

EMERA INC.

**États financiers intermédiaires
consolidés condensés non audités**

31 mars 2024 et 2023

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

Pour les en millions de dollars (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 31 mars	
	2024	2023
Produits d'exploitation		
Activités à tarifs réglementés – Électricité	1 415 \$	1 362 \$
Activités à tarifs réglementés – Gaz	523	566
Activités à tarifs non réglementés	80	505
Total des produits d'exploitation (note 4)	2 018	2 433
Charges d'exploitation		
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	512	475
Coût réglementé du gaz naturel	180	276
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	500	430
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	106	102
Amortissement	283	256
Total des charges d'exploitation	1 581	1 539
Bénéfice d'exploitation	437	894
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites (note 6)	34	35
Autres produits nets	28	35
Intérêts débiteurs nets (note 7)	246	226
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	253	738
Charge d'impôts sur les bénéfices (note 8)	28	162
Bénéfice net	225	576
Dividendes sur actions privilégiées	18	16
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	207 \$	560 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions) (note 10)		
De base	285,1	270,7
Dilué	285,2	271,0
Résultat par action ordinaire (note 10)		
De base	0,73 \$	2,07 \$
Dilué	0,73 \$	2,07 \$
Dividendes sur actions ordinaires déclarés	0,7175 \$	0,6900 \$

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 31 mars	
	2024	2023
Bénéfice net	225 \$	576 \$
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts		
Écart de conversion ¹	284	3
(Pertes latentes) gains latents sur les couvertures de placements nets ²	(39)	1
Couvertures de flux de trésorerie – ajustement de reclassement des gains inclus dans le bénéfice	(1)	(1)
Gains latents sur les placements disponibles à la vente	1	-
Variation nette de l'obligation non comptabilisée au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	1	(4)
Autres éléments du résultat étendu ³	246 \$	(1) \$
Résultat étendu d'Emera Inc.	471 \$	575 \$

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

1) Déduction faite de la charge d'impôts de 4 millions de dollars pour les trois mois clos le 31 mars 2024 (recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars en 2023).

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 de la charge d'impôts de 4 millions de dollars pour les trois mois clos le 31 mars 2024 (recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars en 2023).

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

Aux en millions de dollars	31 mars 2024	31 décembre 2023
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	258 \$	567 \$
Liquidités soumises à restrictions (note 21)	18	21
Stocks	745	790
Instruments dérivés (notes 12 et 13)	125	174
Actifs réglementaires (note 5)	232	339
Débiteurs et autres actifs à court terme (note 15)	1 831	1 817
	3 209	3 708
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé respectivement de 10 304 \$ et 9 994 \$	25 162	24 376
Autres actifs		
Impôts sur les bénéfices reportés (note 8)	205	208
Instruments dérivés (notes 12 et 13)	62	66
Actifs réglementaires (note 5)	2 855	2 766
Placement net dans des contrats de location-financement et de location-vente	618	621
Placements sous influence notable (note 6)	1 403	1 402
Écart d'acquisition	6 015	5 871
Autres actifs à long terme	502	462
	11 660	11 396
Total de l'actif	40 031 \$	39 480 \$
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 17)	1 485 \$	1 433 \$
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 18)	662	676
Créditeurs	1 196	1 454
Instruments dérivés (notes 12 et 13)	370	386
Passifs réglementaires (note 5)	186	168
Autres passifs à court terme	530	427
	4 429	4 544
Passif à long terme		
Dette à long terme (note 18)	17 829	17 689
Impôts sur les bénéfices reportés (note 8)	2 441	2 352
Instruments dérivés (notes 12 et 13)	91	118
Passifs réglementaires (note 5)	1 685	1 604
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 16)	263	265
Autres passifs à long terme (note 6)	853	820
	23 162	22 848
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 9)	8 565	8 462
Actions privilégiées cumulatives	1 422	1 422
Surplus d'apport	82	82
Cumul des autres éléments du résultat étendu «CAÉRÉ» (note 11)	551	305
Bénéfices non répartis	1 806	1 803
Total des capitaux propres d'Emera Inc.	12 426	12 074
Participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	14	14
Total des capitaux propres	12 440	12 088
Total du passif et des capitaux propres	40 031 \$	39 480 \$

Engagements et éventualités (note 19)

Approuvé au nom du conseil d'administration

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

«M. Jacqueline Sheppard»
Présidente du conseil

«Scott Balfour»
Président et chef de la direction

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

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 31 mars	
	2024	2023
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	225 \$	576 \$
Rajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation :		
Amortissement	286	258
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites, déduction faite des dividendes	10	(18)
Provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction	(9)	(8)
Impôts sur les bénéfices reportés, montant net	19	154
Variation nette des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(14)	(16)
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible	(30)	128
Variation nette de la juste valeur des instruments dérivés	45	(633)
Variation nette des actifs et passifs réglementaires	120	(37)
Variation nette de la capacité de transport capitalisée	(28)	226
Autres activités d'exploitation, montant net	7	24
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement (note 20)	(62)	(201)
Flux de trésorerie d'exploitation, montant net	569	453
Activités d'investissement		
Ajouts d'immobilisations corporelles	(601)	(637)
Autres activités d'investissement	(3)	(3)
Flux de trésorerie d'investissement, montant net	(604)	(640)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	(631)	108
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	664	500
Remboursement de la dette à long terme	(39)	(7)
Remboursements nets en vertu des facilités de crédit consenties	(162)	(311)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission	31	7
Dividendes sur actions ordinaires	(133)	(118)
Dividendes sur actions privilégiées	(18)	(16)
Autres activités de financement	-	(10)
Flux de trésorerie de financement, montant net	(288)	153
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions	11	4
Diminution nette de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	(312)	(30)
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions au début de la période	588	332
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à la fin de la période	276 \$	302 \$
La trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions se composent de ce qui suit :		
Trésorerie	254 \$	270 \$
Placements à court terme	4	10
Liquidités soumises à restrictions	18	22
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions	276 \$	302 \$

