerie</i>				
Couverture de taux d'intérêt	1 \$	- \$	- \$	1 \$
	1	-	-	1
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats d'électricité	9	-	-	9
Achats et ventes de gaz naturel	2	1	-	3
Achats de mazout lourd	-	2	-	2
	11	3	-	14
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	3	2	2	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	48	12	61
	4	50	14	68
<i>Autres instruments dérivés</i>				
Contrats de change à terme	-	15	-	15
	-	15	-	15
Total de l'actif	16	68	14	98
Passif				
<i>Report réglementaire</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base				
Achats de charbon	-	4	-	4
Achats d'électricité	33	-	-	33
Achats de mazout lourd	3	3	-	6
Achats et ventes de gaz naturel	-	2	-	2
Contrats de change à terme	-	17	-	17
	36	26	-	62
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	4	2	1	7
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	1	10	257	268
	5	12	258	275
<i>Autres instruments dérivés</i>				
Dérivés sur actions	1	-	-	1
	1	-	-	1
Total du passif	42	38	258	338
Actif (passif) net	(26) \$	30 \$	(244) \$	(240) \$

La variation de la juste valeur des actifs financiers de niveau 3 pour les trois mois clos le 30 septembre 2021 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 \$	5 \$	6 \$
Total des pertes réalisées et latentes incluses dans les produits d'exploitation non réglementés	6	4	10
Solde au 30 septembre 2021	7 \$	9 \$	16 \$

La variation de la juste valeur des passifs financiers de niveau 3 pour les trois mois clos le 30 septembre 2021 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 \$	313 \$	316 \$
Total des gains réalisés et latents inclus dans les produits d'exploitation non réglementés	6	118	124
Solde au 30 septembre 2021	9 \$	431 \$	440 \$

La variation de la juste valeur des actifs financiers de niveau 3 pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021 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	2 \$	12 \$	14 \$
Total des pertes réalisées et latentes incluses dans les produits d'exploitation non réglementés	5	(3)	2
Solde au 30 septembre 2021	7 \$	9 \$	16 \$

La variation de la juste valeur des passifs financiers de niveau 3 pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021 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 \$	257 \$	258 \$
Total des gains réalisés et latents inclus dans les produits d'exploitation non réglementés	8	174	182
Solde au 30 septembre 2021	9 \$	431 \$	440 \$

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. 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 des justes valeurs :

Au		30 septembre 2021				
en millions de dollars canadiens		Juste valeur	Technique d'évaluation	Données non observables	Fourchette	Moyenne pondérée ¹
Actif						
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction – swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité</i>	7 \$	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	34,50 \$ – 186,35 \$	149,06 \$	
			Probabilités de défaillance	0,01 % – 16,42 %	0,74 %	
			Taux d'actualisation	0,01 % – 1,01 %	0,10 %	
<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>	9	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	2,26 \$ – 11,31 \$	4,77 \$	
			Probabilités de défaillance	0,01 % – 5,02 %	0,24 %	
			Taux d'actualisatiion	0,00 % – 11,67 %	0,22 %	
Total de l'actif	16 \$					
Passif						
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction – swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité</i>	6 \$	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	1,13 \$ – 185,60 \$	139,33 \$	
			Risque de crédit propre à l'entité	0,01 % – 16,42 %	0,16 %	
			Taux d'actualisation	0,01 % – 1,01 %	0,10 %	
	3	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	42,55 \$ – 186,35 \$	139,00 \$	
			Coefficient de corrélation	100 % – 100 %	100,00 %	
			Risque de crédit propre à l'entité	0,01 % – 0,03 %	0,01 %	
			Taux d'actualisation	0,01 % – 0,35 %	0,09 %	
<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>	409	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	1,95 \$ – 23,46 \$	11,84 \$	
			Risque de crédit propre à l'entité	0,01 % – 5,02 %	0,09 %	
			Taux d'actualisation	0,00 % – 14,77 %	1,34 %	
	22	Modèle d'établissement des prix	Prix fixés par des tiers	4,09 \$ – 23,90 \$	17,84 \$	
			Ajustement de base	0,42 \$ – 1,20 \$	0,52 \$	
			Risque de crédit propre à l'entité	0,01 % – 4,56 %	0,02 %	
			Taux d'actualisation	0,00 % – 0,93 %	0,08 %	
Total du passif	440 \$					
Passif net	(424) \$					

1) Les données non observables ont été pondérées selon la juste valeur relative des instruments.

