

EMERA INC.

**États financiers intermédiaires
consolidés condensés non audités
30 septembre 2022 et 2021**

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

Pour les en millions de dollars (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Produits d'exploitation				
Activités à tarifs réglementés – Électricité	1 489 \$	1 244 \$	4 111 \$	3 445 \$
Activités à tarifs réglementés – Gaz	338	237	1 179	874
Activités à tarifs non réglementés	8	(333)	(60)	(422)
Total des produits d'exploitation (note 5)	1 835	1 148	5 230	3 897
Charges d'exploitation				
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	612	476	1 630	1 263
Coût réglementé du gaz naturel	149	71	554	297
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	399	341	1 164	1 002
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	98	85	275	246
Amortissement	238	228	698	675
Total des charges d'exploitation	1 496	1 201	4 321	3 483
Bénéfice (perte) d'exploitation	339	(53)	909	414
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites (note 7)	32	33	92	111
Autres produits nets (charges nettes)	(1)	22	43	67
Intérêts débiteurs nets	184	150	503	460
Bénéfice (perte) avant provision pour impôts sur les bénéfices	186	(148)	541	132
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices (note 8)	2	(92)	31	(91)
Bénéfice net (perte nette)	184	(56)	510	223
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	1	-	1	1
Dividendes sur actions privilégiées	16	14	47	36
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	167 \$	(70) \$	462 \$	186 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions) (note 10)				
De base	266,6	258,5	264,3	256,0
Dilué	267,0	258,5	264,8	256,4
Résultat par action ordinaire (note 10)				
De base	0,63 \$	(0,27) \$	1,75 \$	0,73 \$
Dilué	0,63 \$	(0,27) \$	1,74 \$	0,73 \$
Dividendes sur actions ordinaires déclarés	0,6625 \$	0,6375 \$	1,9875 \$	1,9125 \$

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

Emera Inc.

États du résultat étendu consolidés condensés (non audité)

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net (perte nette)	184	\$ (56)	\$ 510	\$ 223
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts				
Écart de conversion ¹	616	243	763	(1)
Pertes latentes sur les couvertures de placements nets ^{2, 3}	(95)	(35)	(116)	(1)
Couvertures de flux de trésorerie				
Gains sur instruments dérivés, montant net ⁴	-	-	-	18
Moins : ajustement de reclassement des gains inclus dans le bénéfice	(1)	(1)	(2)	(1)
Incidence nette des couvertures de flux de trésorerie	(1)	(1)	(2)	17
Pertes latentes sur les placements disponibles à la vente	(1)	-	(1)	-
Variation nette de l'obligation non comptabilisée au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	2	4	(6)	13
Autres éléments du résultat étendu ⁵	521	211	638	28
Résultat étendu	705	155	1 148	251
Résultat étendu attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	1	-	1	1
Résultat étendu d'Emera Inc.	704	\$ 155	\$ 1 147	\$ 250

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

- 1) Déduction faite de la charge d'impôts de 10 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2022 (charge d'impôts de néant en 2021) et de la charge d'impôts de 10 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022 (charge d'impôts de 5 millions de dollars en 2021).
- 2) La société a désigné des billets hybrides libellés en dollars américains («\$ US») d'un montant de 1,2 milliard \$ US 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 d'impôts de 2 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2022 (recouvrement d'impôts de 6 millions de dollars en 2021) et d'un recouvrement d'impôts de 6 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022 (néant en 2021).
- 4) Déduction faite de la charge d'impôts de néant pour les trois mois clos le 30 septembre 2022 (néant en 2021) et de la charge d'impôts de néant pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022 (charge d'impôts de 6 millions de dollars en 2021).
- 5) Déduction faite de la charge d'impôts de 8 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2022 (recouvrement d'impôts de 6 millions de dollars en 2021) et de la charge d'impôts de 4 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022 (charge d'impôts de 11 millions de dollars en 2021).

Emera Inc.

Bilans consolidés condensés (non audité)

Aux en millions de dollars	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	526 \$	394 \$
Liquidités soumises à restrictions (note 22)	23	23
Stocks	722	538
Instruments dérivés (notes 12 et 13)	554	195
Actifs réglementaires (note 6)	846	253
Débiteurs et autres actifs à court terme (note 15)	2 679	1 733
	5 350	3 136
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé respectivement de 9 548 \$ et 8 739 \$	22 555	20 353
Autres actifs		
Impôts sur les bénéfices reportés (note 8)	361	295
Instruments dérivés (notes 12 et 13)	143	106
Actifs réglementaires (note 6)	2 585	2 313
Placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente (note 16)	604	503
Placements sous influence notable (note 7)	1 418	1 382
Écart d'acquisition	6 158	5 696
Autres actifs à long terme	630	460
	11 899	10 755
Total de l'actif	39 804 \$	34 244 \$
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Dettes à court terme (note 18)	2 514 \$	1 742 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 19)	575	462
Créditeurs	2 071	1 485
Instruments dérivés (notes 12 et 13)	1 545	533
Passifs réglementaires (note 6)	488	290
Autres passifs à court terme	497	366
	7 690	4 878
Passif à long terme		
Dettes à long terme (note 19)	15 285	14 196
Impôts sur les bénéfices reportés (note 8)	2 054	1 868
Instruments dérivés (notes 12 et 13)	256	149
Passifs réglementaires (note 6)	1 884	1 765
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 17)	367	370
Autres passifs à long terme (note 7)	1 129	868
	20 975	19 216
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 9)	7 675	7 242
Actions privilégiées cumulatives	1 422	1 422
Surplus d'apport	80	79
Cumul des autres éléments du résultat étendu «CAÉRE» (note 11)	663	25
Bénéfices non répartis	1 285	1 348
Total des capitaux propres d'Emera Inc.	11 125	10 116
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	14	34
Total des capitaux propres	11 139	10 150
Total du passif et des capitaux propres	39 804 \$	34 244 \$

Engagements et autres éventualités (note 20)

Approuvé au nom du conseil d'administration

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

«M. Jacqueline Sheppard»

«Scott Balfour»

Présidente du conseil

Président et chef de la direction

Emera Inc.

États des flux de trésorerie consolidés condensés (non audité)

Pour les en millions de dollars	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2022	2021
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	510 \$	223 \$
Rajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation :		
Amortissement	703	682
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites, déduction faite des dividendes	(43)	(56)
Provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction	(37)	(44)
Impôts sur les bénéfices reportés, montant net	7	(111)
Variation nette des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(40)	(25)
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible dans le cadre des activités à tarifs réglementés	(185)	(71)
Variation nette de la juste valeur des instruments dérivés	804	416
Variation nette des actifs et passifs réglementaires	(471)	(124)
Variation nette de la capacité de transport capitalisée	(620)	96
Autres activités d'exploitation, montant net	178	49
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement (note 21)	149	71
Flux de trésorerie d'exploitation, montant net	955	1 106
Activités d'investissement		
Ajouts d'immobilisations corporelles	(1 704)	(1 596)
Autres activités d'investissement	19	20
Flux de trésorerie d'investissement, montant net	(1 685)	(1 576)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	661	88
Remboursement de la dette à court terme comportant une échéance de plus de 90 jours	-	(377)
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	772	2 329
Remboursement de la dette à long terme	(359)	(1 541)
Remboursements nets en vertu des facilités de crédit consenties	(82)	(87)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission	256	236
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais d'émission	-	416
Dividendes sur actions ordinaires	(352)	(329)
Dividendes sur actions privilégiées	(47)	(36)
Autres activités de financement	(5)	(6)
Flux de trésorerie de financement, montant net	844	693
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions	18	(1)
Augmentation nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	132	222
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions au début de la période	417	254
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à la fin de la période	549 \$	476 \$
La trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions se composent de ce qui suit :		
Trésorerie	360 \$	198 \$
Placements à court terme	166	242
Liquidités soumises à restrictions	23	36
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions	549 \$	476 \$

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

Emera Inc.