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	CAÉRE	Bénéfices non répartis	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Pour les trois mois clos le 31 mars 2024							
Solde au 31 décembre 2023	8 462 \$	1 422 \$	82 \$	305 \$	1 803 \$	14 \$	12 088 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	225	-	225
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite de la charge d'impôts de 4 millions de dollars	-	-	-	246	-	-	246
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ¹	-	-	-	-	(18)	-	(18)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (0,7175 \$ par action)	-	-	-	-	(204)	-	(204)
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	70	-	-	-	-	-	70
Émission d'actions ordinaires dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché («ACM»), déduction faite des frais d'émission après impôts	24	-	-	-	-	-	24
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	9	-	-	-	-	-	9
Solde au 31 mars 2024	8 565 \$	1 422 \$	82 \$	551 \$	1 806 \$	14 \$	12 440 \$
Pour les trois mois clos le 31 mars 2023							
Solde au 31 décembre 2022	7 762 \$	1 422 \$	81 \$	578 \$	1 584 \$	14 \$	11 441 \$
Bénéfice net d'Emera Inc.	-	-	-	-	576	-	576
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite du recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars	-	-	-	(1)	-	-	(1)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées ²	-	-	-	-	(16)	-	(16)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (0,6900 \$ par action)	-	-	-	-	(186)	-	(186)
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	69	-	-	-	-	-	69
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
Solde au 31 mars 2023	7 839 \$	1 422 \$	81 \$	577 \$	1 958 \$	14 \$	11 891 \$

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

1) 0,1364 \$ par action de série A; 0,4408 \$ par action de série B; 0,4021 \$ par action de série C; 0,2813 \$ par action de série E; 0,2626 \$ par action de série F; 0,3953 \$ par action de série H; 0,2656 \$ par action de série J; et 0,2875 \$ par action de série L.

2) 0,1364 \$ par action de série A; 0,3570 \$ par action de série B; 0,2951 \$ par action de série C; 0,2813 \$ par action de série E; 0,2626 \$ par action de série F; 0,3063 \$ par action de série H; 0,2656 \$ par action de série J; et 0,2875 \$ par action de série L.

Emera Inc.

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

Aux 31 mars 2024 et 2023

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 31 mars 2024, les secteurs isolables d'Emera Inc. comprennent :

- une entreprise de services publics d'électricité en Floride, soit Tampa Electric («TEC»), 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,
 - une participation de 100 % dans NSP Maritime Link Inc. («NSPML»), qui a aménagé le lien maritime, projet de transport de 1,8 milliard de dollars, y compris la provision pour fonds sous forme de capitaux propres utilisés pendant la construction, entre l'île de Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse,
 - une participation de 31,1 % dans le capital de Labrador-Island Link Limited Partnership («LIL»), projet de transport de 3,7 milliards de dollars, permettant le transport d'électricité à partir de Muskrat Falls, centrale hydroélectrique de 824 mégawatts («MW»), dont l'aménagement a été effectué par Nalcor Energy («Nalcor»), située sur le cours inférieur du fleuve Churchill à Muskrat Falls, au Labrador;
- des entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure, qui comprennent :
 - Peoples Gas System Inc. («PGS»), entreprise de services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés qui mène des activités d'exploitation en Floride,
 - New Mexico Gas Company, Inc. («NMGC»), entreprise de services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés 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 North America Canada Partnership («Repsol Energy»), qui vient à échéance en 2034,
 - SeaCoast Gas Transmission, LLC («SeaCoast»), entreprise de services de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés intraétatique, qui offre ses services en 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 d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement de l'île de la Barbade,
 - Grand Bahama Power Company Limited («GBPC»), entreprise de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement de 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 qui sont en deçà du seuil requis aux fins de la présentation de l'information financière comme des secteurs distincts, ainsi que les charges du siège social et les produits qui ne sont pas directement affectés à l'exploitation des filiales et aux placements d'Emera, dont:
 - 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 de 660 MW dans le nord-ouest du Massachusetts.
 - Emera US Finance LP («Emera Finance») et TECO Finance, Inc. («TECO Finance»), filiales de financement d'Emera,
 - Block Energy 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.

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 2023 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 2024.

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 conformément aux PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui peuvent influencer sur les montants comptabilisés des actifs et des passifs à la date des états financiers et les montants comptabilisés des produits et des charges au cours des périodes visées. Les éléments importants à l'égard desquels la direction est tenue de faire des estimations sont les actifs et passifs à tarifs réglementés, la provision 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 2023 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 mises à jour suivantes ont été publiées par le FASB, mais comme il est permis elles n'ont pas encore été adoptées par Emera. Les ASU qui ne sont pas énumérées ci-après ont été évaluées et jugées non applicables pour la société ou ayant une incidence non significative sur les états financiers consolidés.

Améliorations apportées aux obligations d'informations à l'égard de l'impôt sur les bénéfices

En décembre 2023, le FASB a publié l'ASU 2023-09, *Income Taxes (Topic 740): Improvements to Income Tax Disclosures*. La norme favorise la transparence, l'utilité décisionnelle et l'efficacité des informations à fournir à l'égard de l'impôt sur les bénéfices en exigeant des catégories uniformes et une ventilation plus détaillée de l'information liée au rapprochement des impôts sur les bénéfices calculés à l'aide du taux d'imposition prévu par la loi en vigueur avec le montant réel des impôts sur les bénéfices et le taux d'imposition effectif, ainsi que la ventilation des impôts sur les bénéfices payés (remboursés) par territoire. La norme exige également de fournir l'information sur le bénéfice (la perte) avant impôts sur les bénéfices et la charge (le recouvrement) d'impôts sur les bénéfices conformément au règlement S-X 210.4-08(h), *Rules of General Application – General Notes to Financial Statements: Income Tax Expense* de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, et de supprimer les informations qui ne sont plus considérées comme avantageuses sur le plan économique ou pertinentes. Les nouvelles modifications seront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2024. L'adoption anticipée est permise. La norme sera appliquée de façon prospective, l'application rétrospective étant permise. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de la norme sur les informations fournies dans ses états financiers consolidés.

Améliorations apportées aux obligations d'informations à l'égard des secteurs isolables

En novembre 2023, le FASB a publié l'ASU 2023-07, *Segment Reporting (Topic 280), Improvements to Reportable Segment Disclosures*. La modification apportée à la norme améliore les obligations d'informations à l'égard des secteurs isolables, principalement en obligeant une présentation plus détaillée de l'information sur les dépenses sectorielles importantes. Les modifications améliorent la présentation de l'information financière en exigeant la présentation d'informations sectorielles supplémentaires sur une base annuelle et intermédiaire à toutes les sociétés ouvertes afin de permettre aux investisseurs d'élaborer des analyses financières plus utiles à la prise de décisions. Les nouvelles modifications seront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2023, et pour les périodes intermédiaires des exercices ouverts à compter du 15 décembre 2024. L'adoption anticipée est permise. La norme sera appliquée de façon rétrospective. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de la norme sur les informations fournies dans ses états financiers consolidés.