La dette à long terme est un passif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur dans les bilans consolidés condensés. Le solde se compose de ce qui suit :

Aux	Valeur comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
en millions de dollars canadiens						
30 septembre 2021	14 436 \$	16 509 \$	- \$	16 056 \$	453 \$	16 509 \$
31 décembre 2020	13 721 \$	16 487 \$	- \$	16 020 \$	467 \$	16 487 \$

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 35 millions de dollars a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu pour les trois mois clos le 30 septembre 2021 (gain après impôts de 34 millions de dollars en 2020) et de 1 million de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021 (41 millions de dollars en 2020).

16. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Dans le cours normal des activités, Emera fournit de l'énergie ainsi que 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 opérations entre NSPI et NSPML liées à la cotisation à l'égard du lien maritime sont présentées dans les états des résultats consolidés condensés. La charge de NSPI est présentée au poste Combustible réglementé pour la production d'électricité et achat d'électricité et se chiffre à 27 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2021 (27 millions de dollars en 2020) et à 91 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021 (82 millions de dollars en 2020). 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 sont 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 4 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2021 (2 millions de dollars en 2020) et 14 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021 (13 millions de dollars en 2020).

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 2021 et au 31 décembre 2020.

17. DÉBITEURS ET AUTRES ACTIFS À COURT TERME

Les débiteurs et les autres actifs à court terme se composaient de ce qui suit :

Aux en millions de dollars canadiens	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Comptes clients – facturés	692 \$	570 \$
Comptes clients – non facturés	241	286
Provision pour pertes de crédit	(24)	(22)
Capacité de transport capitalisée ¹	102	200
Impôts sur les bénéfices à recevoir	11	11
Charges payées d'avance	92	50
Divers	258	138
	1 372 \$	1 233 \$

1) La capacité de transport capitalisée représente la valeur au titre du transport/stockage reçue par EES dans le cadre des ententes de gestion d'actifs à la conclusion des contrats. L'actif est amorti sur la durée de chaque contrat.

18. 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 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 21 des états financiers consolidés audités annuels de 2020 d'Emera et à la note 1, «Utilisation des estimations de la direction – Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite».

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	
	2021	2020	2021	2020
Régimes de retraite à prestations déterminées				
Coût des services	10 \$	11 \$	32 \$	35 \$
Coût qui n'est pas lié aux services				
Intérêts débiteurs	16	21	50	64
Rendement prévu des actifs des régimes	(33)	(34)	(99)	(107)
Amortissement pour l'exercice considéré des :				
Pertes actuarielles	4	4	13	11
Gains au titre des services passés	-	(1)	-	(1)
Actifs réglementaires	8	6	21	20
Total des coûts qui ne sont pas liés aux services	(5)	(4)	(15)	(13)
Total des régimes de retraite à prestations déterminées	5	7	17	22
Régimes d'avantages complémentaires de retraite				
Coût des services	1	1	4	3
Coût qui n'est pas lié aux services				
Intérêts débiteurs	2	2	6	8
Rendement prévu des actifs des régimes	(1)	-	(2)	(1)
Amortissement pour l'exercice considéré des actifs réglementaires	2	-	4	-
Total des coûts qui ne sont pas liés aux services	3	2	8	7
Total des régimes d'avantages complémentaires de retraite	4	3	12	10
Total des régimes de retraite à prestations déterminées	9 \$	10 \$	29 \$	32 \$

Les cotisations d'Emera à ces régimes de retraite à prestations déterminées et régimes d'avantages complémentaires de retraite se chiffraient à 24 millions de dollars (20 millions de dollars en 2020) pour les trois mois clos le 30 septembre 2021 et à 53 millions de dollars (50 millions de dollars en 2020) pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021. Les cotisations annuelles de l'employeur pour les régimes de retraite à prestations déterminées sont estimées à 41 millions de dollars pour 2021. Les cotisations d'Emera à ces régimes de retraite à cotisations déterminées se chiffraient à 10 millions de dollars (12 millions de dollars en 2020) pour les trois mois clos le 30 septembre 2021 et à 29 millions de dollars (31 millions de dollars en 2020) pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021.