États des variations des capitaux propres consolidés condensés (non audité)

en millions de dollars	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	CAÉRE	Bénéfices non répartis	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2022							
Solde au 30 juin 2022	7 509 \$	1 422 \$	80 \$	142 \$	1 295 \$	14 \$	10 462 \$
Perte nette d'Emera Inc.	-	-	-	-	183	1	184
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite du recouvrement d'impôts de 8 millions de dollars	-	-	-	521	-	-	521
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ¹	-	-	-	-	(16)	-	(16)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (0,6625 \$ par action)	-	-	-	-	(176)	-	(176)
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	54	-	-	-	-	-	54
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché, déduction faite des frais d'émission après impôts	105	-	-	-	-	-	105
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, et régime d'achat d'actions à l'intention des employés	7	-	-	-	-	-	7
Divers	-	-	-	-	(1)	(1)	(2)
Solde au 30 septembre 2022	7 675 \$	1 422 \$	80 \$	663 \$	1 285 \$	14 \$	11 139 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022							
Solde au 31 décembre 2021	7 242 \$	1 422 \$	79 \$	25 \$	1 348 \$	34 \$	10 150 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	509	1	510
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de 4 millions de dollars	-	-	-	638	-	-	638
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ²	-	-	-	-	(47)	-	(47)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (1,9875 \$ par action)	-	-	-	-	(524)	-	(524)
Cession de la participation ne donnant pas le contrôle dans Dominica Electricity Services Ltd. («Domlec»)	-	-	-	-	-	(20)	(20)
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	171	-	-	-	-	-	171
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché, déduction faite des frais d'émission après impôts	233	-	-	-	-	-	233
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, et régime d'achat d'actions à l'intention des employés	29	-	1	-	-	-	30
Divers	-	-	-	-	(1)	(1)	(2)
Solde au 30 septembre 2022	7 675 \$	1 422 \$	80 \$	663 \$	1 285 \$	14 \$	11 139 \$

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

- 1) 0,1364 \$ par action de série A; 0,1803 \$ 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; 0,265625 \$ par action de série J; et 0,2875 \$ par action de série L.
- 2) 0,4092 \$ par action de série A; 0,4326 \$ 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; 0,79688 \$ par action de série J et 0,86250 \$ par action de série L.

Emera Inc.

États des variations des capitaux propres consolidés condensés (non audité)

en millions de dollars	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	CAÉRÉ	Bénéfices non répartis	Participations 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 \$
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	-	222	-	-	-	-	222
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	55	-	-	-	-	-	55
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché, déduction faite des frais d'émission après impôts	83	-	-	-	-	-	83
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, et régime d'achat d'actions à l'intention des employés	8	-	-	-	-	-	8
Divers	-	-	-	-	-	-	-
Solde au 30 septembre 2021	7 103 \$	1 422 \$	79 \$	(51) \$	1 197 \$	34 \$	9 784 \$
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	-	418	-	-	-	-	418
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	174	-	-	-	-	-	174
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché, déduction faite des frais d'émission après impôts	211	-	-	-	-	-	211
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants, et régime d'achat d'actions à l'intention des employés	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 intermédiaires 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.

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

Aux 30 septembre 2022 et 2021

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 2022, 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 1,8 milliard de dollars (incluant la provision pour fonds utilisés pendant la construction («PFUPC»)),
 - un placement de 34,7 % 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;
- 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,
 - 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,
 - SeaCoast Gas Transmission, LLC («SeaCoast»), entreprise de services de distribution de gaz naturel réglementée intraétatique, qui sert la Floride,
 - 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;
- 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 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 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.

L'éclosion de la COVID-19 en 2020 a amené les gouvernements à l'échelle mondiale à adopter des mesures d'urgence visant à contrer la propagation du virus. La direction a pris en compte l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur les estimations et les résultats de la société et a conclu que les états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités au 30 septembre 2022 et pour les trois mois et les neuf mois clos à cette date n'ont pas été touchés de manière significative.

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 2021 et pour l'exercice clos à cette date.

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 2022.

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

Utilisation des estimations de la direction

La préparation d'états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités 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 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. Aucun changement significatif n'a été apporté aux estimations comptables critiques de la société par rapport à celles décrites dans les états financiers consolidés audités annuels de 2021 d'Emera.

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. PRISES DE POSITION COMPTABLES FUTURES

La société se penche sur l'applicabilité et l'incidence de toutes les *Accounting Standards Updates* («ASU») publiées par le Financial Accounting Standards Board («FASB»). Les ASU publiées par le FASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur, ont été évaluées et jugées non applicables pour la société ou comme ayant une incidence non significative sur les états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités.

3. CESSIONS

Le 31 mars 2022, Emera a conclu la vente de sa participation de 51,9 % dans Domlec pour un produit correspondant approximativement à sa valeur comptable. Domlec était incluse dans le secteur isolable Autres entreprises de services publics d'électricité de la société jusqu'à la date de la vente. La vente n'a pas eu d'incidence significative sur les résultats.

4. INFORMATION SECTORIELLE

Emera présente séparément ses secteurs isolables en raison notamment de la diversité de leur cadre d'exploitation, de leur cadre réglementaire et de leurs zones géographiques. Les secteurs sont présentés en fonction des produits, du bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du total de l'actif de chaque filiale, tels qu'ils sont présentés au principal décideur de l'exploitation de la société.

en millions de dollars	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infra- structure	Autres entreprises de services publics d'électricité	Divers	Éliminations inter- sectorielles	Total
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2022							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	982 \$	370 \$	343 \$	136 \$	4 \$	- \$	1 835 \$
Produits intersectoriels ¹	2	-	1	-	(9)	6	-
Total des produits d'exploitation	984	370	344	136	(5)	6	1 835
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	353	185	-	75	-	(1)	612
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	149	-	-	-	149
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	161	74	94	31	40	(1)	399
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	67	11	19	-	1	-	98
Amortissement	129	65	28	14	2	-	238
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	-	20	6	1	5	-	32
Autres produits nets (charges nettes)	16	7	4	(1)	(19)	(8)	(1)
Intérêts débiteurs nets ²	49	34	21	5	75	-	184
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	42	(11)	10	-	(39)	-	2
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	-	-	-	1	-	-	1
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	16	-	16
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	199 \$	39 \$	33 \$	10 \$	(114) \$	- \$	167 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	2 471 \$	1 254 \$	1 191 \$	386 \$	(72) \$	- \$	5 230 \$
Produits intersectoriels ¹	5	-	4	-	7	(16)	-
Total des produits d'exploitation	2 476	1 254	1 195	386	(65)	(16)	5 230
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	813	603	-	217	-	(3)	1 630
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	554	-	-	-	554
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	450	249	270	93	114	(12)	1 164
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	177	32	62	2	2	-	275
Amortissement	373	192	81	46	6	-	698
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	-	64	15	3	10	-	92
Autres produits nets (charges nettes)	44	18	11	(2)	(29)	1	43
Intérêts débiteurs nets ²	127	99	57	14	206	-	503
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	108	(8)	48	-	(117)	-	31
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	-	-	-	1	-	-	1
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	47	-	47
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	472 \$	169 \$	149 \$	14 \$	(342) \$	- \$	462 \$
Au 30 septembre 2022							
Total de l'actif	20 966 \$	8 168 \$	7 390 \$	1 414 \$	3 329 \$	(1 463) \$	39 804 \$

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. 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 pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés. Les opérations intersociétés qui n'ont pas été éliminées sont évaluées au montant de la contrepartie établie 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 entre les secteurs Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure et Autres entreprises de 4 millions de dollars au troisième trimestre de 2022 et de 10 millions de dollars depuis le début de l'exercice 2022.

en millions de dollars	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infra- structure	Autres entreprises de services publics d'électricité	Divers	Éliminations inter- sectorielles	Total
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	796 \$	328 \$	241 \$	120 \$	(337) \$	- \$	1 148 \$
Produits intersectoriels ¹	2	-	1	-	7	(10)	-
Total des produits d'exploitation	798	328	242	120	(330)	(10)	1 148
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	274	144	-	59	-	(1)	476
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	71	-	-	-	71
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	133	72	79	37	27	(7)	341
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	58	11	16	-	-	-	85
Amortissement	120	61	31	14	2	-	228
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	-	25	5	1	2	-	33
Autres produits nets	16	4	3	3	(6)	2	22
Intérêts débiteurs nets ²	34	32	15	6	63	-	150
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	26	(5)	9	-	(122)	-	(92)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	14	-	14
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	169 \$	42 \$	29 \$	8 \$	(318) \$	- \$	(70) \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	2 012 \$	1 112 \$	886 \$	321 \$	(434) \$	- \$	3 897 \$
Produits intersectoriels ¹	5	-	3	-	21	(29)	-
Total des produits d'exploitation	2 017	1 112	889	321	(413)	(29)	3 897
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	628	484	-	154	-	(3)	1 263
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	297	-	-	-	297
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	381	222	238	98	83	(20)	1 002
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	158	32	53	3	-	-	246
Amortissement	351	184	90	44	6	-	675
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	-	78	15	3	15	-	111
Autres produits nets	42	9	8	7	(5)	6	67
Intérêts débiteurs nets ²	105	100	48	16	191	-	460
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	59	3	43	1	(197)	-	(91)
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	-	-	-	1	-	-	1
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	36	-	36
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	377 \$	174 \$	143 \$	14 \$	(522) \$	- \$	186 \$
Au 31 décembre 2021							
Total de l'actif	17 903 \$	7 418 \$	6 666 \$	1 402 \$	2 034 \$	(1 179) \$	34 244 \$

- 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. 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 pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés. Les opérations intersociétés qui n'ont pas été éliminées sont évaluées au montant de la contrepartie établie 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 entre les secteurs Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure et Autres entreprises de 3 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2021 et de 10 millions de dollars depuis le début de l'exercice 2021.