3. 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'infrastructure	Autres entreprises de services publics d'électricité	Divers	Éliminations Inter- sectorielles	Total
Pour les trois mois clos le 31 mars 2024							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	736 \$	554 \$	529 \$	124 \$	75 \$	- \$	2 018 \$
Produits intersectoriels ¹	2	-	3	-	15	(20)	-
Total des produits d'exploitation	738	554	532	124	90	(20)	2 018
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	189	260	-	65	-	(2)	512
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	180	-	-	-	180
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	187	117	116	30	53	(3)	500
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	63	12	29	1	1	-	106
Amortissement	151	69	44	17	2	-	283
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	-	30	5	1	(2)	-	34
Autres produits nets (charges nettes)	15	7	2	4	(15)	15	28
Intérêts débiteurs nets ²	67	43	39	6	91	-	246
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	11	3	33	-	(19)	-	28
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	18	-	18
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	85 \$	87 \$	98 \$	10 \$	(73) \$	- \$	207 \$
Au 31 mars 2024							
Total de l'actif	21 774 \$	8 672 \$	8 012 \$	1 335 \$	1 617 \$	(1 379) \$	40 031 \$
Pour les trois mois clos le 31 mars 2023							
Produits d'exploitation provenant de clients externes ¹	744 \$	504 \$	572 \$	114 \$	499 \$	- \$	2 433 \$
Produits intersectoriels ¹	2	-	3	-	37	(42)	-
Total des produits d'exploitation	746	504	575	114	536	(42)	2 433
Combustible pour la production d'électricité et achat d'électricité dans le cadre des activités à tarifs réglementés	197	224	-	57	-	(3)	475
Coût réglementé du gaz naturel	-	-	276	-	-	-	276
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	167	101	102	30	34	(4)	430
Impôt provincial, impôt d'État et taxes municipales	63	11	26	1	1	-	102
Amortissement	141	67	30	16	2	-	256
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	-	24	5	1	5	-	35
Autres produits nets (charges nettes)	17	7	3	1	(28)	35	35
Intérêts débiteurs nets ²	67	44	25	6	84	-	226
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	21	(4)	30	-	115	-	162
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	16	-	16
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	107 \$	92 \$	94 \$	6 \$	261 \$	- \$	560 \$
Au 31 décembre 2023							
Total de l'actif	21 119 \$	8 634 \$	7 735 \$	1 311 \$	1 938 \$	(1 257) \$	39 480 \$

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 et acceptée par les parties liées. Les opérations éliminées sont prises en compte dans la détermination des secteurs isolables.

2) Le bénéfice net sectoriel est présenté sur une base qui comprend les coûts de financement répartis en interne entre les secteurs Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure et Divers de 7 millions de dollars pour les trois mois clos le 31 mars 2024 (17 millions de dollars entre les secteurs Entreprises de services publics d'électricité en Floride, Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure et Divers en 2023).

4. PRODUITS

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

en millions de dollars	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
Pour les trois mois clos le 31 mars 2024							
Produits tirés des activités à tarifs réglementés :							
Secteur résidentiel	409 \$	329 \$	44 \$	268 \$	- \$	- \$	1 050 \$
Secteur commercial	209	138	68	160	-	-	575
Secteur industriel	54	67	7	24	-	(3)	149
Autres entreprises de services publics d'électricité	92	12	1	-	-	-	105
Reports réglementaires	(31)	-	3	-	-	-	(28)
Divers ¹	5	8	1	60	-	(2)	72
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	15	-	-	15
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	738	554	124	527	-	(5)	1 938
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés :							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	80	-	80
Autres activités à tarifs non réglementés	-	-	-	5	9	(6)	8
Réévaluation à la valeur de marché ³	-	-	-	-	1	(9)	(8)
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	5	90	(15)	80
Total des produits d'exploitation	738 \$	554 \$	124 \$	532 \$	90 \$	(20) \$	2 018 \$
Pour les trois mois clos le 31 mars 2023							
Produits tirés des activités à tarifs réglementés :							
Secteur résidentiel	439 \$	293 \$	40 \$	314 \$	- \$	- \$	1 086 \$
Secteur commercial	230	127	62	155	-	-	574
Secteur industriel	63	64	8	25	-	(4)	156
Autres entreprises de services publics d'électricité	94	11	1	-	-	-	106
Reports réglementaires	(85)	-	2	-	-	-	(83)
Divers ¹	5	9	1	60	-	(2)	73
Produits financiers ^{2, 3}	-	-	-	16	-	-	16
Produits tirés des activités à tarifs réglementés	746	504	114	570	-	(6)	1 928
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés :							
Commercialisation et négociation ⁴	-	-	-	-	95	-	95
Autres activités à tarifs non réglementés	-	-	-	5	6	(3)	8
Réévaluation à la valeur de marché ³	-	-	-	-	435	(33)	402
Produits tirés des activités à tarifs non réglementés	-	-	-	5	536	(36)	505
Total des produits d'exploitation	746 \$	504 \$	114 \$	575 \$	536 \$	(42) \$	2 433 \$

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

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

3) Produits qui ne correspondent pas à des produits tirés de contrats conclus avec des clients.

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

Obligations de prestation qui restent à remplir :

Les obligations de prestation qui restent à remplir se composent principalement de contrats de transport de gaz, de contrats d'éclairage et d'ententes à long terme d'approvisionnement en vapeur à échéances déterminées. Au 31 mars 2024, le prix de transaction affecté aux obligations de prestation qui restaient à remplir totalisait 477 millions de dollars (471 millions de dollars en 2023). Ce montant comprend les obligations de prestation futures de 133 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 2044.

5. 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 6 des états financiers consolidés audités annuels de 2023 d'Emera. Des mises à jour concernant les cadres réglementaires sont présentées ci-dessous.