19. DETTE À COURT TERME

Les emprunts à court terme d'Emera se composent d'émissions de papier commercial, d'avances sur les facilités de crédit renouvelables et non renouvelables, et de billets à court terme. Se reporter à la note 23 des états financiers consolidés audités annuels de 2020 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 2021.

Activité de financement importante récente par secteur

Entreprise de services publics d'électricité en Floride

Le 25 mai 2021, TEC a mis sur pied un programme de papier commercial. Les montants disponibles dans le cadre du programme de papier commercial peuvent être empruntés, remboursés et empruntés de nouveau et le montant total des billets en circulation ne doit en aucun temps dépasser 800 millions de dollars américains. Le montant complet du papier commercial émis est garanti par la facilité de crédit de

TEC de sorte qu'un montant correspondant de la facilité de crédit consentie est considéré comme étant utilisé et non disponible.

Le 23 mars 2021, TEC a remboursé son prêt à terme non renouvelable de 300 millions de dollars américains au moyen du produit tiré de l'émission de billets de premier rang d'un capital de 800 millions de dollars américains (se reporter à la note 20). TEC a également remboursé sa facilité d'emprunt garantie par les débiteurs de 150 millions de dollars américains et, par la suite, l'entente est venue à échéance et a pris fin le 22 mars 2021.

20. DETTE À LONG TERME

Se reporter à la note 25 des états financiers consolidés audités annuels de 2020 d'Emera pour des renseignements sur la dette à long terme, ainsi qu'aux paragraphes qui suivent pour des renseignements sur les activités de financement récentes de 2021.

Activité de financement importante récente par secteur

Entreprise de services publics d'électricité en Floride

Le 15 mai 2021, TEC a remboursé à l'échéance ses billets d'un capital de 278 millions de dollars américains portant intérêt à un taux de 5,4 %. Les billets ont été remboursés au moyen des facilités de crédit existantes.

Le 18 mars 2021, TEC a procédé à une émission de billets de premier rang d'un capital de 800 millions de dollars américains. L'émission incluait des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains qui portent intérêt à un taux de 2,40 % et viennent à échéance le 15 mars 2031 et des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains qui portent intérêt à un taux de 3,45 % et viennent à échéance le 15 mars 2051.

Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure

Le 16 juillet 2021, le gazoduc Brunswick reporté la date d'échéance de sa facilité de crédit de 250 millions de dollars du 17 mai 2023 au 30 juin 2025. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Le 25 mars 2021, NMGC a conclu une facilité de crédit non renouvelable et non garantie de 100 millions de dollars américains venant à échéance le 23 septembre 2022. La facilité de crédit comprend les déclarations et garanties d'usage, des cas de défaut, des clauses restrictives financières et d'autres clauses restrictives et porte intérêt au LIBOR, au taux préférentiel ou au taux des fonds fédéraux, majoré d'une marge.

Le 5 février 2021, NMGC a procédé à une émission de billets de premier rang d'un capital de 220 millions de dollars américains. L'émission incluait des billets de premier rang de 70 millions de dollars américains qui portent intérêt à un taux de 2,26 % et viennent à échéance le 5 février 2031, des billets de premier rang de 65 millions de dollars américains qui portent intérêt à un taux de 2,51 % et viennent à échéance le 5 février 2036, et des billets de premier rang de 85 millions de dollars américains qui portent intérêt à un taux de 3,34 % et viennent à échéance le 5 février 2051. Le produit de cette émission a été affecté au remboursement d'un billet de 200 millions de dollars américains venant à échéance en 2021, qui était classé dans la dette à long terme au 31 décembre 2020.