5. PRODUITS

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

	Électricité			Gaz	Divers		
en millions de dollars	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure	Divers	Éliminations inter-sectorielles	Total
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2022							
Produits tirés des activités à tarifs réglementés :							
Secteur résidentiel	581 \$	157 \$	49 \$	125 \$	- \$	- \$	912 \$
Secteur commercial	253	99	73	91	-	1	517
Secteur industriel	60	98	10	23	-	(4)	187
Divers reports réglementaires	87	7	2	-	-	-	96
Divers ¹	3	9	2	86	-	-	100
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	15	-	-	15
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	984	370	136	340	-	(3)	1 827
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés :							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	24	-	24
Autres activités à tarifs non réglementés	-	-	-	4	3	(3)	4
Réévaluation à la valeur de marché ³	-	-	-	-	(32)	12	(20)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	4	(5)	9	8
Total des produits d'exploitation	984 \$	370 \$	136 \$	344 \$	(5) \$	6 \$	1 835 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022							
Produits tirés des activités à tarifs réglementés :							
Secteur résidentiel	1 367 \$	624 \$	137 \$	541 \$	- \$	- \$	2 669 \$
Secteur commercial	644	318	209	323	-	-	1 494
Secteur industriel	165	266	25	60	-	(4)	512
Divers reports réglementaires	287	21	9	-	-	-	317
Divers ¹	13	25	6	215	-	(5)	254
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	44	-	-	44
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	2 476	1 254	386	1 183	-	(9)	5 290
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés :							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	71	-	71
Autres activités à tarifs non réglementés	-	-	-	12	13	(9)	16
Réévaluation à la valeur de marché ³	-	-	-	-	(149)	2	(147)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	12	(65)	(7)	(60)
Total des produits d'exploitation	2 476 \$	1 254 \$	386 \$	1 195 \$	(65) \$	(16) \$	5 230 \$

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.

	Électricité			Gaz	Divers		
	Entreprise de services publics d'électricité en Floride	Entreprises de services publics d'électricité au Canada	Autres entreprises de services publics d'électricité	Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure	Divers	Éliminations inter-sectorielles	Total
en millions de dollars							
Pour les trois mois clos le 30 septembre 2021							
Produits tirés des activités à tarifs réglementés :							
Secteur résidentiel	454 \$	154 \$	44 \$	102 \$	- \$	- \$	754 \$
Secteur commercial	214	97	64	76	-	-	451
Secteur industriel	58	61	8	16	-	-	143
Divers reports réglementaires	70	7	2	-	-	-	79
Divers ¹	2	9	2	29	-	(3)	39
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	15	-	-	15
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	798	328	120	238	-	(3)	1 481
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés :							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	(4)	-	(4)
Autres activités à tarifs non réglementés	-	-	-	4	8	(4)	8
Réévaluation à la valeur de 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 \$
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2021							
Produits tirés des activités à tarifs réglementés :							
Secteur résidentiel	1 086 \$	588 \$	121 \$	430 \$	- \$	- \$	2 225 \$
Secteur commercial	550	303	166	268	-	-	1 287
Secteur industriel	156	176	21	48	-	(1)	400
Divers reports réglementaires	214	21	5	-	-	-	240
Divers ¹	11	24	8	88	-	(7)	124
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	43	-	-	43
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	2 017	1 112	321	877	-	(8)	4 319
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés :							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	63	-	63
Autres activités à tarifs non réglementés	-	-	-	12	25	(15)	22
Réévaluation à la valeur de 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) Comprendent 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 2022, le prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restaient à remplir totalisait 465 millions de dollars (435 millions de dollars en 2021). Ce montant comprend les obligations de prestation futures de 147 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 2042.

6. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Un sommaire des actifs et passifs réglementaires de la société est présenté ci-dessous. Pour une description complète de la nature des actifs et passifs réglementaires de la société, se reporter à la note 7 des états financiers consolidés audités annuels de 2021 d'Emera.

Aux en millions de dollars	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Actifs réglementaires		
Actifs réglementaires d'impôts reportés	1 147 \$	1 045 \$
Recouvrement par Tampa Electric des coûts d'investissement liés à la mise hors service anticipée d'actifs	688	657
Clauses de recouvrement des coûts	605	114
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible dans le cadre des activités à tarifs réglementés	330	145
Régime de retraite et régime d'avantages complémentaires de retraite – soins de santé	296	291
Recouvrement par NMGC des coûts du gaz liés à un fait hivernal	83	117
Reports liés aux instruments dérivés	61	23
Coûts de remise en état liés aux tempêtes – actif réglementaire	38	35
Mesures environnementales correctives	30	27
Provision pour tempêtes	29	-
Recouvrement des coûts irrécupérables	28	26
Divers	96	86
	3 431 \$	2 566 \$
À court terme	846 \$	253 \$
À long terme	2 585	2 313
Total des actifs réglementaires	3 431 \$	2 566 \$
Passifs réglementaires		
Passifs réglementaires d'impôts reportés	911 \$	863 \$
Provision cumulée – coûts d'enlèvement	888	819
Reports liés aux instruments dérivés	448	241
Clauses de recouvrement des coûts	74	35
Fonds d'autoassurance (note 22)	30	28
Provision pour tempêtes	1	58
Divers	20	11
	2 372 \$	2 055 \$
À court terme	488 \$	290 \$
À long terme	1 884	1 765
Total des passifs réglementaires	2 372 \$	2 055 \$

Tampa Electric

Provision pour tempêtes

En septembre 2022, Tampa Electric a été touchée par l'ouragan Ian. La majorité des coûts de remise en état sera imputée à la provision pour tempêtes de Tampa Electric approuvée par la Florida Public Service Commission («FPSC»), ce qui aura une incidence négligeable sur les résultats pour 2022. Le total des coûts de remise en état est estimé à 130 millions \$ US. Au 30 septembre 2022, Tampa Electric a engagé des coûts de remise en état liés aux tempêtes de 68 millions \$ US et un montant additionnel de 62 millions \$ US devrait être engagé au quatrième trimestre 2022. Le total des coûts de remise en état imputés à la provision pour tempêtes a dépassé le solde de la provision et a été reporté en tant qu'actif réglementaire aux fins de recouvrement futur. À la fin de l'exercice 2022 ou au début de l'exercice 2023, Tampa Electric prévoit déposer auprès de la FPSC une demande visant le recouvrement de l'actif réglementaire au titre de la provision pour tempêtes et la reconstitution du solde de la provision au niveau de provision approuvé précédemment de 56 millions \$ US, pour un total d'environ 136 millions \$ US.

Clause de recouvrement des coûts au titre du plan de protection contre les tempêtes («PPT»)

Le 11 avril 2022, Tampa Electric a déposé un nouveau PPT auprès de la FPSC afin de déterminer les activités visant à rendre les installations plus résistantes aux tempêtes et les coûts connexes en 2023, 2024 et 2025. Le 4 octobre 2022, la FPSC a approuvé le PPT de Tampa Electric.

Rajustement au titre du rendement des capitaux propres

L'entente de règlement de 2021 de Tampa Electric permet à la société de demander une hausse des produits et du rendement des capitaux propres résultant de l'augmentation des rendements des obligations du Trésor des États-Unis à 30 ans. Le 1^{er} juillet 2022, Tampa Electric a demandé à la FPSC d'augmenter ses tarifs de base annuels de 10 millions \$ US à compter du 1^{er} septembre 2022, de même que le rendement de ses capitaux propres. Le 16 août 2022, la FPSC a approuvé la demande. Depuis le 1^{er} juillet 2022, le nouveau point médian des capitaux propres est de 10,20 % et la fourchette est de 9,25 % à 11,25 %.

Rajustement en cours de route au titre du prix du combustible

Le rajustement en cours de route au titre du prix du combustible demandé par Tampa Electric le 19 janvier 2022 a été approuvé le 1^{er} mars 2022. La hausse tarifaire, en vigueur au premier cycle de facturation en avril 2022, couvre les coûts de combustible et de capacité plus élevés de 169 millions \$ US et sera répartie sur les factures des clients du 1^{er} avril 2022 jusqu'à décembre 2022.

NSPI

Demande de hausse tarifaire générale

Le 27 janvier 2022, NSPI a déposé une demande de hausse tarifaire générale auprès de la Nova Scotia Utility and Review Board (la «Régie»), qui a été ensuite modifiée le 18 février 2022, dans laquelle elle propose un plan de stabilité tarifaire pour la période de 2022 à 2024, qui inclut des hausses moyennes des tarifs de 2,8 % par année le 1^{er} août 2022, le 1^{er} janvier 2023 et le 1^{er} janvier 2024 pour recouvrer les coûts non liés au combustible. Le 2 septembre 2022, NSPI a déposé une mise à jour relative au combustible dans le cadre de sa demande de hausse tarifaire générale modifiée, dans laquelle elle propose que les hausses liées au coût du combustible soient lissées sur la période de 2023 à 2024 et que le solde prévu du mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible au 31 décembre 2022 soit recouvré sur une période de trois ans (de 2023 à 2025), ce qui entraînera des hausses des tarifs du combustible combinées de 1,6 % le 1^{er} janvier 2023 et le 1^{er} janvier 2024 pour recouvrer les coûts du combustible. Le recouvrement qu'il resterait à recevoir relativement au solde du mécanisme de rajustement attribuable aux prix du combustible de 2022 devrait être effectué en 2025 et exigerait une hausse des tarifs du combustible supplémentaire de 1,3 %, sous réserve de l'approbation de la Régie dans les futures demandes de hausse tarifaire. La date d'effet des hausses approuvées serait déterminée par la Régie. L'audience relative à cette question a été tenue en septembre 2022 et les conclusions finales seront déposées au quatrième trimestre de 2022. Une décision de la Régie est attendue au premier trimestre de 2023.