Aux en millions de dollars	31 mars 2024	31 décembre 2023
Actifs réglementaires		
Actifs réglementaires d'impôts reportés	1 266 \$	1 233 \$
Recouvrement par TEC des coûts d'investissement liés à la mise hors service anticipée d'actifs	697	671
Mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI	429	395
Régime de retraite et régime d'avantages complémentaires de retraite – soins de santé	372	364
Clauses de recouvrement des coûts	71	151
Reports liés aux instruments dérivés	58	88
Clauses de recouvrement des coûts pour tempêtes	43	52
Mesures environnementales correctives	26	26
Recouvrement des coûts irrécupérables	26	25
Divers ¹	99	100
	3 087 \$	3 105 \$
À court terme	232 \$	339 \$
À long terme	2 855	2 766
Total des actifs réglementaires	3 087 \$	3 105 \$
Passifs réglementaires		
Provision cumulée – coûts d'enlèvement	897 \$	849 \$
Passifs réglementaires d'impôts reportés	855	830
Clauses de recouvrement des coûts	37	32
Reports liés aux instruments dérivés	33	17
Fonds d'autoassurance par BLPC («FAS») (note 21)	30	29
Divers ¹	19	15
	1 871 \$	1 772 \$
À court terme	186 \$	168 \$
À long terme	1 685	1 604
Total des passifs réglementaires	1 871 \$	1 772 \$

1) Comprennent les actifs et passifs réglementaires qui ne sont pas individuellement significatifs.

Entreprise de services publics d'électricité en Floride

Tarifs de base :

Le 2 avril 2024, TEC a demandé une hausse du tarif de base, reflétant une hausse des produits requis de 297 millions \$ US, à compter du 1^{er} janvier 2025, et des ajustements additionnels respectivement d'environ 100 millions \$ US et 72 millions \$ US pour 2026 et 2027. Les tarifs proposés par TEC visent le recouvrement des coûts afférents aux projets de production d'énergie solaire, la capacité de stockage d'énergie, un centre de contrôle de l'énergie plus résilient et modernisé et d'autres projets de résilience et de fiabilité.

Recouvrement du combustible :

Le 2 avril 2024, TEC a demandé un rajustement en cours de route de ses charges liées au combustible et à la capacité, reflétant une réduction de 137 millions \$ US sur 12 mois, soit de juin 2024 à mai 2025. La réduction demandée est attribuable à une baisse des prix du gaz naturel pour 2024 réels et projetés puisque TEC a présenté ses coûts projetés pour 2024 à l'automne 2023. Le 7 mai 2024, la Florida Public Service Commission a voté en faveur de ce rajustement.

Entreprises de services publics d'électricité au Canada

NSPI

Avenant en matière de tempêtes :

Le 30 avril 2024, NSPI a présenté une demande auprès de la Nova Scotia Utility and Review Board (la «Régie») pour le recouvrement de la charge de 22 millions de dollars liée à la remise en état liée aux tempêtes reportée à l'avenant en matière de tempêtes de NSPI approuvé par la Régie en 2023. Si la demande est approuvée, le recouvrement des coûts de 2023 reportés à l'avenant en matière de tempêtes débiterait le 1^{er} janvier 2025 au cours des 12 mois de 2025.

Recouvrement du combustible :

Le 17 avril 2024, la Régie a approuvé la vente d'une tranche de 117 millions de dollars de l'actif réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à Invest Nova Scotia, société d'État provinciale. Le 30 avril 2024, la transaction a été conclue et la tranche de 117 millions de dollars a été remise à NSPI, ce qui entraînera une diminution correspondante de l'actif réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible lorsqu'il sera comptabilisé au deuxième trimestre de 2024. NSPI recouvrera auprès des clients l'amortissement et les coûts de financement liés à la tranche de 117 millions de dollars pour le compte d'Invest Nova Scotia sur une période de 10 ans, à compter du deuxième trimestre de 2024, et versera ces montants à Invest Nova Scotia à mesure qu'ils sont recouverts.

NSPML

Le 21 décembre 2023, NSPML a reçu l'approbation pour réclamer de NSPI un montant allant jusqu'à 164 millions de dollars pour le recouvrement de coûts liés au lien maritime en 2024, sujet à une retenue mensuelle de 4 millions de dollars. Aucune retenue n'a été comptabilisée au premier trimestre de 2024.

Entreprises de services publics de gaz naturel et d'infrastructure

NMGC

Tarifs de base :

Le 14 septembre 2023, NMGC a déposé une demande de révision des tarifs auprès de la New Mexico Public Regulation Commission (la «NMPRC»), lesquels s'appliqueraient à compter d'octobre 2024. Le 1^{er} mars 2024, NMGC a déposé une demande de règlement auprès de la NMPRC avec l'appui de toutes les parties à la cause pour une augmentation de 30 millions \$ US des produits annuels tirés du tarif de base et le maintien du rendement des capitaux propres de NMGC à 9,375 %. Les tarifs proposés tiennent compte du recouvrement de la hausse des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement dans les projets de gazoducs et l'infrastructure s'y rattachant, ainsi que d'un nouveau système d'informations sur les clients et de facturation. NMGC a également accepté de retirer sa demande relative à un actif réglementaire, et de ne pas présenter une autre demande de révision des tarifs, visant les coûts liés à sa demande de certificat de commodité et de nécessité publiques pour une installation de gaz naturel liquéfié au Nouveau-Mexique. Le règlement est assujéti à l'approbation de la NMPRC.

Autres entreprises de services publics d'électricité

BLPC

Avenant en matière de transition vers l'énergie propre («ATEP»)

Le 31 mai 2023, la Fair Trading Commission, Barbados (la «FTC») a approuvé la demande de BLPC visant à établir un ATEP afin de recouvrer les coûts prudemment engagés liés à son projet de transition vers l'énergie propre. Le mécanisme vise à faciliter le recouvrement en temps opportun entre les demandes tarifaires des coûts liés aux actifs d'énergie renouvelable approuvés. Le 5 octobre 2023, BLPC a présenté une demande à la FTC pour recouvrer les coûts liés à un système de stockage par batteries au moyen du mécanisme. Le 6 mai 2024, la FTC a approuvé certains aspects de la demande de BLPC, y compris le recouvrement des dépenses d'investissement liées à un système de stockage par batteries de 15 MW.

Tarifs de base :

En 2021, BLPC a présenté à la FTC une demande de hausse tarifaire générale. En septembre 2022, la FTC a accordé à BLPC un allègement tarifaire provisoire, permettant une augmentation des tarifs de base d'environ 1 million \$ US par mois. Le 15 février 2023, la FTC a rendu une décision concernant la demande comprenant les éléments importants suivants : un rendement des capitaux propres réglementé autorisé de 11,75 %, une structure du capital composée à 55 % de capitaux propres, une directive pour la mise à jour des principales composantes de la base tarifaire au 16 septembre 2022, et une directive pour l'établissement de passifs réglementaires totalisant environ 71 millions \$ US. Le 7 mars 2023, BLPC a présenté une requête pour une révision et une modification (la «requête») et demandé une suspension de la décision de la FTC, qui a été accordée subséquemment. Le 20 novembre 2023, la FTC a rendu sa décision, rejetant la requête. Les tarifs provisoires demeurent en vigueur jusqu'à une date qui sera déterminée dans une décision et une ordonnance finales.