Divers

Le 23 juillet 2021, Emera a reporté la date d'échéance de sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 900 millions de dollars du 30 juin 2024 au 30 juin 2026. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Le 4 juin 2021, Emera US Finance LP a procédé à une émission de billets de premier rang d'un capital de 750 millions de dollars américains. L'émission incluait des billets de premier rang de 450 millions de dollars américains qui portent intérêt à un taux de 2,64 % et viennent à échéance le 15 juin 2031 et des billets de premier rang de 300 millions de dollars américains qui portent intérêt à un taux de 0,83 % et viennent à échéance le 15 juin 2024. Les billets de premier rang en dollars américains sont garantis par Emera et par Emera US Holdings Inc., une filiale en propriété exclusive d'Emera.

Par suite de l'émission de billets de premier rang d'un capital de 750 millions de dollars américains susmentionnée, le 15 juin 2021, Emera US Finance LP a remboursé à l'échéance ses billets de premier rang d'un capital de 750 millions de dollars américains jusqu'alors en circulation.

21. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

A. Engagements

Au 30 septembre 2021, les engagements contractuels (sauf les obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite, 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	2021	2022	2023	2024	2025	Par la suite	Total
Transport ¹	185 \$	485 \$	406 \$	348 \$	311 \$	2 806 \$	4 541 \$
Achat d'électricité ²	68	227	221	238	237	2 176	3 167
Combustible, approvisionnement en gaz et entreposage	303	340	72	45	40	24	824
Projets en immobilisations	473	159	95	6	1	-	734
Conventions de services à long terme ³	36	64	68	48	32	90	338
Engagements de placements dans des sociétés satellites ⁴	-	240	-	-	-	-	240
Contrats de location et autres ⁵	3	16	16	15	8	120	178
Programme de gestion axée sur la demande	10	45	-	-	-	-	55
	1 078 \$	1 576 \$	878 \$	700 \$	629 \$	5 216 \$	10 077 \$

1) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et la capacité de transport pour divers pipelines. Comprend un engagement de 144 millions de dollars lié à un contrat de transport de gaz entre PGS et SeaCoast venant à échéance en 2040.

2) 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

3) Entretien du matériel de production, services liés à une centrale et conventions d'exploitation d'installations éoliennes, et gestion impartie des infrastructures en informatique et en communications, et gestion de la végétation.

4) Emera s'est engagée à verser des apports en capital à LIL.

5) Comprend 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.

Nalcor continue de travailler à l'achèvement de la construction des projets du cours inférieur du fleuve Churchill (y compris Muskrat Falls et LIL) et la mise en service finale est prévue pour le premier trimestre de 2022. La construction de trois des quatre générateurs à Muskrat Falls est terminée et ceux-ci ont été mis en service; le premier au troisième trimestre de 2020, le deuxième au deuxième trimestre de 2021 et le troisième au troisième trimestre de 2021.

La cotisation approuvée par la Régie pour 2021 est d'environ 172 millions de dollars, sous réserve d'une retenue de garantie pouvant aller jusqu'à 10 millions de dollars, en fonction du début des livraisons au titre du bloc de la Nouvelle-Écosse, et NSPML a reporté le recouvrement d'une dotation aux amortissements de 23 millions de dollars. Nalcor a entrepris les livraisons au titre du bloc de la Nouvelle-Écosse le 15 août 2021, lesquelles se poursuivront au cours des 35 prochaines années conformément aux ententes conclues avec Nalcor. Étant donné que Nalcor est aux dernières étapes de la mise en service de LIL, des interruptions périodiques liées à la mise en service toucheront l'approvisionnement, et les manquements dans les livraisons qui pourraient en découler seront corrigés lors de livraisons ultérieures. Le 9 août 2021, NSPML a déposé une demande des coûts d'investissement finale auprès de la Régie afin de faire approuver le recouvrement des coûts d'investissement associés au lien maritime et à l'approbation de la cotisation de NSPML pour 2022.