Le 9 novembre 2022, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a promulgué la loi 212, *Public Utilities Act (amended)*. La loi prévaut sur la décision de la Régie à l'égard de la demande de hausse tarifaire générale attendue et limite les hausses de tarifs non liés au combustible à un total de 1,8 %, compte non tenu des hausses des coûts liés au programme de gestion axée sur la demande, entre la date d'entrée en vigueur de la décision de la Régie et la fin de 2024. La loi prévoit notamment :

- d'exiger que les produits découlant de la hausse des tarifs non liés au combustible soient utilisés uniquement pour accroître la fiabilité des services aux contribuables;
- de limiter le rendement des capitaux propres de NSPI à 9,25 % et le ratio des capitaux propres, à 40 %;
- de limiter le taux utilisé pour comptabiliser les intérêts sur les reports réglementaires au taux d'intérêt directeur de la Banque du Canada majoré de 1,75 %, à moins d'avis contraire de la Régie.

Programme de plafonnement et d'échange de la Nouvelle-Écosse

Au 30 septembre 2022, le mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible inclut un recouvrement sans effet sur la trésorerie de 190 millions de dollars (38 millions de dollars au 31 décembre 2021) représentant le coût estimé futur de l'acquisition de crédits d'émissions pour la période de conformité de 2019 à 2022 du programme de plafonnement et d'échange de la Nouvelle-Écosse. Ces coûts sont estimés en fonction des émissions prévues pour la période de conformité et sont sensibles aux variations des prévisions concernant l'énergie reçue de Muskrat Falls pour le reste de 2022 et au profil d'émissions réel. Chaque changement de 1 % dans les émissions prévues pour le reste de la période de conformité entraînera un changement de 2 millions de dollars dans les charges et les passifs, montant que NSPI s'attend à recouvrer grâce au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible.

L'énergie reçue de Muskrat Falls, qui a été inférieure aux prévisions au cours de la période de conformité, a accéléré le déploiement de sources à faibles émissions de carbone. La province de la Nouvelle-Écosse a annoncé un allègement de 165 millions de dollars à l'égard des coûts de conformité de 2019 à 2022, ce qui correspond au total des coûts de conformité prévu au moment du dépôt en septembre 2022 de la mise à jour relative au combustible dans le cadre de la demande de hausse tarifaire générale. Les discussions concernant la façon dont cet allègement sera offert sont en cours et n'ont pas été prises en compte dans les coûts de conformité comptabilisés à ce jour.

NSPML

Le 3 août 2022, NSPML a présenté à la Régie une demande visant à recouvrer environ 164 millions de dollars des coûts du lien maritime pour 2023. Une décision est attendue au quatrième trimestre de 2022.

PGS

En septembre 2022, l'ouragan Ian a touché les activités de PGS à Fort Myers et à Sarasota. Les coûts de remise en état sont estimés à plus de 3 millions \$ US et seront portés en diminution de la provision pour tempêtes de PGS approuvée par la FPSC, ce qui aura une incidence négligeable sur les résultats.

NMGC

Le 13 décembre 2021, NMGC a déposé une demande de révision des tarifs auprès de la New Mexico Public Regulation Commission («NMPRC»), lesquels s'appliqueraient à compter de janvier 2023. Le 20 mai 2022, NMGC a déposé auprès de la NMPRC une entente de règlement non contestée prévoyant une hausse de 19 millions \$ US des produits annuels tirés du tarif de base. Les tarifs proposés tiennent compte du recouvrement des coûts d'exploitation qui ont augmenté et des investissements de capital dans les gazoducs et l'infrastructure s'y rattachant. Une audience a été tenue en juin 2022 et une décision de la NMPRC est attendue au quatrième trimestre de 2022.

BLPC

Le 4 octobre 2021, BLPC a présenté à la Fair Trading Commission («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 dans la centrale, le matériel et l'infrastructure s'y rattachant et donne lieu à une hausse d'environ 23 millions \$ US des produits annuels non liés au combustible une fois l'approbation obtenue. Dans la demande, BLPC sollicite l'approbation d'un rendement des capitaux propres réglementé autorisé de 12,50 %, selon une structure du capital autorisée composée à 65 % de capitaux propres. Le 16 septembre 2022, la FTC a accordé à BLPC un allègement tarifaire provisoire, permettant une augmentation des tarifs de base de 3 millions \$ US pour le reste de l'exercice 2022. L'allègement tarifaire provisoire est en vigueur du 16 septembre 2022 jusqu'à l'établissement des tarifs définitifs. L'audience s'est clôturée en octobre 2022, et BLPC s'attend à une décision de la FTC en 2022.

GBPC

À compter du 1^{er} novembre 2022, les coûts du combustible transférés de GBPC ont augmenté en raison d'une hausse des prix du pétrole à l'échelle mondiale qui s'est répercutée sur les coûts du combustible non couverts. En 2023, les coûts du combustible transférés seront ajustés mensuellement en fonction des coûts réels du combustible.

Le 14 janvier 2022, la Grand Bahama Port Authority a rendu sa décision concernant la demande de hausse tarifaire de GBPC. La hausse approuvée des produits annuels de 3,5 millions \$ US a pris effet le 1^{er} avril 2022.

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

en millions de dollars	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 2022
	30 sept. 2022	31 décembre 2021	30 sept. 2022	30 sept. 2021	30 sept. 2022	30 sept. 2021	
LIL ¹	725 \$	682 \$	15 \$	13 \$	43 \$	39 \$	34,7
NSPML	514	533	5	12	21	39	100,0
M&NP ²	129	123	6	5	15	15	12,9
Lucelec ²	50	44	1	1	3	3	19,5
Bear Swamp ³	-	-	5	2	10	15	50,0
	1 418 \$	1 382 \$	32 \$	33 \$	92 \$	111 \$	

- 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 créateur, principalement en raison d'une distribution de 179 millions de dollars reçue en 2015. Le solde créateur du placement dans Bear Swamp de 104 millions de dollars (105 millions de dollars en 2021) 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 22). Le tableau qui suit résume le bilan consolidé de NSPML :

Aux en millions de dollars	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Actif à court terme	44 \$	25 \$
Immobilisations corporelles	1 533	1 587
Actifs réglementaires	263	247
Actif à long terme	30	31
Total de l'actif	1 870 \$	1 890 \$
Passif à court terme	60 \$	50 \$
Dette à long terme ¹	1 169	1 189
Passif à long terme	127	118
Capitaux propres	514	533
Total du passif et des capitaux propres	1 870 \$	1 890 \$

- 1) La dette liée au projet est garantie par le gouvernement du Canada.

8. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

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

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice (perte) avant provision pour impôts sur les bénéfices	186 \$	(148) \$	541 \$	132 \$
Taux d'imposition prévu par la loi	29,0 %	29,0 %	29,0 %	29,0 %
Impôts sur les bénéfices au taux d'imposition prévu par la loi	54	(43)	157	38
Impôts reportés sur les bénéfices réglementés comptabilisés comme actifs réglementaires et passifs réglementaires	(20)	(16)	(55)	(47)
Variation du taux d'impôt étranger	(14)	(11)	(30)	(27)
Amortissement des passifs réglementaires d'impôts sur les bénéfices reportés	(14)	(12)	(27)	(28)
Incidence fiscale de la quote-part du bénéfice dans des sociétés satellites	(2)	(3)	(7)	(12)
Crédits d'impôt	(3)	(3)	(7)	(10)
Provision pour fabrication	(1)	(2)	(4)	(5)
Divers	2	(2)	4	-
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	2 \$	(92) \$	31 \$	(91) \$
Taux d'imposition effectif	1 %	62 %	6 %	(69) %

Le 16 août 2022, la loi sur la réduction de l'inflation aux États-Unis (*Inflation Reduction Act*) a été promulguée et comporte de nombreux incitatifs fiscaux pour l'énergie propre, y compris l'énergie solaire, ainsi que plusieurs dispositions visant à accroître les produits. Emera évalue l'incidence de la nouvelle loi et ne prévoit pas qu'elle aura une incidence importante sur les états financiers consolidés.

En 2022, l'Agence du revenu du Canada («ARC») a envoyé des avis de nouvelle cotisation à NSPI pour les années d'imposition 2013 à 2016. NSPI et l'ARC sont présentement en litige relativement au calendrier de certaines déductions d'impôts à l'égard des années d'imposition 2006 à 2010 et 2013 à 2016. Le bien-fondé des déductions fiscales n'est pas contesté; il s'agit plutôt du calendrier de ces déductions. Le montant net cumulé à ce jour faisant l'objet du litige s'élève à 126 millions de dollars (62 millions de dollars en 2021), y compris les intérêts. NSPI a payé d'avance 55 millions de dollars (23 millions de dollars en 2021) du montant en litige, selon les exigences de l'ARC.