Le 1^{er} décembre 2023, BLPC a interjeté appel de certains aspects des décisions de la FTC du 15 février et du 20 novembre 2023 devant la Cour suprême de la Barbade à la Haute Cour de justice (la «Cour») et demandé qu'elles soient suspendues. Le 11 décembre 2023, la Cour a accordé la suspension. BLPC est d'avis que la FTC a commis des erreurs de droit et de compétence dans ses décisions et estime que l'appel pourrait être accueilli et, par conséquent, les rajustements liés à la base tarifaire et aux tarifs définitifs de BLPC, y compris les rajustements liés aux actifs et passifs réglementaires, n'ont pas été comptabilisés pour le moment. Le processus d'appel est en cours.

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

en millions de dollars	31 mars 2024	Valeur comptable aux 31 décembre 2023	Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites pour les trois mois clos les 31 mars 2024	2023	Pourcentage de participation 2024
LIL ¹	750 \$	747 \$	17 \$	16 \$	31,1
NSPML	483	489	13	8	100,0
M&NP ²	119	118	5	5	12,9
Lucelec ²	51	48	1	1	19,5
Bear Swamp ³	-	-	(2)	5	50,0
	1 403 \$	1 402 \$	34 \$	35 \$	

1) Emera détient en propriété indirecte la totalité des parts de catégorie B de LIL, soit 24,5 % du total des parts émises. Le pourcentage de la participation dans LIL est susceptible de changer selon les investissements qu'Emera et Nalcor 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) 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 et, par conséquent, comptabilise son placement dans ces entités selon la méthode de la mise en équivalence.

3) Le solde du placement dans Bear Swamp est créditeur, principalement en raison d'une distribution de 179 millions de dollars reçue en 2015. Le solde créditeur du placement dans Bear Swamp de 86 millions de dollars (81 millions de dollars en 2023) 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 21). Le tableau qui suit résume le bilan consolidé de NSPML :

Aux en millions de dollars	31 mars 2024	31 décembre 2023
Actif à court terme	40 \$	21 \$
Immobilisations corporelles	1 460	1 473
Actifs réglementaires	277	272
Actif à long terme	28	29
Total de l'actif	1 805 \$	1 795 \$
Passif à court terme	58 \$	48 \$
Dette à long terme ¹	1 109	1 109
Passif à long terme	155	149
Capitaux propres	483	489
Total du passif et des capitaux propres	1 805 \$	1 795 \$

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

7. INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Les intérêts débiteurs nets se composent de ce qui suit :

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 31 mars	
	2024	2023
Intérêts sur la dette	253 \$	230 \$
Provision pour fonds empruntés utilisés pendant la construction	(4)	(3)
Divers	(3)	(1)
	246 \$	226 \$

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 31 mars	
	2024	2023
Bénéfice avant provision pour impôts sur les bénéfices	253 \$	738 \$
Taux d'imposition prévu par la loi	29,0 %	29,0 %
Impôts sur les bénéfices au taux d'imposition prévu par la loi	73	214
Impôts reportés sur les bénéfices réglementés comptabilisés comme actifs réglementaires et passifs réglementaires	(21)	(32)
Crédits d'impôt	(8)	(6)
Variation du taux d'impôt étranger	(7)	(8)
Amortissement des passifs réglementaires d'impôts sur les bénéfices reportés	(6)	(6)
Incidence fiscale de la quote-part du bénéfice dans des sociétés satellites	(4)	(3)
Divers	1	3
Charge d'impôts sur les bénéfices	28 \$	162 \$
Taux d'imposition effectif	11 %	22 %

Le 16 août 2022, la loi sur la réduction de l'inflation aux États-Unis (*Inflation Reduction Act*) a été promulguée. Elle comporte de nombreux incitatifs fiscaux pour l'énergie propre, y compris la prolongation et la modification de crédits d'impôts à l'investissement et à la production existants pour les projets qui seront mis en service en 2024, et introduit de nouveaux crédits d'impôts relatifs à l'énergie propre et neutres du point de vue technologique qui entreront en vigueur en 2025. Au 31 mars 2024, la société a comptabilisé un passif réglementaire de 40 millions de dollars (30 millions de dollars au 31 décembre 2023) dans les bilans consolidés conformément à son obligation de transférer aux clients les économies d'impôts supplémentaires réalisées.

9. ACTIONS ORDINAIRES

Autorisées : Nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale

Émises et en circulation :	En millions d'actions	En millions de dollars
Solde au 31 décembre 2023	284,12	8 462 \$
Émissions d'actions ordinaires en vertu du programme ACM ¹	0,50	24
Émissions en vertu du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite de l'escompte	1,54	70
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	0,19	9
Solde au 31 mars 2024	286,35	8 565 \$

1) Au premier trimestre de 2024, un total de 498 553 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 48,43 \$ l'action pour un produit brut de 24 millions de dollars (24 millions de dollars, déduction faite des frais d'émission après impôts). Au 31 mars 2024, une limite globale de ventes brutes de 176 millions de dollars demeurerait 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 31 mars	
	2024	2023
Numérateur		
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	207,2 \$	560,4 \$
Numérateur – résultat dilué	207,2	560,4
Dénominateur		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	285,1 \$	270,7 \$
Rémunération à base d'actions	0,1	0,3
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	285,2 \$	271,0 \$
Résultat par action ordinaire		
De base	0,73 \$	2,07 \$
Dilué	0,73 \$	2,07 \$

11. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

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

en millions de dollars	Gain latent à la conversion des comptes d'établissements étrangers autonomes	Variation nette des couvertures de placements nets	Gains (pertes) sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Variation nette des placements disponibles à la vente	Variation nette des coûts non constatés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Total du CAÉÉRÉ
Pour les trois mois clos le 31 mars 2024						
Solde au 1 ^{er} janvier 2024	369 \$	(24) \$	14 \$	(2) \$	(52) \$	305 \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	284	(39)	-	1	-	246
Montants reclassés hors du CAÉÉRÉ	-	-	(1)	-	1	-
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	284	(39)	(1)	1	1	246
Solde au 31 mars 2024	653 \$	(63) \$	13 \$	(1) \$	(51) \$	551 \$
Pour les trois mois clos le 31 mars 2023						
Solde au 1 ^{er} janvier 2023	639 \$	(62) \$	16 \$	(2) \$	(13) \$	578 \$
Autres éléments du résultat étendu, avant reclassements	3	1	-	-	-	4
Montants reclassés hors du CAÉÉRÉ	-	-	(1)	-	(4)	(5)
Autres éléments du résultat étendu de la période, montant net	3	1	(1)	-	(4)	(1)
Solde au 31 mars 2023	642 \$	(61) \$	15 \$	(2) \$	(17) \$	577 \$

Les reclassements hors du CAÉÉRÉ sont comme suit :

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 31 mars 2024 2023	
	Élément touché dans les états financiers consolidés condensés	Montants reclassés hors du CAÉÉRÉ
Gains sur instruments dérivés comptabilisés comme couvertures de flux de trésorerie		
Couverture de taux d'intérêt	Intérêts débiteurs nets	(1) \$ (1) \$
Variation nette des coûts non comptabilisés des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite		
Montant reclassé dans les obligations	Prestations de retraite et avantages	1 (4)
Total des reclassements hors du CAÉÉRÉ pour la période		- \$ (5) \$

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. D'après les directives actuelles de la FPSC, TEC et PGS n'ont aucun instrument dérivé de couverture.

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	
	31 mars 2024	31 décembre 2023	31 mars 2024	31 décembre 2023
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	31 \$	16 \$	59 \$	76 \$
Contrats de change à terme	10	3	3	3
	41	19	62	79
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	8	29	6	36
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré, contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	230	319	490	531
	238	348	496	567
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Dérivés sur actions	-	4	3	-
Contrats de change à terme	21	18	13	7
	21	22	16	7
Total des instruments dérivés bruts	300	389	574	653
<i>Incidence des accords généraux de compensation</i>				
Report réglementaire	(7)	(3)	(7)	(3)
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction	(106)	(146)	(106)	(146)
Incidence totale des accords généraux de compensation	(113)	(149)	(113)	(149)
Total des instruments dérivés	187 \$	240 \$	461 \$	504 \$
Court terme ¹	125	174	370	386
Long terme ¹	62	66	91	118
Total des instruments dérivés	187 \$	240 \$	461 \$	504 \$

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, une entente de fixation des taux a fait l'objet d'un règlement qui a donné lieu à un gain de 19 millions de dollars qui est amorti dans les intérêts débiteurs sur une période de 10 ans au fur et à mesure que les éléments couverts sous-jacents seront réglés. Au 31 mars 2024, les gains latents dans le CAÉRE, déduction faite des impôts, ont été de 13 millions de dollars (14 millions de dollars, déduction faite des impôts, au 31 décembre 2023). Pour les trois mois clos le 31 mars 2024, des gains latents de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2023) ont été reclassés du CAÉRE dans les intérêts débiteurs nets. La société prévoit de reclasser dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois des gains latents de 2 millions de dollars figurant actuellement dans le CAÉRE.

Report réglementaire

La société a comptabilisé les variations suivantes à l'égard des instruments dérivés faisant l'objet d'un report réglementaire :

en millions de dollars	Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	Contrats de change à terme	Contrats d'achat 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 31 mars		2024			2023
Gain latent (perte latente) inclus dans les actifs réglementaires	8 \$	- \$	- \$	(20) \$	- \$
Gain latent (perte latente) inclus dans les passifs réglementaires	15	11	(4)	(67)	2
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les actifs réglementaires	(1)	-	-	4	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les passifs réglementaires	(1)	-	-	1	-
(Gain réalisé) perte réalisée inclus dans les stocks ¹	4	(2)	-	1	(5)
(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	7	(2)	(39)	(27)	-
Divers	-	-	-	(15)	-
Total des variations dans les instruments dérivés	32 \$	7 \$	(43) \$	(123) \$	(3) \$

1) (Gains réalisés) pertes réalisées qui seront comptabilisés 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 31 mars 2024, 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	2024	2025-2026
Contrats d'achat de gaz naturel prévoyant la livraison		
Gaz naturel (MBTU)	5	6
Swaps et contrats d'achat à terme de gré à gré sur les produits de base		
Gaz naturel (MBTU)	12	16
Electricité (MWh)	1	1
Charbon (tonnes métriques)	1	-
Swaps et contrats de change à terme de gré à gré		
Contrats de change à terme (en millions \$ US)	210 \$	117 \$
Taux moyen pondéré	1,3326	1,3302
% de \$ US requis	74 %	29 %

Instruments dérivés détenus à des fins de transaction

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

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 31 mars 2024	2023
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité – produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	10 \$	- \$
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	150	839
Total des gains inclus dans le bénéfice net	160 \$	839 \$

Au 31 mars 2024, 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	2024	2025	2026	2027	2028 et par la suite
Achats de gaz naturel (MBTU)	276	124	64	38	103
Ventes de gaz naturel (MBTU)	347	146	32	9	10

Autres instruments dérivés

Au 31 mars 2024, 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 2,9 millions d'actions et s'étend jusqu'en décembre 2024. Les contrats de change à terme, d'un montant notionnel combiné de 527 millions \$ US, viennent à échéance en 2024 jusqu'en 2025.

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 31 mars			
	2024		2023	
	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions	Contrats de change à terme	Dérivés sur actions
Gain latent (perte latente) inclus dans les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	- \$	(8)\$	- \$	11 \$
Gain latent (perte latente) inclus dans les autres produits nets	(2)	-	6	-
Perte réalisée incluse dans les autres produits, montants nets	(1)	-	(3)	-
Total des gains (pertes) inclus dans le bénéfice net	(3)\$	(8)\$	3 \$	11 \$

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 en interne le risque de crédit 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 31 mars 2024, les actifs financiers de la société considérés comme étant en souffrance, depuis 65 jours en moyenne, totalisaient 149 millions de dollars (142 millions de dollars au 31 décembre 2023). La juste valeur de ces actifs financiers s'élevait à 134 millions de dollars (127 millions de dollars au 31 décembre 2023), 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	31 mars 2024	31 décembre 2023
Dépôts en garantie consentis à des tiers	100 \$	101 \$
Dépôts en garantie reçus de tiers	10 \$	22 \$