NSPI est tenue par une obligation contractuelle de verser sur une période d'environ 38 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. Aux termes du plan de stabilité tarifaire pour les coûts du combustible 2020-2022 de NSPI, les tarifs ont été fixés de façon à inclure les montants de respectivement 164 millions de dollars et 162 millions de dollars pour 2021 et 2022. Tout écart entre les montants prévus au plan de stabilité tarifaire pour les coûts du combustible de NSPI et ceux approuvés par la Régie dans le cadre de la demande de cotisation provisoire de NSPML sera éliminé au moyen du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible. Le calendrier et les montants dus à NSPML pour le reste de la période d'engagement de 38 ans dépendent de l'approbation de la Régie.

Une fois la centrale hydroélectrique Muskrat Falls et LIL pleinement opérationnels, les ententes commerciales entre Emera et Nalcor nécessiteront des ajustements finaux pour finaliser les obligations d'investissement respectives des parties concernant le lien maritime et LIL.

Emera s'est engagée à obtenir certains droits de transport pour Nalcor, le cas échéant, afin de lui permettre de transporter l'énergie qui n'est pas autrement utilisée à Terre-Neuve-et-Labrador ou en Nouvelle-Écosse. Nalcor a le droit d'acheminer cette énergie de la Nouvelle-Écosse vers les marchés énergétiques de la Nouvelle-Angleterre depuis le 15 août 2021, date du début des 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, les obligations connexes sont comptabilisées sous le poste «Contrats de location et autres» du tableau ci-dessus.

B. Poursuites judiciaires

TECO Guatemala Holdings («TGH»)

Avant l'acquisition de TECO Energy par Emera en 2016, TGH, une filiale en propriété exclusive de TECO Energy, s'était départie de son placement indirect dans le secteur de l'électricité du Guatemala, mais avait maintenu certaines réclamations contre la République du Guatemala (le «Guatemala»). En 2013, TGH a présenté une demande d'arbitrage contre le Guatemala auprès du Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (le «CIRDI») en vertu de l'accord de libre-échange entre la République dominicaine, l'Amérique centrale et les États-Unis. L'arbitrage concernait l'allégation de TGH selon laquelle le Guatemala aurait établi injustement le tarif de distribution pour une société de distribution locale, ce qui a nui au placement de TGH dans cette société. Un tribunal établi par le CIRDI a tranché en faveur de TGH (la «première décision») et en novembre 2020, le Guatemala a effectué un paiement d'environ 38 millions de dollars américains en règlement complet et final de la première décision. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 27 des états financiers consolidés audités annuels de 2020 d'Emera.

Le 23 septembre 2016, TGH a déposé une demande d'arbitrage pour réclamer des dommages-intérêts en plus de ceux accordés par la première décision. Le 13 mai 2020, un tribunal du CIRDI a condamné le Guatemala à verser à TGH des dommages-intérêts et coûts supplémentaires de plus de 35 millions de dollars américains, plus les intérêts (la «deuxième décision»). TGH a demandé subséquemment un réexamen du montant des intérêts accordés dans le cadre de la deuxième décision. Le 16 octobre 2020, le tribunal a accueilli la demande de TGH d'un montant d'intérêts additionnel, lequel s'élève à environ 2 millions de dollars américains. Le 12 février 2021, le Guatemala a déposé une requête d'annulation de la deuxième décision au tribunal. Le 31 mars 2021, le CIRDI a mis sur pied un comité spécial pour superviser la procédure d'annulation. Le 17 mai 2021, le comité spécial a i) rendu une décision visant le maintien du sursis de l'exécution de la deuxième décision jusqu'à ce que le comité rende sa décision à l'égard de la requête d'annulation déposée par le Guatemala et ii) émis une ordonnance indiquant les dates des séances d'information concernant l'annulation et celle du début de l'audience, soit le 27 juillet 2022. Le Guatemala a présenté son mémoire sur l'annulation le 25 août 2021. TGH devrait déposer son contre-mémoire sur l'annulation le 8 décembre 2021. Jusqu'à maintenant, le montant total de la deuxième décision, avec les intérêts, est d'environ 60 millions de dollars américains. Les résultats à ce jour ne reflètent aucun avantage découlant de la deuxième décision.

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 puisse nécessiter des coûts de réponse élevés, en date du 30 septembre 2021, TEC a estimé sa responsabilité financière à 22 millions de dollars (17 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.

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 l'évaluation à la juste valeur dans les notes 14 et 15.

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 santé publique

L'éclosion d'une maladie infectieuse ou l'apparition d'une pandémie ou d'une menace semblable à la santé publique, comme la pandémie de COVID-19, ou la crainte que l'une ou l'autre de ces situations ne se produise, pourrait avoir une incidence défavorable sur la société et entraîner notamment des retards et perturbations à l'égard des activités d'exploitation, de la chaîne d'approvisionnement et du développement de projets, une pénurie de main-d'œuvre et des fermetures (en particulier en raison de mesures imposées par le gouvernement, notamment en matière de prévention), ce qui pourrait nuire aux activités d'exploitation de la société.

Des changements défavorables dans la conjoncture économique et les conditions des marchés en général découlant d'une menace à la santé publique pourraient avoir une incidence négative sur la demande d'électricité et de gaz naturel, les produits, les coûts d'exploitation, le calendrier et le montant des investissements, les résultats des mesures de financement ou le risque de crédit et le risque de contrepartie, ce qui pourrait nuire considérablement aux activités de la société.

L'évolution de la pandémie de COVID-19 et son incidence future sur la société sont incertaines. La société met en œuvre des plans d'urgence en cas de pandémie et pour assurer la continuité de l'ensemble de ses activités d'exploitation afin de gérer et d'atténuer l'incidence d'un pareil risque à la santé publique. La santé et la sécurité des employés et des clients demeurent la priorité absolue de la société.

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 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, Emera gère le risque de change en utilisant la dette libellée en dollars américains pour financer ses activités aux États-Unis et peut recourir à des dérivés de change afin de couvrir certaines transactions spécifiques et l'exposition de ses bénéfices. La société peut conclure des contrats de change à terme et des swaps sur devises pour limiter son exposition à certaines opérations en devises comme les achats de combustible, les flux de produits d'exploitation et les investissements, ainsi qu'à son bénéfice net généré à l'extérieur du Canada. 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 pourraient être financés au moyen de flux de trésorerie générés en interne, de ventes d'actifs, de facilités de crédit à court terme et de capitaux obtenus sur les marchés financiers. La société estime que ses sources de financement seront plus que suffisantes pour combler ses besoins en capitaux.

L'accès aux capitaux et les coûts d'emprunt d'Emera sont assujettis à plusieurs facteurs de risque, notamment la conjoncture des marchés financiers, les perturbations des marchés 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 et le risque de variation des taux d'intérêt 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. Il est possible que l'accès aux capitaux et les coûts d'emprunt futurs de la société subissent l'incidence de diverses perturbations des marchés, notamment celles liées aux menaces à la santé publique, comme la pandémie de COVID-19.

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 rendement, sa diversification, son effet de levier, ses liquidités et son exposition accrue aux effets des changements climatiques, y compris la hausse de la fréquence et de la gravité des ouragans et d'autres phénomènes météorologiques extrêmes. 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. Pour certains instruments dérivés, 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 ces positions de passif net. Emera gère ces risques 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.

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 investissements 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. Il est possible que les taux d'intérêt subissent l'incidence des perturbations des marchés liées aux menaces à la santé publique, notamment la pandémie de COVID-19.

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

L'approvisionnement de la société en combustible utilitaire est exposé au risque lié aux prix des produits de base. En outre, Emera Energy est exposée au risque lié aux prix des produits de base dans son portefeuille de contrats et d'ententes sur 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 société s'appuie sur l'ensemble de ses ententes commerciales, y compris une combinaison de contrats d'approvisionnement et d'achat, d'ententes de gestion d'actifs, d'ententes de transport par gazoduc et d'instruments financiers de couverture, afin de gérer et d'atténuer ce risque. En outre, la société s'appuie sur ses politiques en matière de crédit, ses évaluations de la solvabilité des contreparties, la communication des positions sur le marché et des positions de crédit et ses autres pratiques de gestion et de communication des risques pour gérer et atténuer ce risque.

Services publics à tarifs réglementés

Une part importante du combustible utilitaire de la société provient de fournisseurs internationaux et peut donc subir l'incidence de la situation qui prévaut à l'échelle mondiale, 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.

La majorité des entreprises de services publics à tarifs réglementés d'Emera ont adopté et mis en œuvre des mécanismes de rajustement attribuable au prix du combustible qui ont permis de mieux gérer le risque lié aux prix des produits de base, le cadre réglementaire pour les filiales à tarifs réglementés de la société permettant le recouvrement des coûts prudemment engagés.

Activités de commercialisation et de négociation d'Emera Energy

Emera Energy a pris d'autres mesures pour gérer le risque lié aux produits de base. La majeure partie du portefeuille de contrats de commercialisation et de négociation d'électricité et de gaz naturel d'Emera, et plus particulièrement ses ententes liées à la gestion d'actifs de gaz naturel, se compose de contrats successifs, ce qui lui évite d'avoir toute position acheteur ou vendeur importante sur des produits de base. Toutefois, ce portefeuille est exposé au risque lié aux prix des produits de base, particulièrement en ce qui concerne les différentiels de points de base entre les marchés pertinents, en cas de problème d'exploitation ou de défaut d'une contrepartie.

Emera utilise un certain nombre de contrôles et de méthodes afin d'évaluer son exposition au risque lié aux prix des produits de base, dont la méthode de la valeur à risque («VAR»), qui lui permet d'estimer la perte qu'elle pourrait subir par suite de l'exposition à certains risques. La VAR correspond à la variation estimée de la juste valeur qui pourrait survenir advenant un changement de facteurs du marché, selon un certain intervalle de confiance, si un instrument financier ou un portefeuille était détenu pendant une période donnée. Le calcul de la VAR sert à quantifier l'exposition de la société au risque de marché lié aux produits de base, tout particulièrement en ce qui a trait à ses positions sur des contrats relatifs au gaz naturel et à l'électricité.

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 les lettres de crédit d'Emera sont conformes à celles présentées dans les états financiers consolidés annuels audités de 2020.

La société a émis des lettres de crédit et des cautionnements d'un montant de 62 millions de dollars américains (55 millions de dollars américains au 31 décembre 2020) à l'intention de tiers qui ont consenti du crédit 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.

NSPI a accordé des garanties d'un montant de 28 millions de dollars américains (18 millions de dollars américains au 31 décembre 2020) pour le compte de sa filiale, NS Power Energy Marketing Incorporated («NSPEMI»), afin de garantir ses obligations aux termes des contrats d'achat conclus avec des fournisseurs tiers. Les garanties ont diverses durées et seront renouvelées au besoin.

Le 28 octobre 2021, NSPI a accordé une garantie supplémentaire de 85 millions de dollars américains pour le compte de sa filiale NSPEMI relativement à un engagement de transport de gaz naturel de 15 ans.

22. ACTIONS PRIVILÉGIÉES CUMULATIVES

Autorisées :

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

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

	Émises et en circulation	Produit net
Solde au 31 décembre 2020	41 000 000	1 004 \$
Émission d'actions privilégiées de premier rang de série J	8 000 000	196
Émission d'actions privilégiées de premier rang de série L	9 000 000	222
Solde au 30 septembre 2021	58 000 000	1 422 \$

Actions privilégiées de premier rang de série J

Le 6 avril 2021, Emera a émis 8 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux minimal rajusté et à dividende cumulatif de série J, à un taux de 4,25 % (les «actions privilégiées de premier rang de série J»), à un prix de 25,00 \$ l'action, pour un produit brut de 200 millions de dollars (196 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts).

Actions privilégiées de premier rang de série L

Le 24 septembre 2021, Emera a émis 9 millions d'actions privilégiées cumulatives rachetables de premier rang de série L, à un taux de 4,60 % (les «actions privilégiées de premier rang de série L»), à un prix de 25,00 \$ l'action, pour un produit brut de 225 millions de dollars (222 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts).

Les caractéristiques des actions privilégiées de premier rang sont comme suit :

Actions privilégiées de premier rang ^{1, 2}	Rendement initial (%)	Dividende annuel (\$)	Taux de rajustement minimum du dividende (%)	Date d'option de rachat ou de conversion la plus rapprochée	Valeur de rachat (\$)	Droit de convertir à raison de une pour une
Taux rajusté limité par un taux plancher ^{3, 4}						
Série J	4,25	1,0625	4,25	15 mai 2026	25,00	Série K
Taux fixe perpétuel ⁵						
Série L	4,60	1,1500		15 novembre 2026	25,00	

1) Les porteurs d'actions sont admissibles à un dividende cumulatif en espèces à taux fixe ou variable, une fois qu'il est déclaré par le conseil d'administration.

2) À compter de dates de rachat précisées, la société peut choisir de racheter, au comptant, les actions privilégiées de premier rang en circulation, en totalité ou en partie, à la valeur de rachat par action précisée, majorée de tous les dividendes déclarés et impayés avant les dates fixées pour le rachat.

3) À la date d'option de conversion, le dividende annuel rajusté par action sera déterminé en multipliant le prix de l'action, soit 25,00 \$, par le taux de dividende annuel fixe, soit le rendement des obligations du Canada à cinq ans à la date de rajustement applicable, majoré de 3,28 %, pourvu que ce taux ne soit pas inférieur à 4,25 %.

4) À chaque date d'option de conversion, les porteurs auront le droit, sous réserve de certaines conditions, de convertir une partie ou la totalité de leurs actions en un nombre égal d'actions privilégiées cumulatives de premier rang à taux d'intérêt variable de série K de la société. Le taux du dividende trimestriel variable des actions de série K correspondra à la somme du taux des bons du Trésor à 90 jours et de 3,28 %.

5) Les actions privilégiées de premier rang de série L sont rachetables à un montant de 26,00 \$ du 15 novembre 2026 au 15 novembre 2027, diminuant de 0,25 \$ chaque exercice jusqu'au 15 novembre 2030 pour s'établir à 25,00 \$ l'action par la suite.

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

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

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

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

Pour les en millions de dollars canadiens	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2021	2020
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement :		
Stocks	(76) \$	(3) \$
Débiteurs et autres actifs à court terme	(223)	115
Créditeurs	282	(42)
Autres passifs à court terme	88	69
Total des éléments hors caisse du fonds de roulement	71 \$	139 \$

Information supplémentaire sur les activités sans effet sur la trésorerie :

Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	157 \$	140 \$
Augmentation des montants à payer au titre des dépenses en immobilisations	(1) \$	23 \$

24. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

La société effectue une analyse continue afin d'évaluer si elle possède des intérêts dans des entités à détenteurs de droits variables («EDDV») ou si des événements sont survenus rendant la réévaluation des EDDV nécessaire. Pour identifier les EDDV, la direction examine les contrats de location, les CAE 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 comptabilise 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 CAE 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 2021		31 décembre 2020	
	Total de l'actif	Exposition maximale aux pertes	Total de l'actif	Exposition maximale aux pertes
en millions de dollars canadiens				
EDDV non consolidées dans lesquelles Emera détient des droits variables				
NSPML (comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence)	542 \$	10 \$	547 \$	16 \$

25. 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.

26. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Les présents états financiers et les notes y afférentes reflètent l'évaluation par la société des événements postérieurs à la date de clôture jusqu'au 9 novembre 2021, date de publication des états financiers.