Le 29 novembre 2019, NSPI a déposé un avis d'appel devant la Cour canadienne de l'impôt relativement au litige pour les années d'imposition de 2006 à 2010. Si NSPI réussit à défendre sa position, tous les paiements, y compris les intérêts applicables, seront remboursés. Si NSPI ne réussit pas à défendre sa position, les impôts et les intérêts applicables seront déduits des montants déjà payés, et la différence, le cas échéant, devra être payée à l'ARC ou sera remboursée par celle-ci. Les déductions fiscales connexes seront disponibles pour les exercices ultérieurs.

Si NSPI fait l'objet d'une nouvelle cotisation par l'ARC pour les années qui ne font pas l'objet d'un litige actuellement, des paiements supplémentaires devront être versés; cependant, le bien-fondé de ces déductions fiscales, encore une fois, ne serait pas contesté.

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

9. ACTIONS ORDINAIRES

Autorisées : Nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale

	En millions d'actions	En millions de dollars
Émises et en circulation :		
Solde au 31 décembre 2021	261,07	7 242 \$
Émission d'actions ordinaires en vertu du programme ACM ¹	3,79	233
Émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite de l'escompte	2,86	171
Options exercées en vertu du régime d'options sur actions à l'intention des dirigeants et régime d'achat d'actions à l'intention des employés	0,51	29
Solde au 30 septembre 2022	268,23	7 675 \$

1) Au troisième trimestre de 2022, 1 715 056 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 61,87 \$ l'action, pour un produit brut de 106 millions de dollars (105 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts). Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022, 3 793 924 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 61,85 \$ l'action, pour un produit brut de 235 millions de dollars (233 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts). Au 30 septembre 2022, une limite globale de ventes brutes de 222 millions de dollars demeurait disponible à des fins d'émission en vertu du programme ACM.

10. RÉSULTAT PAR ACTION

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

Pour les en millions de dollars (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Numérateur				
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	167,1 \$	(70,0) \$	461,6 \$	186,4 \$
Numérateur – résultat dilué	167,1	(70,0)	461,6	186,4
Dénominateur				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	266,6	257,3	264,3	254,7
Nombre moyen pondéré d'unités d'actions différées en circulation ¹	-	1,2	-	1,3
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	266,6	258,5	264,3	256,0
Rémunération à base d'actions ²	0,4	-	0,5	0,4
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	267,0	258,5	264,8	256,4
Résultat par action ordinaire				
De base	0,63 \$	(0,27) \$	1,75 \$	0,73 \$
Dilué	0,63 \$	(0,27) \$	1,74 \$	0,73 \$

- 1) Avec prise d'effet le 10 février 2022, les unités d'actions différées ne peuvent plus être réglées en actions et ne sont donc plus incluses dans le calcul du résultat par action ordinaire.
- 2) 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 au cours du trimestre considéré.

11. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les composantes du CAÉRE, déduction faite des impôts, sont comme suit :

en millions de dollars	(Perte latente) gain latent à la conversion des comptes d'établissements étrangers autonomes	Variation nette des couvertures de placements nets	(Pertes) gains sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Variation nette des placements disponibles à la vente	Variation nette des coûts non comptabilisés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Total du CAÉRE
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022						
Solde au 1 ^{er} janvier 2022	10 \$	35 \$	18 \$	(1) \$	(37) \$	25 \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	763	(116)	-	(1)	-	646
Montants reclassés hors du CAÉRE	-	-	(2)	-	(6)	(8)
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	763	(116)	(2)	(1)	(6)	638
Solde au 30 septembre 2022	773 \$	(81) \$	16 \$	(2) \$	(43) \$	663 \$
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) \$

Les reclassements hors du CAÉRE sont comme suit :

Pour les	Trois mois clos les		Neuf mois clos les	
en millions de dollars	30 septembre		30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Élément touché dans les états financiers intermédiaires consolidés				
Montants reclassés hors du CAÉRE				
Gains sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie				
Couverture de taux d'intérêt	(1) \$	(1) \$	(2) \$	(1) \$
Total	(1) \$	(1) \$	(2) \$	(1) \$
Variation nette des coûts non comptabilisés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite				
Pertes actuarielles	2 \$	4 \$	6 \$	13 \$
Montant reclassé dans les obligations	-	-	(12)	-
Autres produits nets				
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite				
Total	2	4	(6)	13
Total des reclassements hors du CAÉRE pour la période	1 \$	3 \$	(8) \$	12 \$

12. INSTRUMENTS DÉRIVÉS

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

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

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

1. Les contrats prévoyant la livraison qui satisfont aux critères d'exemption en matière d'achats et de ventes courants («AVC») ne sont pas comptabilisés au bilan; ils sont constatés dans les résultats lorsqu'ils sont réglés. Un contrat prévoyant la livraison satisfait généralement aux critères d'exemption en matière d'AVC si l'opération est raisonnable en regard des besoins commerciaux de la société, si la contrepartie détient ou contrôle les ressources à proximité pour permettre la livraison des produits de base, si la société désire recevoir la livraison de ces produits de base et si la société estime que la contrepartie est solvable. La société évalue constamment les contrats désignés en vertu de l'exemption en matière d'AVC et cessera le traitement de ces contrats en vertu de cette exemption si les critères requis ne sont plus satisfaits.
2. Les instruments dérivés admissibles à la comptabilité de couverture sont comptabilisés à leur juste valeur au bilan. Les instruments dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture s'ils respectent les exigences rigoureuses concernant la documentation et s'ils assurent une couverture efficace du risque lié aux flux de trésorerie relevé au moment de leur entrée en vigueur et pendant leur durée. Particulièrement pour les couvertures de flux de trésorerie, la variation de la juste valeur des instruments dérivés est reportée dans le CAÉRE 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 FPSC 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	Actifs dérivés		Passifs dérivés	
	30 septembre 2022	31 décembre 2021	30 septembre 2022	31 décembre 2021
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	355	\$ 146	\$ 58	\$ 16
Contrats de change à terme	22	7	-	8
Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	96	88	-	-
	473	241	58	24
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	186	33	177	32
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré, contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	493	208	1 981	818
	679	241	2 158	850
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Dérivés sur actions	-	11	10	-
Contrats de change à terme	5	-	35	-
	5	11	45	-
Total des instruments dérivés à court terme bruts	1 157	493	2 261	874
<i>Incidence des accords généraux de compensation visant un règlement :</i>				
Report réglementaire	(26)	(4)	(26)	(4)
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction	(434)	(188)	(434)	(188)
Incidence totale des accords généraux de compensation visant un règlement	(460)	(192)	(460)	(192)
Total des instruments dérivés	697	\$ 301	\$ 1 801	\$ 682
Court terme ¹	554	195	1 545	533
Long terme ¹	143	106	256	149
Total des instruments dérivés	697	\$ 301	\$ 1 801	\$ 682

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

Couvertures de flux de trésorerie

Le 26 mai 2021, l'entente de fixation des taux a fait l'objet d'un règlement qui a donné lieu à un gain de 19 millions \$ US qui sera amorti dans les intérêts débiteurs sur une période de 10 ans. Au 30 septembre 2022, les gains latents dans le CAÉRE ont été de 16 millions de dollars (18 millions de dollars, déduction faite des impôts, en 2021). Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2022, des gains latents respectivement de 1 million de dollars et 2 millions de dollars (respectivement 1 million de dollars et 1 million de dollars en 2021) ont été reclassés dans les intérêts débiteurs. La société prévoit de reclasser dans le bénéfice net au cours des douze prochains mois des gains latents de 2 millions de dollars figurant actuellement dans le CAÉRE au fur et à mesure que les éléments couverts sous-jacents seront réglés. Au 30 septembre 2022, il n'y avait aucune couverture de flux de trésorerie en cours.

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 :

en millions de dollars	Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme	Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme
Pour les trois mois clos les 30 septembre			2022			2021
Gain latent (perte latente) inclus dans les actifs réglementaires	- \$	(30) \$	1 \$	- \$	10 \$	11 \$
Gain latent inclus dans les passifs réglementaires	8	92	15	-	177	3
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les actifs réglementaires	-	19	-	-	(1)	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les passifs réglementaires	-	(12)	-	-	1	-
Perte réalisée incluse dans les stocks ¹	-	(42)	-	-	(4)	-
Gain réalisé inclus dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés ²	(5)	(45)	(1)	-	(13)	-
Total des variations – instruments dérivés	3 \$	(18) \$	15 \$	- \$	170 \$	14 \$

en millions de dollars	Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme	Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme
Pour les neuf mois clos les 30 septembre			2022			2021
Gain latent (perte latente) inclus dans les actifs réglementaires	- \$	(68) \$	2 \$	- \$	21 \$	8 \$
Gain latent (perte latente) inclus dans les passifs réglementaires	47	421	17	-	264	(1)
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les actifs réglementaires	-	35	-	-	(3)	-
Gain réalisé inclus dans les passifs réglementaires	-	(34)	-	-	(1)	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les stocks ¹	-	(84)	4	-	2	3
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés ²	(39)	(103)	-	-	(13)	4
Total des variations – instruments dérivés	8 \$	167 \$	23 \$	- \$	270 \$	14 \$

1) (Gains réalisés) pertes réalisées qui seront comptabilisées au titre du combustible pour la production d'électricité et 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 et relations de couverture qui ont pris fin ou opérations couvertes qui ne sont plus probables.