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 31 mars 2024, la juste valeur totale des instruments dérivés en position de passif était de 461 millions de dollars (504 millions de dollars au 31 décembre 2023). 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 en millions de dollars	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	31 mars 2024 Total
Actif				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	9 \$	15 \$	- \$	24 \$
Contrats de change à terme	-	10	-	10
	9	25	-	34
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	1	5	1	7
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	26	86	13	125
	27	91	14	132
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Contrats de change à terme	-	21	-	21
Total de l'actif	36	137	14	187
Passif				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	46	6	-	52
Contrats de change à terme	-	3	-	3
	46	9	-	55
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	-	4	1	5
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	16	18	351	385
	16	22	352	390
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Contrats de change à terme	-	13	-	13
Dérivés sur actions	3	-	-	3
	3	13	-	16
Total du passif	65	44	352	461
Actif (passif) net	(29) \$	93 \$	(338) \$	(274) \$

Au en millions de dollars	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	31 décembre 2023 Total
Actif				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	7 \$	6 \$	- \$	13 \$
Contrats de change à terme	-	3	-	3
	7	9	-	16
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	(5)	23	-	18
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	42	108	34	184
	37	131	34	202
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Dérivés sur actions	4	-	-	4
Contrats de change à terme	-	18	-	18
	4	18	-	22
Total de l'actif	48	158	34	240
Passif				
<i>Report réglementaire :</i>				
Swaps et contrats à terme de gré à gré sur les produits de base	43	30	-	73
Contrats de change à terme	-	3	-	3
	43	33	-	76
<i>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction :</i>				
Swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	-	24	-	24
Swaps, contrats à terme standardisés, contrats à terme de gré à gré et contrats prévoyant la livraison sur le gaz naturel	13	19	365	397
	13	43	365	421
<i>Autres instruments dérivés :</i>				
Contrats de change à terme	-	7	-	7
Total du passif	56	83	365	504
Actif (passif) net	(8) \$	75 \$	(331) \$	(264) \$

La variation de la juste valeur des actifs financiers de niveau 3 pour les trois mois clos le 31 mars 2024 se présente 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	- \$	34 \$	34 \$
Total des gains réalisés et latents (pertes réalisées et latentes) inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	1	(21)	(20)
Solde au 31 mars 2024	1 \$	13 \$	14 \$

La variation de la juste valeur des passifs financiers de niveau 3 pour les trois mois clos le 31 mars 2024 se présente 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	- \$	365 \$	365 \$
Total des gains réalisés et latents (pertes réalisées et latentes) inclus dans les produits d'exploitation des activités à tarifs non réglementés	1	(14)	(13)
Solde au 31 mars 2024	1 \$	351 \$	352 \$

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	31 mars 2024					
en millions de dollars	Juste valeur		Données non observables importantes	Faible	Élevée	Moyenne pondérée ¹
	Actif	Passif				
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction – swaps et contrats prévoyant la livraison sur l'électricité	1	1	Prix fixés par des tiers	18,60 \$	115,65 \$	65,62 \$
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	13	351	Prix fixés par des tiers	1,15 \$	13,81 \$	5,64 \$
Total	14 \$	352 \$				
Passif net		338 \$				

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

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

Aux	Valeur					
en millions de dollars	comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
31 mars 2024	18 491 \$	17 201 \$	- \$	16 946 \$	255 \$	17 201 \$
31 décembre 2023	18 365 \$	16 621 \$	- \$	16 363 \$	258 \$	16 621 \$

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 39 millions de dollars a été comptabilisée dans le CAÉRE pour les trois mois clos le 31 mars 2024 (gain de 1 million de dollars après impôts en 2023).

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 42 millions de dollars pour les trois mois clos le 31 mars 2024 (37 millions de dollars en 2023). NSPML est comptabilisée comme un placement dans une société satellite et, par conséquent, les bénéfices liés à ces produits sont comptabilisés à titre de quote-part du résultat des placements dans des sociétés satellites.
- Les achats liés à la capacité de transport de gaz naturel de M&NP sont présentés dans les états des résultats consolidés condensés. Les achats de M&NP, présentés sur la base du montant net, dans les produits d'exploitation – activités à tarifs non réglementés, ont totalisé 4 millions de dollars pour les trois mois clos le 31 mars 2024 (1 million de dollars en 2023).

Aucun montant à payer ou à recevoir important entre Emera et ses sociétés liées ne figurait aux bilans consolidés condensés d'Emera au 31 mars 2024 et au 31 décembre 2023.

15. DÉBITEURS ET AUTRES ACTIFS À COURT TERME

Aux en millions de dollars	31 mars 2024	31 décembre 2023
Comptes clients – facturés	770 \$	805 \$
Comptes clients – non facturés	362	363
Capacité de transport capitalisée ¹	402	358
Charges payées d'avance	103	105
Impôts sur les bénéfices à recevoir	10	10
Provision pour pertes de crédit	(15)	(15)
Divers	199	191
Total des débiteurs et autres actifs à court terme	1 831 \$	1 817 \$

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. 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 31 mars	
	2024	2023
Régimes de retraite à prestations déterminées		
Coût des services	8 \$	8 \$
Coût qui n'est pas lié aux services :		
Intérêts débiteurs	27	28
Rendement prévu des actifs des régimes	(39)	(40)
Amortissement pour l'exercice considéré des actifs réglementaires	2	1
Total des coûts qui ne sont pas liés aux services	(10)	(11)
Total des régimes de retraite à prestations déterminées	(2)	(3)
Régimes d'avantages complémentaires de retraite		
Coût des services	1	-
Coût qui n'est pas lié aux services :		
Intérêts débiteurs	3	3
Rendement prévu des actifs des régimes	(1)	-
Amortissement pour l'exercice considéré des actifs réglementaires	(1)	(1)
Total des coûts qui ne sont pas liés aux services	1	2
Total des régimes d'avantages complémentaires de retraite	2	2
Total des régimes de retraite à prestations déterminées	- \$	(1) \$

Les cotisations d'Emera à ces régimes de retraite à prestations déterminées se chiffraient à 12 millions de dollars (14 millions de dollars en 2023) pour les trois mois clos le 31 mars 2024. Les cotisations au comptant annuelles de l'employeur pour les régimes de retraite à prestations déterminées sont estimées à 34 millions de dollars pour 2024. Les cotisations au comptant d'Emera à ces régimes de retraite à prestations déterminées se chiffraient à 12 millions de dollars (11 millions de dollars en 2023) pour les trois mois clos le 31 mars 2024.