Au 30 septembre 2022, la société avait conclu les volumes théoriques suivants désignés aux fins du report réglementaire qui devraient être réglés comme il est décrit ci-dessous :

en millions	2022	2023-2025
<i>Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison</i>		
Gaz naturel (MBTU)	2	6
<i>Swaps et contrats d'achat à terme de gré à gré sur les produits de base</i>		
Gaz naturel (MBTU)	10	28
Mazout lourd (en barils)	-	1
Électricité (MWh)	-	3
<i>Swaps et contrats de change à terme de gré à gré</i>		
Contrats de change à terme (en millions de \$ US)	31 \$	190 \$
Taux moyen pondéré	1,2487	1,2533
% de \$ US requis	50 %	23 %

Instruments dérivés 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	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité – produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	5 \$	1 \$	9 \$	3 \$
Swaps, contrats à terme de gré à gré, contrats à terme standardisés et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel – produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	(572)	(236)	(644)	(229)
Swaps, contrats à terme de gré à gré, contrats à terme standardisés et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité – combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	1
Total des pertes incluses dans le bénéfice net	(567) \$	(235) \$	(635) \$	(225) \$

Au 30 septembre 2022, 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	2022	2023	2024	2025	2026 et par la suite
Achats de gaz naturel (MBTU)	129	254	85	38	166
Ventes de gaz naturel (MBTU)	205	420	181	101	12
Achats d'électricité (MWh)	1	2	-	-	-
Ventes d'électricité (MWh)	1	2	-	-	-

Autres instruments dérivés

Au 30 septembre 2022, 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 flux 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 2022. Les contrats de change à terme, d'un montant notionnel combiné de 477 millions \$ US, viennent à échéance en 2022, 2023 et 2024.

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

en millions de dollars	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions
Pour les trois mois clos le 30 septembre		2022		2021
Gain latent (perte latente) inclus dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	- \$	(12) \$	- \$	3 \$
Gain latent inclus dans les autres produits, montants nets	(31)	-	(5)	-
Gain réalisé (perte réalisée) inclus dans les autres produits, montants nets	(1)	-	4	-
Total des gains (pertes) inclus dans le bénéfice net	(32) \$	(12) \$	(1) \$	3 \$

en millions de dollars	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions	Contrat de change à terme	Dérivés sur actions
Pour les neuf mois clos le 30 septembre		2022		2021
Gain latent (perte latente) inclus dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	- \$	(21) \$	- \$	9 \$
Perte latente incluse dans les autres produits, montants nets	(30)	-	(11)	-
Gain réalisé (perte réalisée) inclus dans les autres produits, montants nets	(1)	-	13	-
Total des gains (pertes) inclus dans le bénéfice net	(31) \$	(21) \$	2 \$	9 \$

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 2022, les actifs financiers de la société considérés comme étant en souffrance, depuis 59 jours en moyenne, totalisaient 140 millions de dollars (114 millions de dollars au 31 décembre 2021). La juste valeur de ces actifs financiers s'élevait à 119 millions de dollars (93 millions de dollars au 31 décembre 2021), 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	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Dépôts en garantie consentis à des tiers	306 \$	212 \$
Dépôts en garantie reçus de tiers	249 \$	100 \$

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 2022, la juste valeur totale des instruments dérivés en position de passif était de 1 801 millions de dollars (682 millions de dollars au 31 décembre 2021). Si les notes de crédit de la société étaient abaissées sous le niveau de première qualité, il se pourrait que la société doive donner en garantie la valeur intégrale de la position de passif net relativement à ces instruments dérivés.

13. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR

La société est tenue de déterminer la juste valeur de tous les instruments dérivés, sauf ceux qui sont admissibles à l'exemption en matière d'AVC (se reporter à la note 12), et utilise une approche axée sur le marché. Les trois niveaux de la hiérarchie 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 2022			
en millions de dollars	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	221 \$	108 \$	- \$	329 \$
Contrats de change à terme	-	22	-	22
Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	-	-	96	96
	221	130	96	447
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	4	74	10	88
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel et transport connexe	(12)	97	72	157
	(8)	171	82	245
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Contrats de change à terme	-	5	-	5
Total de l'actif	213	306	178	697
Passif				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	14	18	-	32
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	6	69	4	79
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	61	234	1 350	1 645
	67	303	1 354	1 724
<i>Autres dérivés :</i>				
Contrats de change à terme	-	35	-	35
Dérivés sur actions	10	-	-	10
	10	35	-	45
Total du passif	91	356	1 354	1 801
Actif (passif) net	122 \$	(50) \$	(1 176) \$	(1 104) \$

Au	31 décembre 2021			
en millions de dollars	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	101 \$	41 \$	- \$	142 \$
Contrats de change à terme	-	7	-	7
Contrats d'achat et de vente de gaz naturel prévoyant la livraison	-	-	88	88
	101	48	88	237
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	4	5	4	13
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	12	40
	3	34	16	53
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Dérivés sur actions	11	-	-	11
Total de l'actif	115	82	104	301
Passif				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	7	5	-	12
Contrats de change à terme	-	8	-	8
	7	13	-	20
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	4	5	3	12
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	13	122	515	650
	17	127	518	662
Total du passif	24	140	518	682
Actif (passif) net	91 \$	(58) \$	(414) \$	(381) \$

La variation de la juste valeur des actifs financiers de niveau 3 pour les trois mois clos le 30 septembre 2022 se présente comme suit :

en millions de dollars	<i>Report réglementaire</i>	<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>		Total
	Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	Électricité	Gaz naturel	
Solde au début de la période	93 \$	8 \$	59 \$	160 \$
Gains réalisés inclus dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité	(5)	-	-	(5)
Gains latents inclus dans les passifs réglementaires	8	-	-	8
Total des gains réalisés et latents inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	-	2	13	15
Solde au 30 septembre 2022	96 \$	10 \$	72 \$	178 \$

La variation de la juste valeur des passifs financiers de niveau 3 pour les trois mois clos le 30 septembre 2022 se présentait comme suit :

en millions de dollars	<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>		Total
	Électricité	Gaz naturel	
Solde au début de la période	5 \$	691 \$	696 \$
Total des gains réalisés et latents (pertes réalisées et latentes) inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	(1)	659	658
Solde au 30 septembre 2022	4 \$	1 350 \$	1 354 \$

La variation de la juste valeur des actifs financiers de niveau 3 pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022 se présentait comme suit :

en millions de dollars	<i>Report réglementaire</i>	<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>		Total
	Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	Électricité	Gaz naturel	
Solde au début de la période	88 \$	4 \$	12 \$	104
Gains réalisés inclus dans le combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité	(39)	-	-	(39)
Gains latents inclus dans les actifs réglementaires	47	-	-	47
Total des gains réalisés et latents inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	-	6	60	66
Solde au 30 septembre 2022	96 \$	10 \$	72 \$	178

La variation de la juste valeur des passifs financiers de niveau 3 pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022 se présentait comme suit :

en millions de dollars	<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</i>		Total
	Électricité	Gaz naturel	
Solde au début de la période	3 \$	515 \$	518 \$
Total des gains réalisés et latents inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	1	835	836
Solde au 30 septembre 2022	4 \$	1 350 \$	1 354 \$

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. 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). Les autres données non observables utilisées incluent 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 établis 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.

La société a recours à une technique d'évaluation fondée sur le modèle d'établissement des prix pour déterminer la juste valeur des instruments dérivés de niveau 3. 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 2022					
en millions de dollars	Juste valeur		Données non observables importantes	Faible	Élevée	Moyenne pondérée ¹	
	Actif	Passif					
Report réglementaire – contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison	96 \$	- \$	Prix fixés par des tiers	6,74 \$	48,31 \$	17,38 \$	
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction – swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	10	4	Prix fixés par des tiers	453,48 \$	286,25 \$	249,33 \$	
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	72	1 350	Prix fixés par des tiers	2,61 \$	35,81 \$	21,41 \$	
Total	178 \$	1 354 \$					
Passif net		1 176 \$					

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 en millions de dollars	Valeur comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
30 septembre 2022	15 860 \$	14 343 \$	- \$	13 892 \$	451 \$	14 343 \$
31 décembre 2021	14 658 \$	16 775 \$	- \$	16 308 \$	467 \$	16 775 \$

La société a désigné des billets hybrides libellés en dollars américains d'un montant de 1,2 milliard \$ US 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 95 millions de dollars a été comptabilisée dans les CAÉRÉ pour les trois mois clos le 30 septembre 2022 (perte après impôts de 35 millions de dollars en 2021) et une perte de change après impôts de 116 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022 (perte après impôts de 1 million de dollars en 2021).

14. 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 à titre de combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés et se chiffre à 41 millions de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2022 (27 millions de dollars en 2021) et à 118 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022 (91 millions de dollars en 2021). 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 1 million de dollars pour les trois mois clos le 30 septembre 2022 (4 millions de dollars en 2021) et 7 millions de dollars pour les neuf mois clos le 30 septembre 2022 (14 millions de dollars en 2021).

Aucun montant à payer ou à recevoir important entre Emera et ses sociétés liées ne figurait aux bilans consolidés condensés d'Emera au 30 septembre 2022 et au 31 décembre 2021.

15. 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	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Comptes clients – facturés	924 \$	767 \$
Comptes clients – non facturés	322	318
Provision pour pertes de crédit	(21)	(21)
Capacité de transport capitalisée ¹	923	316
Impôts sur les bénéfices à recevoir	12	8
Charges payées d'avance	106	65
Divers	413	280
Total des débiteurs et autres actifs à court terme	2 679 \$	1 733 \$

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.

16. CONTRATS DE LOCATION

Bailleur

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

À compter de janvier 2022, la société a loué un gazoduc de SeaCoast, une déviation de conduite de 76 cm (30 pouces) d'une longueur de 34 km (21 milles), aux termes d'un contrat qui est classé comme un contrat de location-vente. La durée du contrat de location est de 34 ans et représente un placement net de 100 millions \$ US. Le preneur de la nouvelle déviation de conduite dispose d'options de renouvellement pour 16 années additionnelles. Ces options de renouvellement n'ont pas été incluses dans la durée du contrat de location de la déviation de conduite, car il n'a pas été déterminé avec une certitude raisonnable qu'elles seront exercées.

Pour en savoir davantage sur le contrat de location du gazoduc Brunswick, les stations de GNC et les pompes à chaleur, se reporter à la note 19 des états financiers consolidés audités annuels de 2021 d'Emera.

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

Aux en millions de dollars	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Total des paiements de loyer minimaux à recevoir	1 418 \$	947 \$
Moins : montants représentant les frais accessoires estimatifs	(209)	(165)
Paiements de loyer minimaux à recevoir	1 209 \$	782 \$
Valeur résiduelle estimative des immobilisations louées (non garanties)	182	183
Moins : produits non acquis tirés de contrats de location-financement	(753)	(443)
Placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente	638 \$	522 \$
Capital exigible à moins de un an (compris dans les «Débiteurs et autres actifs à court terme»)	34	19
Placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente – à long terme	604 \$	503 \$

Au 30 septembre 2022, les paiements de loyer minimaux à recevoir pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite sont les suivants :

en millions de dollars	2022	2023	2024	2025	2026	Par la suite	Total
Paiements de loyer minimaux à recevoir	23 \$	93 \$	93 \$	94 \$	93 \$	1 022 \$	1 418 \$
Moins : frais accessoires							(209)
Total							1 209 \$

17. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX

Emera maintient un certain nombre de régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées contributifs, qui visent la quasi-totalité de ses employés. La société offre aussi des régimes d'avantages complémentaires de retraite à ses retraités. Ces régimes sont offerts aux employés de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, de Terre-Neuve-et-Labrador, de la Floride, du Nouveau-Mexique, de la Barbade et de l'île de Grand Bahama.

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

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Régimes de retraite à prestations déterminées				
Coût des services	10 \$	10 \$	31 \$	32 \$
Coût qui n'est pas lié aux services :				
Intérêts débiteurs	20	16	60	50
Rendement prévu des actifs des régimes	(36)	(33)	(108)	(99)
Amortissement pour l'exercice considéré des :				
Pertes actuarielles	2	4	6	13
Actifs réglementaires	5	8	15	21
Règlements et compressions	1	-	1	-
Total des coûts qui ne sont pas liés aux services	(8)	(5)	(26)	(15)
Total des régimes de retraite à prestations déterminées	2	5	5	17
Régimes d'avantages complémentaires de retraite				
Coût des services	1	1	3	4
Coût qui n'est pas lié aux services :				
Intérêts débiteurs	3	2	7	6
Rendement prévu des actifs des régimes	(1)	(1)	(1)	(2)
Amortissement pour l'exercice considéré des actifs réglementaires	1	2	2	4
Total des coûts qui ne sont pas liés aux services	3	3	8	8
Total des régimes d'avantages complémentaires de retraite	4	4	11	12
Total des régimes de retraite à prestations déterminées	6 \$	9 \$	16 \$	29 \$

Les cotisations d'Emera à ces régimes de retraite à prestations déterminées et régimes d'avantages complémentaires de retraite se chiffraient respectivement à 24 millions de dollars et à 55 millions de dollars pour les trois mois et neuf mois clos le 30 septembre 2022 (respectivement à 24 millions de dollars et à 53 millions de dollars pour les trois mois et 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 2022. Les cotisations d'Emera à ces régimes de retraite à cotisations déterminées se chiffraient respectivement à 11 millions de dollars et à 30 millions de dollars pour les trois mois et neuf mois clos le 30 septembre 2022 (respectivement à 10 millions de dollars et à 29 millions de dollars pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2021).

18. DETTE À COURT TERME

Les emprunts à court terme d'Emera se composent d'émissions de papier commercial, d'avances sur les facilités de crédit renouvelables et non renouvelables, et de billets à court terme. Se reporter à la note 23 des états financiers consolidés audités annuels de 2021 d'Emera pour des renseignements sur la dette à court terme, ainsi qu'au paragraphe qui suit pour des renseignements sur les activités de financement à cet égard en 2022.

Activité de financement importante récente par secteur :

Autre

Le 2 août 2022, Emera a conclu une facilité de crédit à terme non renouvelable de 400 millions de dollars venant à échéance le 2 août 2023. La convention 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 taux des acceptations bancaires ou au taux préférentiel, majoré d'une marge.

19. DETTE À LONG TERME

Se reporter à la note 25 des états financiers consolidés audités annuels de 2021 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 2022.

Activité de financement importante récente par secteur :

Entreprise de services publics d'électricité en Floride

Le 15 septembre 2022, TEC a remboursé à l'échéance un billet d'un capital de 250 millions \$ US. Le billet a été remboursé au moyen des facilités de crédit existantes.

Le 12 juillet 2022, TEC a procédé à une émission de billets de premier rang d'un capital de 600 millions \$ US. L'émission incluait des billets de premier rang de 300 millions \$ US qui portent intérêt à un taux de 3,875 % et viennent à échéance le 12 juillet 2024, et des billets de premier rang de 300 millions \$ US qui portent intérêt à un taux de 5 % et viennent à échéance le 15 juillet 2052. Le produit de cette émission a été affecté au remboursement du papier commercial de 470 millions \$ US de TEC devant être remboursé en 2022.

Entreprises de services publics d'électricité au Canada

Le 15 juillet 2022, NSPI a conclu une facilité de crédit à terme non renouvelable de 400 millions de dollars qui vient à échéance le 15 juillet 2024. L'entente 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 taux des acceptations bancaires ou au taux préférentiel, majoré d'une marge.

Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure

Le 23 septembre 2022, NMGC a modifié sa facilité de crédit non renouvelable et non garantie de 80 millions \$ US afin de reporter l'échéance du 23 septembre 2022 au 22 mars 2024. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Le 30 juin 2022, le gazoduc Brunswick a modifié sa convention de crédit afin de reporter l'échéance du 30 juin 2025 au 30 juin 2026. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Autres entreprises de services publics d'électricité

Le 25 mars 2022, ECI a modifié ses billets à taux variable amortissables pour reporter la date d'échéance du 25 mars 2022 au 25 mars 2027. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

20. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

A. Engagements

Au 30 septembre 2022, 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	2022	2023	2024	2025	2026	Par la suite	Total
Transport ¹	183 \$	616 \$	475 \$	396 \$	364 \$	2 917 \$	4 951 \$
Achat d'électricité ²	77	268	247	242	232	2 394	3 460
Combustible, approvisionnement en gaz et entreposage	487	991	305	170	37	-	1 990
Projets en immobilisations	399	253	88	4	1	-	745
Engagements de placements dans des sociétés satellites ³	-	240	-	-	-	-	240
Divers	45	81	81	60	44	223	534
	1 191 \$	2 449 \$	1 196 \$	872 \$	678 \$	5 534 \$	11 920 \$

1) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et la capacité de transport pour divers pipelines. Comprend un engagement de 147 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) Emera s'est engagée à verser des apports en capital à LIL à sa mise en service.

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. En février 2022, la Régie a rendu sa décision et l'ordonnance du conseil, dans lesquelles elle approuve la demande de NSPML à l'égard de la base tarifaire pour un montant d'environ 1,8 milliard de dollars et le recouvrement des coûts du lien maritime de 168 millions de dollars auprès de NSPI en 2022. 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.