17. 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 2023 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 2024.

Entreprise de services publics d'électricité en Floride

Le 1^{er} avril 2024, TEC a modifié sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 800 millions \$ US pour en reporter l'échéance du 17 décembre 2026 au 1^{er} décembre 2028. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Divers

Le 1^{er} avril 2024, TEC Finance a modifié sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 400 millions \$ US pour en reporter l'échéance du 17 décembre 2026 au 1^{er} décembre 2028. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

Le 16 février 2024, Emera a modifié sa facilité de crédit non renouvelable et non garantie de 400 millions de dollars pour en reporter l'échéance du 19 février 2024 au 19 février 2025. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente.

18. DETTE À LONG TERME

Se reporter à la note 25 des états financiers consolidés audités annuels de 2023 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 2024.

Entreprise de services publics d'électricité en Floride

Le 30 janvier 2024, TEC a émis pour 500 millions \$ US d'obligations non garanties de premier rang qui portent intérêt à 4,90 % et viennent à échéance le 1^{er} mars 2029. Le produit de cette émission a été principalement affecté au remboursement des emprunts à court terme en cours aux termes de la facilité de crédit de 5 ans.

Autres entreprises de services publics d'électricité

Le 2 mai 2024, BLPC a modifié sa facilité de prêt de 92 millions de dollars barbadiens (46 millions \$ US) pour en reporter l'échéance du 19 février 2025 au 19 juillet 2028. Aucune autre modification importante n'a été apportée aux modalités commerciales par rapport à l'entente précédente. Cette facilité a été classée dans la dette à long terme au 31 mars 2024.

19. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

A. Engagements

Au 31 mars 2024, 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	2024	2025	2026	2027	2028	Par la suite	Total
Transport ¹	592 \$	561 \$	435 \$	413 \$	364 \$	2 728 \$	5 093 \$
Achat d'électricité ²	209	254	272	321	322	3 514	4 892
Projets en immobilisations	866	151	78	9	-	-	1 104
Combustible, approvisionnement en gaz et entreposage	394	239	61	10	5	-	709
Engagements de placements dans des sociétés satellites ³	240	-	-	-	-	-	240
Divers	99	150	58	50	36	223	616
	2 400 \$	1 355 \$	904 \$	803 \$	727 \$	6 465 \$	12 654 \$

1) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et la capacité de transport pour divers pipelines. Comprend un engagement de 133 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 relativement à un rajustement final d'un investissement en 2024 et à maintenir des apports en capital sur la durée de vie du partenariat. 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, ajustements qui devraient être d'environ 240 millions de dollars en 2024. En outre, Emera a conclu des engagements futurs de réinvestissement de maintien pour LIL visant les dépenses courantes et les travaux d'entretien importants.

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 décembre 2023, la Régie a approuvé le recouvrement des coûts du lien maritime jusqu'à 164 millions de dollars auprès de NSPI en 2024. 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.

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 et 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

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

Auparavant, TEC était une partie potentiellement responsable («PPR») à l'égard de certains sites visés par un «Superfund» par l'entremise de sa division Tampa Electric et d'anciennes divisions PGS, ainsi que d'anciens sites d'usines de gaz manufacturé par l'entremise de sa division PGS. À la suite de la séparation de la division PGS en une entité juridique distincte, Peoples Gas System, Inc. est maintenant également une PPR pour tous ces sites (en plus d'être une PPR de tiers pour certains sites). Bien que la responsabilité solidaire associée à ces sites demeure la même à la suite de la séparation juridique de la division PGS, les sites peuvent continuer de nécessiter des coûts de réponse élevés. Au 31 mars 2024, la responsabilité financière solidaire des services publics de Floride est estimée à 15 millions de dollars (11 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» du bilan consolidé. 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 aux services publics de Floride. Les estimations établies pour l'exécution des travaux sont fondées sur l'expérience des services publics de Floride 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, les services publics de Floride pourraient devoir prendre à leur charge davantage que leur quote-part réelle des coûts de remise en état qui leur ont été attribués. 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 2023 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 31 mars 2024.

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 2023 de la société.

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

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 31 mars	
	2024	2023
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement :		
Stocks	55 \$	33 \$
Débiteurs et autres actifs à court terme ¹	50	589
Créditeurs	(250)	(691)
Autres passifs à court terme ²	83	(132)
Total des éléments hors caisse du fonds de roulement	(62) \$	(201) \$

1) Les trois mois clos le 31 mars 2023 comprennent un montant de 162 millions de dollars lié au règlement des couvertures du gaz de NMGC en janvier 2023. La variation du solde des passifs réglementaires correspondant lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible est incluse dans les flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement, faisant en sorte qu'il n'y a aucune incidence sur les flux de trésorerie d'exploitation, montant net.

2) Les trois mois clos le 31 mars 2023 comprennent un montant de (166) millions de dollars lié à la diminution de la comptabilité d'exercice pour les charges de conformité du programme de plafonnement et d'échange de la Nouvelle-Écosse. Le solde de l'actif réglementaire correspondant lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible est inclus dans les flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement, faisant en sorte qu'il n'y a aucune incidence sur les flux de trésorerie d'exploitation, montant net.

Pour les en millions de dollars	Trois mois clos les 31 mars	
	2024	2023
Information supplémentaire sur les activités sans effet sur la trésorerie :		
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	70 \$	69 \$
Augmentation des montants à payer au titre des dépenses en immobilisations	30 \$	29 \$

Informations supplémentaires sur les activités d'exploitation :		
Variation nette des actifs et passifs réglementaires à court terme	108 \$	(170) \$

21. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

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 est devenue le principal bénéficiaire réputé de l'actif aux fins de la présentation de l'information financière, car elle détenait un contrôle sur la majorité des activités directes qui devraient avoir l'incidence la plus importante sur le rendement économique du lien maritime. Ainsi, Emera a commencé à comptabiliser le lien maritime comme un placement dans une société satellite.

BLPC a établi un 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	31 mars 2024		31 décembre 2023	
	Total de	Exposition maximale aux pertes	Total de	Exposition maximale aux pertes
en millions de dollars				
EDDV non consolidées dans lesquelles Emera détient des droits variables				
NSPML (comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence)	483 \$	6 \$	489 \$	6 \$

22. 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 13 mai 2024, date de publication des états financiers intermédiaires consolidés condensés non audités.