Après la mise en service de LIL, 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 obligations de livraison au titre du bloc de la Nouvelle-Écosse; les activités de transport se poursuivront pendant 50 ans. À mesure que les droits de transport sont visés par des contrats, les obligations connexes sont comptabilisées sous le poste «Divers» 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 \$ US en règlement complet et final de la première décision.

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 \$ US, 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 \$ US. Le 12 février 2021, le Guatemala a déposé une requête d'annulation de la deuxième décision au tribunal du CIRDI. Le 31 mars 2021, le CIRDI a mis sur pied un comité spécial pour superviser la procédure d'annulation. Une audience de trois jours commençant le 27 juillet 2022 a été tenue devant le comité spécial. Une décision concernant l'annulation de la deuxième décision devrait être rendue au quatrième trimestre de 2023. Jusqu'à maintenant, le montant total de la deuxième décision, avec les intérêts, est d'environ 64 millions \$ US. 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 2022, TEC avait estimé sa responsabilité financière à 19 millions de dollars (14 millions \$ US), 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

Pour en savoir davantage au sujet des principaux risques financiers qui pourraient avoir une incidence importante sur le cours normal des activités de la société, se reporter à la note 27 des états financiers consolidés audités annuels de 2021 d'Emera. Il est question des risques associés aux instruments dérivés et de l'évaluation à la juste valeur dans les notes 12 et 13. Aucune modification importante n'a été apportée aux principaux risques financiers au 30 septembre 2022, à l'exception de ce qui suit :

Risque réglementaire et politique

Les filiales à tarifs réglementés et certains placements sous influence notable de la société sont exposés à un risque pour le recouvrement des coûts et des investissements. Le risque réglementaire et politique peut comprendre les modifications apportées aux cadres réglementaires, les changements de politique gouvernementale et les décisions réglementaires.

Les services publics d'Emera, qui sont fondés sur le modèle axé sur le coût du service et assujettis à l'obligation de servir les clients, exercent leurs activités selon des cadres réglementaires officiels et doivent obtenir l'approbation de l'organisme de réglementation pour modifier leurs tarifs et/ou leurs avenants ou pour en ajouter. Une fois qu'elle a obtenu l'approbation de l'organisme de réglementation compétent, la société peut recouvrer les coûts et les investissements par l'intermédiaire d'un rajustement des tarifs et/ou des avenants, ce qui, normalement, requiert la tenue d'un processus d'audience publique ou peut être imposé par d'autres organismes gouvernementaux. Emera détient également des participations dans des entités sur lesquelles elle exerce une influence notable et qui sont exposées à un risque réglementaire et politique, notamment NSPML, LIL, M&NP et Lucelec. Les droits relatifs au gazoduc Brunswick, qui est un gazoduc du Groupe II réglementé, sont réglementés par la régie de l'énergie du Canada («REC») en fonction des plaintes, et ne sont pas soumis au processus d'approbation réglementaire indiqué ci-dessus. En l'absence de plainte, la REC ne procède habituellement pas à un examen détaillé des droits relatifs au gazoduc Brunswick, qui sont visés par une convention de services ferme conclue avec Repsol Energy Canada, qui vient à échéance en 2034. La convention prévoit une hausse des droits prédéterminée à la cinquième année et à la quinzième année du contrat.

Les changements de gouvernement et les changements de politique gouvernementale peuvent avoir une incidence sur les cadres commerciaux et réglementaires dans lesquels Emera et ses filiales exercent leurs activités. C'est le cas notamment des initiatives de déréglementation et de restructuration du secteur de l'énergie, qui risquent d'entraîner une hausse de la concurrence et des coûts non recouvrés pouvant avoir une incidence défavorable sur les activités d'exploitation, le bénéfice net et les flux de trésorerie. Dans certaines régions des États-Unis, des politiques étatiques et locales ont été mises en place afin d'empêcher les services publics de donner aux clients l'option d'utiliser le gaz naturel ou de limiter leur capacité; dans d'autres régions, on a adopté des politiques afin d'empêcher l'imposition de restrictions visant l'utilisation du gaz naturel. Des modifications des lois et des règlements étatiques et locaux applicables pourraient avoir une incidence défavorable sur PGS et NMGC.

Les filiales à tarifs réglementés d'Emera sont assujetties à des processus réglementaires. Lors des processus d'audience publique, des consultants et des représentants des clients font un examen minutieux des coûts, des mesures et des plans de ces sociétés à tarifs réglementés, et leurs organismes de réglementation respectifs déterminent s'il convient de permettre le recouvrement et le rajustement des tarifs compte tenu des éléments probants à leur disposition et des éléments probants contradictoires présentés par d'autres parties. Dans certaines circonstances, d'autres organismes gouvernementaux peuvent influencer sur l'établissement des tarifs. Pour gérer ce risque réglementaire, les filiales font preuve de transparence quant aux informations fournies sur les questions réglementaires et mettent en œuvre un processus continu de consultation des parties prenantes et du gouvernement et de mobilisation multipartite sur des aspects comme les activités d'exploitation des services publics, les audits réglementaires, les demandes tarifaires et les plans d'immobilisations. Les filiales adoptent une approche réglementaire collaborative au moyen de conférences techniques et, s'il y a lieu, de règlements négociés.

Le 9 novembre 2022, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a promulgué la loi 212, *Public Utilities Act (amended)*. Cette intervention du gouvernement dans le processus réglementaire a accru le risque politique et réduit la stabilité et la prévisibilité du cadre réglementaire de NSPI. La loi crée un précédent défavorable et accroît significativement les risques liés à la capacité actuelle et future de NSPI de recouvrer les coûts engagés prudemment, notamment les investissements et les actifs réglementaires.

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 audités annuels de 2021 de la société, à l'exception des mises à jour importantes indiquées ci-après.

La société a émis des lettres de crédit et des cautionnements d'un montant de 125 millions \$ US (148 millions \$ US au 31 décembre 2021) à l'intention de tiers qui ont consenti du crédit à Emera et à ses filiales. Ces lettres de crédit et cautionnements ont une durée de un an et sont renouvelés annuellement, au besoin.

Emera Inc. a accordé une garantie de 66 millions \$ US à l'égard des billets en cours d'ECI. Cette garantie prendra fin automatiquement à la date à laquelle les obligations auront été remboursées en totalité.

TECO Energy a émis une garantie relativement au respect des obligations de SeaCoast en vertu d'une convention de services ferme, qui vient à échéance le 31 décembre 2055, sous réserve de deux options de prolongation pouvant être exercées au gré de la contrepartie, la date d'échéance finale étant le 31 décembre 2071. La garantie couvre un montant maximal potentiel de 13 millions \$ US dans l'éventualité où SeaCoast manquerait à ses obligations de paiement ou de prestation en vertu de la convention de services ferme. Si les notes de crédit non garanties de premier rang à long terme de TECO Energy sont abaissées en deçà d'une note de première qualité par Moody's ou S&P, TECO Energy devra fournir une garantie de substitution provenant d'une société affiliée assortie d'une note de crédit de première qualité ou une lettre de crédit ou un dépôt au comptant de 13 millions \$ US.

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

Pour les en millions de dollars	Neuf mois clos les 30 septembre	
	2022	2021
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement :		
Stocks	(162) \$	(76) \$
Débiteurs et autres actifs à court terme	(259)	(223)
Créditeurs	471	282
Autres passifs à court terme	99	88
Total des éléments hors caisse du fonds de roulement	149 \$	71 \$
Information supplémentaire sur les activités sans effet sur la trésorerie :		
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	172 \$	157 \$
Reclassement de la dette à long terme dans la dette à court terme	500 \$	-
Diminution des montants à payer au titre des dépenses en immobilisations	(8) \$	(1) \$

22. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

La société effectue une analyse continue afin d'évaluer si elle possède des intérêts dans des 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 CAÉ à long terme, les contrats d'achat ferme et les installations détenues conjointement.

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

Emera détient des droits variables dans NSPML, une EDDV pour laquelle il a été déterminé qu'Emera n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle ne détient pas de participation financière conférant le contrôle dans NSPML. Lorsque les étapes essentielles ont été franchies, Nalcor Energy est devenue le principal bénéficiaire réputé de l'actif aux fins de la présentation de l'information financière, car elle détenait un contrôle sur la majorité des activités directes qui devraient avoir l'incidence la plus importante sur le rendement économique de NSPML. Ainsi, Emera comptabilise NSPML comme un placement dans une société satellite.

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

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

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

Aux	30 septembre 2022		31 décembre 2021	
	Total	Exposition	Total	Exposition
en millions de dollars	de l'actif	maximale aux pertes	de l'actif	maximale aux pertes
EDDV non consolidées dans lesquelles Emera détient des droits variables				
NSPML (comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence)	514 \$	6 \$	533 \$	11 \$

23. CHIFFRES COMPARATIFS

Les présents états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités 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.

24. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Les présents états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités et les notes y afférentes reflètent l'évaluation par la société des événements postérieurs à la date de clôture jusqu'au 10 novembre 2022, date de publication des états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités.