



Rapport de gestion

En date du 11 août 2023

Le présent rapport de gestion donne un aperçu des résultats d'exploitation d'Emera Incorporated et de ses filiales et investissements pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2023 par rapport aux périodes correspondantes de 2022, de même qu'un aperçu de sa situation financière au 30 juin 2023 par rapport au 31 décembre 2022. Dans le cadre du présent rapport, « Emera » et la « société » désignent Emera Incorporated ainsi que l'ensemble de ses filiales et de ses investissements consolidés. Les activités de la société sont réalisées par l'entremise de cinq secteurs à présenter : Services publics d'électricité de la Floride, Services publics d'électricité canadiens, Services publics de gaz naturel, Autres services publics d'électricité et infrastructure et Autres.

Le présent rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités d'Emera et des notes annexes au 30 juin 2023 et pour le trimestre et le semestre clos à cette date, ainsi que du rapport de gestion et des états financiers consolidés audités annuels d'Emera Incorporated et des notes annexes au 31 décembre 2022 et pour l'exercice clos à cette date. On peut obtenir de plus amples renseignements sur Emera, y compris la notice annuelle de la société, sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca.

Emera suit les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis » ou « PCGR »). Les méthodes comptables utilisées par les entités à tarifs réglementés d'Emera peuvent différer de celles utilisées par les entreprises à tarifs non réglementés d'Emera en ce qui a trait au moment de la comptabilisation de certains actifs, passifs, produits et charges. Voici les filiales à tarifs réglementés et investissements d'Emera au 30 juin 2023 :

Filiale à tarifs réglementés d'Emera ou placement dans des sociétés satellites	Organisme chargé de l'approbation/ de l'examen des conventions comptables
Filiale	
Tampa Electric Company (« TEC ») ¹⁾	Florida Public Service Commission (la « FPSC ») et Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC »)
Nova Scotia Power Inc. (« NSPI »)	Nova Scotia Utility and Review Board (la « Régie »)
Peoples Gas Systems, Inc. (« PGS ») ¹⁾	La FPSC
New Mexico Gas Company, Inc. (« NMGC »)	New Mexico Public Regulation Commission (la « NMPRC »)
SeaCoast Gas Transmission, LLC (« SeaCoast »)	La FPSC
Emera Brunswick Pipeline Company Limited (« Brunswick Pipeline »)	Régie canadienne de l'énergie (la « RCE »)
Barbados Light & Power Company Limited (« BLPC »)	Fair Trading Commission de la Barbade (la « FTC »)
Grand Bahama Power Company Limited (« GBPC »)	The Grand Bahama Port Authority (la « GBPA »)
Placements dans des sociétés satellites	
NSP Maritime Link Inc. (« NSPML »)	La Régie
Labrador Island Link Limited Partnership (« LIL »)	Régie des commissaires aux services publics de Terre-Neuve-et-Labrador
Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership and Maritimes & Northeast Pipeline LLC (« M&NP »)	La RCE et la FERC
St. Lucia Electricity Services Limited (« Lucelec »)	National Utility Regulatory Commission (la « NURC »)

1) En date du 1^{er} janvier 2023, Peoples Gas System a cessé d'être une division de TEC et le service public de gaz a été réorganisé, ce qui a donné lieu à la création d'une entité juridique distincte ayant comme dénomination Peoples Gas System, Inc., qui est une filiale directe en propriété exclusive de TECO Gas Operations, Inc.

Tous les montants sont en dollars canadiens (« \$ CA »), exception faite des montants indiqués dans les rubriques du présent rapport de gestion portant sur les secteurs Services publics d'électricité de la Floride, Services publics de gaz naturel et infrastructure et Autres services publics d'électricité qui, sauf indication contraire, sont libellés en dollars américains (« \$ US »).

TABLE DES MATIÈRES

Information prospective	2	Services publics de gaz naturel et infrastructure	22
Introduction et aperçu stratégique	3	Autres services publics d'électricité	23
Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR.....	5	Autres	24
Rétrospective financière consolidée	7	Situation de trésorerie et sources de financement ...	26
Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice.....	7	Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants	27
Principales données financières consolidées	7	Obligations contractuelles.....	29
Faits saillants de l'état des résultats consolidé	9	Gestion de la dette	30
Survol de l'entreprise et perspectives commerciales	12	Garanties et lettres de crédit.....	31
Services publics d'électricité de la Floride	12	Informations sur les actions en circulation	31
Services publics d'électricité canadiens	13	Transactions entre parties liées	32
Services publics de gaz naturel et infrastructure	15	Gestion du risque et instruments financiers	33
Autres services publics d'électricité	16	Communication de l'information et contrôles internes.....	34
Autres	16	Estimations comptables critiques	34
Bilans consolidés – Faits saillants	17	Modification de méthodes et de pratiques comptables	35
Principales données financières	19	Prises de position comptables futures	35
Services publics d'électricité de la Floride	19	Récapitulatif des résultats trimestriels	35
Services publics d'électricité canadiens	20		

INFORMATION PROSPECTIVE

Le présent rapport de gestion contient de l'« information prospective », au sens attribué à cette expression dans les lois sur les valeurs mobilières canadiennes applicables, ainsi que des énoncés qui reflètent les attentes actuelles quant à la croissance, aux résultats d'exploitation, au rendement, aux objectifs de réduction des émissions de dioxyde de carbone, aux perspectives et aux occasions commerciales futurs de la société, et il pourrait ne pas être approprié à d'autres fins. La totalité de cette information prospective et de ces énoncés est présentée conformément aux dispositions relatives aux règles refuges des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les termes « prévoit », « croit », « pourrait », « estime », « s'attend à », « projette », « échéancier », « devrait », « vise » et « cible », de même que les verbes employés au conditionnel et au futur et les expressions similaires, visent souvent à mettre en évidence l'information prospective, bien que celle-ci ne soit pas toujours véhiculée au moyen de ces termes. L'information prospective reflète les opinions actuelles de la direction d'Emera et se fonde sur l'information dont celle-ci dispose actuellement, et elle ne devrait pas être interprétée comme une garantie portant sur les événements, le rendement ou les résultats futurs. De plus, elle ne reflétera pas nécessairement fidèlement la réalisation de ces événements, de ce rendement ou de ces résultats ni le moment de leur réalisation.

L'information prospective est fondée sur des hypothèses raisonnables et elle est assujettie à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante des résultats historiques ou de ceux prévus dans le cadre de l'information prospective.

Les facteurs pouvant faire en sorte que les événements ou les résultats diffèrent des attentes actuelles comprennent, sans en exclure d'autres, les suivants : le risque lié à la réglementation et le risque politique; les risques liés à l'exploitation et à l'entretien; les fluctuations de la conjoncture économique; le risque lié à la disponibilité et au prix des produits de base; le risque de liquidité et le risque lié aux marchés financiers; la croissance future des dividendes; le calendrier et les coûts liés à certains investissements en immobilisations; les incidences prévues sur Emera des défis touchant l'économie mondiale; les niveaux de consommation prévus d'énergie; le maintien de couvertures d'assurance adéquates; les changements dans les habitudes de consommation de l'énergie par les abonnés; la possibilité que l'évolution de la technologie entraîne une réduction de la demande en électricité; les changements climatiques à l'échelle mondiale; les conditions météorologiques; les dépenses d'entretien et les autres dépenses imprévues; le risque lié à l'exploitation et à l'entretien des systèmes; les instruments financiers dérivés et les couvertures; le risque de taux d'intérêt; le risque d'inflation; le risque de contrepartie; l'interruption de l'approvisionnement en combustible; le risque pays; les risques environnementaux; le change; les décisions réglementaires et gouvernementales, y compris les modifications apportées aux lois touchant à l'environnement, à l'information financière et à la fiscalité; les risques liés aux exigences de rendement et de capitalisation des régimes de retraite; la perte d'un secteur de service; le risque de défaillance des infrastructures de technologies de l'information (« TI ») et les risques liés à la cybersécurité; les incertitudes liées aux maladies infectieuses, aux pandémies et aux menaces similaires pour la santé publique, comme la pandémie de COVID-19; les prix de vente des produits énergétiques sur le marché; les relations de travail; et la disponibilité des ressources en matière de main-d'œuvre et de gestion.

Les lecteurs sont priés de ne pas se fier indûment à l'information prospective, étant donné que les résultats réels pourraient différer de façon importante des plans, des attentes, des estimations ou des intentions et des énoncés qui y figurent. L'ensemble de l'information prospective contenue dans le présent rapport de gestion est publié sous réserve des mises en garde ci-dessus et, sauf si cela est exigé en vertu de la loi, Emera nie toute obligation de réviser ou de mettre à jour quelque information prospective que ce soit en raison de la production de nouveaux renseignements ou de la survenance de nouveaux événements, ou pour toute autre raison.

INTRODUCTION ET APERÇU STRATÉGIQUE

Établie à Halifax, en Nouvelle-Écosse, Emera possède et exploite des entreprises de services publics à tarifs réglementés axées sur le coût du service dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes. Les entreprises de services publics axées sur le coût du service fournissent des services essentiels d'électricité et de gaz naturel dans des territoires désignés aux termes de concessions et sont supervisées par des organismes de réglementation. L'objectif stratégique d'Emera demeure de fournir de façon sécuritaire une énergie abordable, fiable et plus propre à ses clients.

La majorité des investissements d'Emera dans des entreprises à tarifs réglementés est située en Floride avec d'autres investissements en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Mexique et dans les Caraïbes. Le portefeuille d'entreprises de services publics réglementées d'Emera procure un bénéfice, des flux de trésorerie et des dividendes fiables. Les possibilités de bénéfice des services publics réglementés dépendent généralement de l'ampleur de l'investissement net dans le service public (appelé « base tarifaire »), du montant des capitaux propres dans la structure du capital et du rendement des capitaux propres approuvé par la réglementation. Les volumes des ventes et les charges d'exploitation ont également une incidence sur le bénéfice.

Le plan d'investissement en immobilisations d'Emera est de l'ordre de 8 milliards de dollars à 9 milliards de dollars pour la période de 2023 à 2025 et est principalement axé sur la Floride, ce qui se traduit par une prévision de croissance de la base tarifaire d'environ 7 pour cent à 8 pour cent jusqu'en 2025. Le plan d'investissement en immobilisations prévoit toujours d'importants investissements dans l'ensemble du portefeuille dans la production d'énergie renouvelable et plus propre, la fiabilité et l'intégrité, la modernisation des infrastructures et les technologies axées sur les besoins des clients. Le plan d'investissement en immobilisations d'Emera est financé principalement par les flux de trésorerie générés à l'interne et par des capitaux d'emprunt obtenus par les sociétés en exploitation. Les besoins en capitaux propres à l'appui du plan d'investissement de la société devraient être financés au moyen de l'émission d'actions ordinaires et privilégiées par le biais du régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD ») et du programme d'émission d'actions au cours du marché (le « programme ACM ») d'Emera. Le maintien de notes de crédit de la catégorie investissement constitue une priorité de la société.

Emera a fourni des prévisions de croissance annuelle des dividendes de quatre à cinq pour cent jusqu'en 2025. La société vise un ratio de distribution des dividendes à long terme de 70 pour cent à 75 pour cent du bénéfice net ajusté et, bien que ce ratio soit susceptible de dépasser cette cible au cours de la période visée par cette prévision et après, il devrait revenir à cette fourchette avec le temps. Pour plus de précisions sur la mesure non conforme aux PCGR « Ratio de distribution du bénéfice net ajusté », se reporter à la rubrique « Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR ».

Des situations météorologiques de nature saisonnière et non saisonnière influent sur la demande et les coûts d'exploitation. De même, les rajustements de réévaluation à la valeur du marché et les taux de change peuvent avoir une incidence importante sur les résultats financiers d'une période donnée. Le bénéfice net consolidé et les flux de trésorerie d'Emera sont sensibles aux fluctuations du dollar américain par rapport au dollar canadien. Emera peut couvrir le risque transactionnel et le risque lié à la conversion. Ces répercussions, ainsi que le calendrier des dépenses en immobilisations et d'autres facteurs, font en sorte que les résultats d'un trimestre donné ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats d'un autre trimestre ou de l'exercice dans son ensemble.

Les marchés mondiaux de l'énergie sont confrontés à des changements importants et Emera est bien placée pour composer avec les demandes changeantes des clients, la numérisation, la décarbonisation, les environnements réglementaires complexes et la production décentralisée.

Les clients veulent plus de choix, un meilleur contrôle et une fiabilité accrue à une époque où les coûts de production et de stockage décentralisés sont devenus plus concurrentiels dans certaines régions. Les progrès technologiques transforment la manière dont les services publics interagissent avec leurs clients et produisent et transportent l'énergie. De plus, les changements climatiques et les conditions météorologiques extrêmes influent sur le fonctionnement des services publics et sur leurs investissements dans les infrastructures. On note également un besoin global de remplacer les infrastructures vieillissantes et d'améliorer davantage la fiabilité. Emera jouera un rôle dans toutes ces tendances. C'est pourquoi sa stratégie consiste à financer des investissements dans des actifs liés aux énergies renouvelables et à la technologie qui protègent l'environnement et qui procurent des économies sur les coûts du combustible ou les coûts d'exploitation, ce qui a des répercussions positives sur les clients.

Par exemple, parmi les importants investissements visant à faciliter l'utilisation de sources d'énergie renouvelable et de sources d'énergie qui émettent de faibles quantités de carbone, on retrouve le lien maritime dans les provinces de l'Atlantique et la construction en cours d'une centrale de production d'énergie solaire et la modernisation de la centrale électrique Big Bend à TEC. Les services publics d'Emera investissent également dans des projets d'amélioration de la fiabilité et dans le remplacement des infrastructures vieillissantes. Tous ces projets illustrent la stratégie d'Emera qui consiste à fournir en toute sécurité une énergie plus propre, fiable et abordable à ses clients.

S'appuyant sur ses progrès en matière de décarbonisation, Emera poursuit ses efforts en établissant des objectifs clairs de réduction des émissions de dioxyde de carbone et une vision en vue d'atteindre zéro émission nette de carbone d'ici 2050.

Cette vision s'inspire de l'excellente réputation d'Emera, de son équipe expérimentée et de la voie précise à suivre pour atteindre ses objectifs provisoires en matière d'émissions de carbone. Grâce aux technologies et ressources en place et sous réserve de décisions gouvernementales et réglementaires favorables, Emera s'efforce d'atteindre les objectifs suivants par rapport aux niveaux correspondants de 2005 :

- Réduire de 55 pour cent les émissions de dioxyde de carbone d'ici 2025.
- Retirer la dernière unité de charbon existante d'Emera d'ici 2040 au plus tard.
- Réduire de 80 pour cent les émissions de dioxyde de carbone d'ici 2040.

L'atteinte des objectifs climatiques susmentionnés dans ces délais est soumise aux obligations réglementaires de la société et à d'autres facteurs externes indépendants de la volonté d'Emera.

Emera cherche à mettre en œuvre son engagement climatique tout en continuant d'axer ses investissements sur la fiabilité et de se concentrer sur l'incidence des coûts pour ses clients. Emera s'engage également à repérer les technologies émergentes et à continuer de travailler de manière constructive avec les décideurs, les organismes de réglementation, les partenaires, les investisseurs et les clients pour atteindre ces objectifs et réaliser sa vision de zéro émission nette.

Emera s'est engagée à assurer un niveau de sécurité de classe mondiale, l'excellence opérationnelle, une bonne gouvernance, l'excellence du service à la clientèle et la fiabilité; elle entend être un employeur de choix et établir des relations constructives.

UNITÉS DE MESURE ET RATIOS FINANCIERS NON CONFORMES AUX PCGR

Emera utilise des unités de mesure et ratios financiers qui n'ont pas de signification normalisée selon les PCGR des États-Unis et qui pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres entités. Emera calcule les mesures et ratios non conformes aux PCGR en ajustant certaines unités de mesures conformes aux PCGR compte tenu d'éléments précis. La direction estime que le fait d'exclure ces éléments permet de mieux refléter les activités d'exploitation courantes et aux investisseurs de mieux connaître et évaluer la société. Une analyse et un rapprochement de ces mesures et ratios sont présentés ci-dessous.

Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, résultat ajusté de base (perte) par action ordinaire et ratio de distribution du bénéfice net ajusté

Emera calcule sa mesure du bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (le « bénéfice net ajusté ») compte non tenu de l'incidence des rajustements de réévaluation à la valeur du marché et de l'incidence des coûts non recouvrables de 2022 de NSPML.

La direction estime que le fait d'exclure du bénéfice net l'incidence des réévaluations à la valeur du marché et des variations connexes, jusqu'au règlement des contrats, permet un meilleur appariement entre le but et l'incidence financière de ceux-ci et les flux de trésorerie sous-jacents, et ne tient donc pas compte des rajustements de réévaluation à la valeur du marché pour évaluer le rendement et la rémunération incitative. Les rajustements de réévaluation à la valeur du marché sont liés à ce qui suit :

- aux instruments dérivés sur produits de base détenus à des fins de transaction (« DFT ») d'Emera, y compris les ajustements liés à l'écart de prix entre le lieu d'où provient le gaz naturel et le lieu où il est livré, et de l'amortissement connexe de la capacité de transport constaté à la suite de certaines opérations de commercialisation et de négociation d'Emera Energy;
- aux activités commerciales de Bear Swamp Power Company LLC (« Bear Swamp ») incluses dans la quote-part du bénéfice d'Emera;
- à des titres de capitaux propres détenus dans BLPC;
- à la couverture de change d'Emera effectuée pour couvrir le risque lié au bénéfice libellé en dollars américains.

Se reporter aux rubriques « Rétrospective financière consolidée », « Principales données financières — Autres services publics d'électricité » et « Principales données financières — Autres » pour plus de précisions sur les rajustements de réévaluation à la valeur du marché.

En février 2022, la Régie a rendu une décision rejetant le recouvrement de coûts de 9 millions de dollars (7 millions de dollars après impôts) inclus dans la demande des coûts d'investissement finale de NSPML. Les coûts non recouvrables après impôts ont été comptabilisés au poste « Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites » dans les états des résultats consolidés résumés d'Emera. La direction estime que le fait d'exclure ces coûts non recouvrables du calcul du bénéfice net ajusté permet de mieux refléter les activités sous-jacentes de la période. Se reporter à la rubrique « Principales données financières — Services publics d'électricité canadiens » pour plus de précisions sur les coûts non recouvrables de 2022 de NSPML.

Le résultat ajusté de base par action ordinaire et le ratio de distribution du bénéfice net ajusté sont des ratios non conformes aux PCGR dont le calcul est fondé sur le bénéfice net ajusté, tel qu'il est décrit ci-dessus. Pour plus de précisions sur le ratio de distribution du bénéfice net ajusté, se reporter à la rubrique « Ratio de distribution des dividendes » du rapport de gestion annuel de 2022 d'Emera.

Emera calcule le bénéfice net ajusté pour le secteur Services publics d'électricité canadiens, le secteur Autres services publics d'électricité et le secteur Autres. Un rapprochement avec la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable est présenté pour chaque secteur. Se reporter aux rubriques « Principales données financières — Services publics d'électricité canadiens », « Principales données financières — Autres services publics d'électricité » et « Principales données financières — Autres ».

Le tableau qui suit présente un rapprochement entre le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le bénéfice net ajusté :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
en millions de dollars (sauf les montants par action)	2023	2022	2023	2022
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	28 \$	(67) \$	588 \$	295 \$
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts ¹⁾	(134)	(223)	158	(96)
Coûts non recouvrables de NSPML ²⁾	-	-	-	(7)
Bénéfice net ajusté	162 \$	156 \$	430 \$	398 \$
Résultat de base par action ordinaire	0,10 \$	(0,25) \$	2,17 \$	1,12 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,60 \$	0,59 \$	1,58 \$	1,51 \$

1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 55 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2023 (recouvrement de 91 millions de dollars en 2022) et d'une charge d'impôts sur les bénéfices de 64 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2023 (recouvrement de 37 millions de dollars en 2022).

2) Emera comptabilise NSPML à titre de placement dans des sociétés satellites et, par conséquent, les coûts non recouvrables après impôts ont été comptabilisés au poste « Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites » dans les états des résultats consolidés résumés d'Emera.

BAIIA et BAIIA ajusté

Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (le « BAIIA ») et le BAIIA ajusté sont des mesures financières non conformes aux PCGR utilisées par Emera. Ces mesures financières sont utilisées par bon nombre d'investisseurs et de prêteurs pour mieux comprendre et analyser les flux de trésorerie et la qualité du crédit. Le BAIIA est utile pour évaluer le rendement d'exploitation d'Emera et est un indicateur de la capacité de la société à assurer le service de la dette ou à contracter des emprunts, à engager des dépenses en immobilisations et à financer le fonds de roulement.

À l'instar des calculs du bénéfice net ajusté dont il est question ci-dessus, le BAIIA ajusté représente le BAIIA, compte non tenu de l'incidence sur le bénéfice des rajustements de réévaluation à la valeur du marché et des coûts non recouvrables de 2022 de NSPML.

Le tableau qui suit présente un rapprochement entre le bénéfice net et le BAIIA et le BAIIA ajusté :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Bénéfice net (perte nette) ¹⁾	44 \$	(52) \$	620 \$	326 \$
Intérêts débiteurs nets	223	163	449	319
(Recouvrement) charge d'impôts sur les bénéfices	(51)	(66)	111	29
Amortissement	263	230	519	460
BAIIA	479 \$	275 \$	1 699 \$	1 134 \$
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts sur les bénéfices	(189)	(314)	222	(133)
Coûts non recouvrables de NSPML ²⁾	-	-	-	(7)
BAIIA ajusté	668 \$	589 \$	1 477 \$	1 274 \$

1) Le bénéfice net (la perte nette) représente le bénéfice avant la participation ne donnant pas le contrôle dans les filiales et les dividendes sur les actions privilégiées.

2) Emera comptabilise NSPML à titre de placement dans des sociétés satellites et, par conséquent, les coûts non recouvrables après impôts ont été comptabilisés au poste « Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites » dans les états des résultats consolidés résumés d'Emera.

RÉTROSPECTIVE FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice

Incidence sur le bénéfice des (pertes) gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts

Les pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts ont diminué de 89 millions de dollars pour s'établir à 134 millions de dollars au deuxième trimestre de 2023, contre 223 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022. Pour le premier semestre de 2023, la société a inscrit des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts de 158 millions de dollars, en comparaison de pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts de 96 millions de dollars pour le premier semestre de 2022, ce qui représente une baisse des pertes de 254 millions de dollars. La diminution des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts pour les deux périodes est attribuable aux variations favorables des positions existantes à Emera Energy Services (« EES »), facteur partiellement contrebalancé par la hausse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel à EES.

Principales données financières consolidées

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Bénéfice net ajusté	2023	2022	2023	2022
Services publics d'électricité de la Floride	177 \$	161 \$	284 \$	273 \$
Services publics d'électricité canadiens	49	39	141	137
Services publics de gaz naturel et infrastructure	38	39	132	116
Autres services publics d'électricité	10	8	14	9
Autres	(112)	(91)	(141)	(137)
Bénéfice net ajusté	162 \$	156 \$	430 \$	398 \$
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts	(134)	(223)	158	(96)
Coûts non recouvrables de NSPML	-	-	-	(7)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	28 \$	(67) \$	588 \$	295 \$

Le tableau qui suit fait état des variations importantes du bénéfice net ajusté entre 2022 et 2023 :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 juin	Six mois clos les 30 juin
Bénéfice net ajusté – 2022	156 \$	398 \$
Rendement des unités d'exploitation		
Augmentation du bénéfice à TEC attribuable aux nouveaux tarifs de base, à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien et à la croissance de la clientèle, en partie contrebalancés par l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, des intérêts débiteurs et de l'amortissement, ainsi que par les conditions météorologiques défavorables	16	11
Augmentation du bénéfice à NSPI attribuable aux nouveaux tarifs de base, à la hausse du volume des ventes, à la croissance de la clientèle et à la diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices, en partie contrebalancées par la hausse des intérêts débiteurs, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales et de l'amortissement. L'augmentation enregistrée d'un exercice à l'autre a aussi été contrebalancée en partie par les conditions météorologiques défavorables	6	3
Augmentation du bénéfice à NMGC attribuable aux nouveaux tarifs de base. Le bénéfice a également augmenté d'un exercice à l'autre en raison de la hausse des produits au titre de l'optimisation des actifs, en partie contrebalancée par l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	4	24
Diminution du bénéfice à EES d'un trimestre à l'autre attribuable à la baisse des prix du gaz naturel et au moment de la comptabilisation des coûts de transport et autres coûts. L'augmentation d'un exercice à l'autre reflète les possibilités de couverture favorables et la plus grande disponibilité du réseau de transport du gaz en raison des conditions clémentes au premier trimestre de 2023	(17)	12
Siège social		
Augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices attribuable à la hausse des pertes avant la charge d'impôts sur les bénéfices	11	-
Augmentation des intérêts débiteurs avant impôts attribuable à la hausse des taux d'intérêt et à l'augmentation de la dette totale	(10)	(30)
Autres écarts	(4)	12
Bénéfice net ajusté – 2023	162 \$	430 \$

Se reporter à la rubrique « Principales données financières » pour plus de précisions sur les contributions des secteurs à présenter.

en millions de dollars	2023	Six mois clos les 30 juin 2022
Flux de trésorerie liés à l'exploitation avant la variation du fonds de roulement	1 163 \$	746 \$
Variation du fonds de roulement	(212)	(73)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	951 \$	673 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 343) \$	(1 030) \$
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	400 \$	238 \$

Se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants » pour obtenir une analyse plus approfondie des flux de trésorerie.

en millions de dollars	Au 30 juin 2023	Au 31 décembre 2022
Total de l'actif	38 472 \$	39 742 \$
Total de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	16 537 \$	16 318 \$

Faits saillants de l'état des résultats consolidé

en millions de dollars (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 juin			Six mois clos les 30 juin		
	2023	2022	Variation	2023	2022	Variation
Produits d'exploitation	1 418 \$	1 380 \$	38 \$	3 851 \$	3 395 \$	456 \$
Charges d'exploitation	1 295	1 389	94	2 834	2 825	(9)
Bénéfice (perte) d'exploitation	123 \$	(9) \$	132 \$	1 017 \$	570 \$	447 \$
Intérêts débiteurs nets	223 \$	163 \$	(60) \$	449 \$	319 \$	(130) \$
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	28 \$	(67) \$	95 \$	588 \$	295 \$	293 \$
Bénéfice net ajusté	162 \$	156 \$	6 \$	430 \$	398 \$	32 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	272,3	264,4	7,9	271,5	263,1	8,4
Résultat de base par action ordinaire	0,10 \$	(0,25) \$	0,35 \$	2,17 \$	1,12 \$	1,05 \$
Résultat dilué par action ordinaire	0,10 \$	(0,25) \$	0,35 \$	2,16 \$	1,12 \$	1,04 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,60 \$	0,59 \$	0,01 \$	1,58 \$	1,51 \$	0,07 \$
Dividendes par action ordinaire déclarés	0,6900 \$	0,6625 \$	0,0275 \$	1,3800 \$	1,3250 \$	0,0550 \$
BAlIA ajusté	668 \$	589 \$	79 \$	1 477 \$	1 274 \$	203 \$

Produits d'exploitation

Pour le deuxième trimestre de 2023, les produits d'exploitation ont augmenté de 38 millions de dollars comparativement à ceux inscrits pour le deuxième trimestre de 2022 et, abstraction faite de la diminution de 108 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts, ils ont diminué de 70 millions de dollars. La diminution découle de la baisse des produits liés au combustible à NMGC, à TEC et à PGS, des modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel à NSPI, du fléchissement des ventes hors système à PGS, de la diminution de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à EES et des conditions météorologiques défavorables à TEC. Ces diminutions ont été en partie contrebalancées par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien, par les nouveaux tarifs de base à TEC, à NSPI et à NMGC, par les produits liés à la surcharge au titre du recouvrement des coûts liés aux tempêtes à TEC, ainsi que par la croissance de la clientèle à TEC et à NSPI.

Pour le premier semestre de 2023, les produits d'exploitation ont augmenté de 456 millions de dollars comparativement à ceux inscrits pour la période correspondante de 2022 et, abstraction faite de la diminution de 325 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, ils ont augmenté de 131 millions de dollars. L'augmentation s'explique par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien, par les nouveaux tarifs de base à TEC, à NSPI et à NMGC, par les produits liés à la surcharge au titre du recouvrement des coûts liés aux tempêtes à TEC, par l'augmentation de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à EES, par la croissance de la clientèle à TEC et à NSPI, et par l'augmentation des produits au titre de l'optimisation des actifs à NMGC. Ces hausses ont été en partie contrebalancées par des modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel à NSPI, par la baisse des produits liés au combustible à TEC et à NMGC, par le fléchissement des ventes hors système à PGS et par les conditions météorologiques défavorables à TEC et à NSPI.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont diminué de 94 millions de dollars au deuxième trimestre de 2023 comparativement à celles inscrites pour la période correspondante de 2022. Cette diminution est attribuable à la baisse des charges liées au combustible à TEC, à NMGC et à PGS et à des modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel à NSPI. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien et par la hausse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales à TEC.

Pour le premier semestre de 2023, les charges d'exploitation ont augmenté de 9 millions de dollars comparativement à celles inscrites pour la période correspondante de 2022. L'augmentation est attribuable à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien et à la hausse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales à TEC. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution des charges liées au combustible à PGS, à TEC et à NMGC, ainsi que par des modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel à NSPI.

Intérêts débiteurs nets

Les intérêts débiteurs nets ont augmenté de 60 millions de dollars au deuxième trimestre de 2023 et de 130 millions de dollars au premier semestre de 2023 par rapport aux périodes correspondantes de 2022, en raison des taux d'intérêt plus élevés, de la hausse des emprunts destinés au financement des dépenses en immobilisations et des activités courantes, ainsi que de l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien.

Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et bénéfice net ajusté

Pour le deuxième trimestre de 2023, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires comparativement à celui du deuxième trimestre de 2022 reflète l'incidence favorable de la diminution de 89 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts. Abstraction faite des variations découlant des réévaluations à la valeur du marché, le bénéfice net ajusté a augmenté de 6 millions de dollars. L'augmentation s'explique principalement par la hausse du bénéfice à TEC, à NSPI et à NMGC, par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera et par la hausse du recouvrement d'impôts sur les bénéfices du siège social. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la diminution du bénéfice à EES et par l'augmentation des intérêts débiteurs du siège social qui a découlé de la hausse des taux d'intérêt et de l'augmentation du total de la dette.

Pour le premier semestre de 2023, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires reflète l'incidence favorable de la diminution de 254 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts par rapport à la période correspondante de 2022 et il reflète l'incidence favorable des coûts non recouvrables de NSPML de 7 millions de dollars comptabilisés en 2022. Abstraction faite de ces variations, le bénéfice net ajusté a augmenté de 32 millions de dollars. La hausse est principalement attribuable à l'augmentation du bénéfice de NMGC, d'EES, de TEC et de NSPI, ainsi qu'à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des filiales non canadiennes d'Emera. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des intérêts débiteurs du siège social attribuable aux taux d'intérêt plus élevés et à l'augmentation de la dette totale.

Résultat de base par action ordinaire et résultat ajusté de base par action ordinaire

Le résultat de base par action ordinaire et le résultat ajusté de base par action ordinaire ont été plus élevés au deuxième trimestre de 2023 et au premier semestre de 2023 en raison de l'augmentation du bénéfice dont il est question ci-dessus, partiellement contrebalancée par l'incidence de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

Incidence de la conversion des monnaies étrangères

Les résultats des établissements à l'étranger sont convertis au taux de change moyen pondéré, et les actifs et les passifs des établissements à l'étranger sont convertis au cours en vigueur à la clôture de la période. Pour plus de précisions sur l'incidence de la conversion des monnaies étrangères, se reporter au rapport de gestion annuel de 2022 de la société.

Les taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain pour 2023 et 2022 s'établissent comme suit :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin		Exercice clos le 31 décembre
	2023	2022	2023	2022	2022
Taux de change moyen pondéré \$ CA/\$ US	1,37 \$	1,27 \$	1,34 \$	1,27 \$	1,34 \$
Taux de change \$ CA/\$ US à la clôture de la période	1,32 \$	1,29 \$	1,32 \$	1,29 \$	1,35 \$

Le tableau ci-dessous présente les principaux secteurs dont les contributions au bénéfice net ajusté sont comptabilisées en dollars américains :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Services publics d'électricité de la Floride	132 \$	126 \$	211 \$	214 \$
Services publics de gaz naturel et infrastructure ¹⁾	24	21	89	79
Autres services publics d'électricité	7	6	10	7
Secteur Autres ²⁾	(52)	(38)	(45)	(50)
Total³⁾	111 \$	115 \$	265 \$	250 \$

1) Comprend le bénéfice net en dollars américains provenant de PGS, de NMGC, de SeaCoast et de M&NP.

2) Comprend la tranche du bénéfice net ajusté en dollars américains d'EES et de Bear Swamp, ainsi que les intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains d'Emera Inc.

3) Déduction faite des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 132 millions de dollars après impôts pour le trimestre clos le 30 juin 2023 (pertes de 173 millions de dollars américains après impôts en 2022) et des gains découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 100 millions de dollars après impôts pour le semestre clos le 30 juin 2023 (pertes de 70 millions de dollars américains après impôts en 2022).

L'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur le bénéfice en dollars américains ainsi que les gains latents sur les couvertures de change utilisées pour atténuer le risque de change lié au bénéfice en dollars américains se sont traduits par une augmentation du bénéfice net de 8 millions de dollars au deuxième trimestre de 2023 et de 42 millions de dollars pour le premier semestre de 2023 par rapport aux périodes correspondantes de 2022. L'affaiblissement du dollar canadien s'est aussi traduit par une hausse du bénéfice net ajusté de 6 millions de dollars au deuxième trimestre de 2023 et de 18 millions de dollars pour le premier semestre de 2023 par rapport aux périodes correspondantes de 2022. L'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien tient compte des incidences découlant des couvertures de change lié aux activités du siège social dans le secteur Autres.

SURVOL DE L'ENTREPRISE ET PERSPECTIVES COMMERCIALES

Il n'y a pas eu de changements importants dans le survol d'entreprise ou les perspectives commerciales d'Emera par rapport à son rapport de gestion annuel de 2022, à l'exception des mises à jour présentées ci-dessous. Pour l'exercice à ce jour, les résultats d'Emera ont subi l'incidence des conditions macroéconomiques, en particulier la hausse des taux d'intérêt ainsi que d'autres effets de l'inflation. Ces conditions macroéconomiques devraient se poursuivre à court terme. Pour plus d'informations sur le risque économique général, y compris le risque lié au taux d'intérêt et le risque lié à l'inflation, se reporter à la rubrique « Risque d'entreprise et gestion du risque – Risque économique général » du rapport de gestion annuel de 2022 d'Emera. Pour plus de précisions sur les secteurs à présenter d'Emera, se reporter à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités du deuxième trimestre de 2023.

Services publics d'électricité de la Floride

TEC prévoit dégager en 2023 un RCP se situant dans sa fourchette. Les nouveaux tarifs de base entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2023 en raison de la convention de règlement conclue en 2021 entraîneront une hausse du bénéfice en dollars américains en 2023 par rapport à 2022. Si l'on normalise 2022 pour tenir compte des conditions météorologiques, le volume des ventes de TEC en 2023 devrait être plus élevé qu'en 2022 en raison de la croissance de la clientèle. TEC prévoit que les taux de croissance de la consommation de 2023 seront comparables à ceux de 2022, ce qui reflète la croissance économique actuelle prévue en Floride.

Le 23 janvier 2023, TEC a demandé un rajustement de ses frais de combustible afin de récupérer le recouvrement déficitaire des coûts du combustible de 2022 d'un montant de 518 millions de dollars américains sur une période de 21 mois. Pour tenir compte de la réduction des prix du gaz naturel depuis septembre 2022, la demande comprenait également un rajustement des coûts du combustible prévus pour 2023 représentant une diminution prévue de 170 millions de dollars américains pour le reste de l'exercice 2023. Les changements ont été approuvés par la FPSC le 7 mars 2023 et sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2023.

Le 23 janvier 2023, TEC a déposé une demande auprès de la FPSC afin de recouvrer l'actif réglementaire de la réserve en cas de tempête et de ramener le solde de la réserve en cas de tempête au montant de la réserve en cas de tempête approuvé précédemment, soit 56 millions de dollars américains, pour un total d'environ 131 millions de dollars américains. La surcharge au titre du recouvrement des coûts liés aux tempêtes a été approuvée par la FPSC le 7 mars 2023 et TEC a commencé à l'appliquer sur les factures d'avril 2023. Le recouvrement des coûts liés aux tempêtes est soumis à un examen de prudence des coûts sous-jacents par la FPSC. Cet examen devrait être achevé d'ici la fin de 2023.

Les dépenses en immobilisations du secteur Services publics d'électricité de la Floride prévues pour 2023 sont de 1,4 milliard de dollars américains (1,1 milliard de dollars américains en 2022), y compris la provision pour fonds utilisés pendant la construction (la « PFUPC »). Les projets d'investissement visent notamment les investissements dans les projets solaires, la modernisation des réseaux électriques et les investissements visant à rendre les installations plus résistantes aux tempêtes.

Services publics d'électricité canadiens

NSPI

NSPI prévoit dégager un RCP se rapprochant de la limite inférieure de sa fourchette autorisée en 2023 et s'attend à ce que les bénéfices et le volume des ventes de 2023 soient supérieurs à ceux de 2022.

La quantité d'énergie provenant de sources renouvelables a augmenté en raison de l'amélioration des livraisons de Nalcor Energy (« Nalcor ») provenant du bloc de la Nouvelle-Écosse d'électricité transmise par l'entremise du lien maritime à partir du projet hydroélectrique de Muskrat Falls (« Muskrat Falls ») à NSPI. Pour plus de précisions sur la mise en service du projet LIL, se reporter à la rubrique « LIL » ci-après. Pour plus de précisions sur les obligations de livraison de Nalcor relatives au bloc d'énergie de la Nouvelle-Écosse et de la possibilité qu'a NSPI d'acheter de l'énergie supplémentaire au prix du marché, se reporter à la rubrique « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales — Services publics d'électricité canadiens » du rapport de gestion annuel de 2022 d'Emera.

Le 27 mars 2023, la Régie a rendu sa décision finale approuvant les nouveaux tarifs d'électricité liés à l'accord de règlement relatif à la demande générale de hausse tarifaire entre NSPI, les principaux représentants des clients et les groupes d'intérêt participants. Les nouveaux tarifs d'électricité sont entrés en vigueur le 2 février 2023.

En 2023, les dépenses en immobilisations de NSPI, y compris la PFUPC, devraient s'élever à environ 405 millions de dollars (540 millions de dollars en 2022). NSPI investit principalement dans des projets d'investissement nécessaires pour assurer la fiabilité du réseau électrique et un service fiable aux clients.

Lois et règlements en matière d'environnement

NSPI est assujettie à des lois et règlements en matière d'environnement, tels qu'ils ont été établis par le gouvernement du Canada et la province de la Nouvelle-Écosse (la « province »). Pour plus de précisions sur les lois et règlements en matière d'environnement et les risques qui y sont associés, se reporter aux rubriques « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales — Services publics d'électricité canadiens » et « Risque d'entreprise et gestion du risque » du rapport de gestion annuel de 2022 d'Emera. Les faits nouveaux liés aux lois et règlements environnementaux provinciaux et fédéraux sont décrits ci-dessous.

Règlement sur le programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse :

Le 16 mars 2023, la province a modifié le *Règlement sur le programme de plafonnement et d'échange* de la Nouvelle-Écosse, fournissant à NSPI des quotas d'émissions supplémentaires suffisants pour assurer la conformité pour la période de conformité de 2019 à 2022. Les coûts liés à la conformité cumulés de 166 millions de dollars relatifs à l'achat anticipé de crédits d'émission ont été annulés au premier trimestre de 2023. Les crédits achetés par NSPI lors de ventes aux enchères provinciales d'un montant de 6 millions de dollars ne seront pas remboursés et NSPI n'anticipe pas d'autres coûts liés au programme de plafonnement et d'échange de la Nouvelle-Écosse.

Règlements sur la tarification du carbone :

En novembre 2022, la province a adopté des modifications à la loi intitulée *Environment Act*, qui établit un cadre pour la mise en œuvre d'un régime de tarification fondé sur la production en Nouvelle-Écosse (le « régime de tarification fondé sur la production ») afin de se conformer aux règlements du gouvernement fédéral sur la tarification de la pollution par le carbone de 2023 à 2030, qui sont en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2023. Le gouvernement fédéral a approuvé le régime proposé par la province; toutefois, le régime de tarification fondé sur la production fera l'objet d'un examen provisoire par le gouvernement fédéral pour les normes en vigueur pour 2026. Bien que des règlements provinciaux ultérieurs soient nécessaires pour détailler le fonctionnement du régime de tarification fondé sur la production, la province a partagé des normes préliminaires avec NSPI. Le régime de tarification fondé sur la production prévoit l'application de normes de rendement en matière d'émissions de gaz à effet de serre (« GES ») pour les grands émetteurs industriels de GES variant selon le type de carburant. Les émissions de GES dépassant les normes de concentration prescrites seront assujetties à une tarification du carbone qui commencera à 65 \$ par tonne en 2023 et augmentera de 15 \$ par tonne chaque année, pour atteindre 170 \$ par tonne en 2030. Le cadre réglementaire de NSPI prévoit le recouvrement des coûts prudemment engagés pour se conformer aux programmes de tarification du carbone en vertu de son mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible.

Réglementation sur l'énergie renouvelable en Nouvelle-Écosse :

Le 6 avril 2023, la province a imposé une pénalité de 10 millions de dollars à NSPI pour non-respect de la période de conformité de la Réglementation sur l'énergie renouvelable de la Nouvelle-Écosse (la « Réglementation sur l'énergie renouvelable ») se terminant en 2022. La pénalité a été comptabilisée au poste « Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales » des états des résultats consolidés résumés. Le 26 mai 2023, NSPI a entrepris des démarches pour contester la pénalité par la voie d'une procédure auprès de la Régie, comme le permet la Réglementation sur l'énergie renouvelable.

Modification des pénalités relatives aux normes de rendement :

Le 12 avril 2023, la province a promulgué des modifications à la loi intitulée *Public Utilities Act*, qui ont fait passer de 1 million de dollars à 25 millions de dollars le total cumulatif des pénalités administratives que la Régie pourrait imposer à NSPI pour non-respect des normes de rendement actuelles et futures au cours d'une année civile. Toutes les pénalités administratives imposées à NSPI doivent être créditées aux clients, et NSPI ne peut pas recouvrer les pénalités administratives imposées par l'intermédiaire des tarifs.

Emera Newfoundland & Labrador Holdings Inc. (« ENL »)

Le total de la quote-part du bénéfice de NSPML et de LIL devrait être plus élevé en 2023 qu'en 2022. Les investissements dans NSPML et LIL sont comptabilisés au poste « Placements assujettis à une influence notable » des bilans consolidés résumés d'Emera.

NSPML

En décembre 2022, NSPML a reçu l'approbation de la Régie pour percevoir jusqu'à 164 millions de dollars de NSPI au titre du recouvrement des coûts associés au lien maritime en 2023, cette somme étant assujettie à une retenue d'au plus 2 millions de dollars par mois. Au 30 juin 2023, un montant total de 18 millions de dollars (14 millions de dollars au titre de 2022 et 4 millions de dollars au titre du premier trimestre de 2023) a été retenu par NSPI, ce qui représente la retenue totale pour les neuf mois au cours desquels NSPML n'a pas atteint le 90 pour cent requis pour la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse. NSPML n'a pas été soumise à une retenue supplémentaire pour chaque mois du deuxième semestre de 2023 puisqu'elle a atteint le 90 pour cent requis pour la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse. La détermination de la répartition des 18 millions de dollars entre NSPML et le mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI au bénéfice des clients est soumise à un processus réglementaire devant la Régie, qui a débuté en mars 2023. Une décision de la Régie est attendue dans le courant de l'année 2023. Pour plus de précisions sur la mise en service du projet LIL, se reporter à la rubrique « LIL » ci-après.

NSPML ne prévoit pas d'investissements en immobilisations considérables en 2023.

LIL

ENL agit à titre de commanditaire, avec Nalcor, dans le projet de lien de transport LIL. La construction du projet LIL est terminée, et l'exploitant du réseau d'électricité de la province de Terre-Neuve (*Newfoundland Electrical System Operator*) a confirmé que l'actif fonctionnait de manière adéquate pour assurer un fonctionnement fiable du réseau et une pleine fonctionnalité à 700 MW, ce qui a été validé par l'ingénieur indépendant du gouvernement du Canada qui a délivré son certificat de mise en service le 13 avril 2023.

À la remise du certificat de mise en service, la quote-part du bénéfice tiré de la PFUPC a cessé et, par conséquent, la quote-part des revenus en trésorerie et un rendement des capitaux propres à Emera ont commencé à être générés.

La quote-part du bénéfice provenant des investissements dans LIL est fondée sur la valeur comptable de l'investissement en capitaux propres ainsi que sur le RCP approuvé de 8,5 pour cent. L'investissement d'Emera en capitaux propres se chiffre actuellement à 754 millions de dollars et se compose d'un apport en capitaux propres de 410 millions de dollars et du cumul des bénéfices non répartis de 344 millions de dollars. Le total des apports en capitaux propres d'Emera dans le projet LIL, compte non tenu du cumul des bénéfices non répartis, devrait s'élever à environ 650 millions de dollars lorsque Nalcor aura confirmé l'établissement du coût final en vue de déterminer l'ajustement de l'investissement.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Le bénéfice en dollars américains du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure devrait être supérieur en 2023 à celui de 2022, en raison principalement de la hausse des tarifs de base à NMGC.

PGS s'attend à ce que la base tarifaire de 2023 soit semblable à celle de 2022 et que le bénéfice en dollars américains soit légèrement moins élevé en raison de la hausse des coûts provenant de la croissance de la clientèle et de l'effet des conditions macroéconomiques, comme l'inflation et les frais d'intérêts, ce qui fera plus que contrebalancer l'augmentation des produits découlant des nouveaux clients. Ainsi, PGS prévoit dégager un RCP inférieur à sa fourchette approuvée en 2023.

Le 4 avril 2023, PGS a déposé une demande de hausse tarifaire auprès de la FPSC pour que de nouveaux tarifs entrent en vigueur en janvier 2024. PGS a demandé une augmentation de 139 millions de dollars américains des tarifs de base annuels, dont 11 millions de dollars américains au titre de l'avenant relatif au remplacement de la fonte et de l'acier brut. Cette augmentation correspond à un taux de RCP de 11 pour cent. L'audience devrait se tenir au troisième trimestre de 2023 et la FPSC devrait rendre une décision finale au quatrième trimestre de 2023.

La convention de règlement sur les tarifs de 2020 de PGS lui accorde la possibilité d'annuler un amortissement total de 34 millions de dollars américains accumulé jusqu'en 2023. Pour la période écoulée jusqu'au 30 juin 2023, PGS a annulé un amortissement de 23 millions de dollars américains accumulé, dont un montant de 14 millions de dollars américains annulé en 2022. L'annulation de l'amortissement accumulé restant devrait avoir lieu d'ici le 31 décembre 2023.

NMGC s'attend à ce que la base tarifaire et le bénéfice en dollars américains de 2023 soient plus élevés que ceux de 2022. La hausse du bénéfice en 2023 résulte surtout des augmentations de la base tarifaire à compter de janvier 2023. NMGC prévoit dégager un RCP se rapprochant de son RCP autorisé en 2023 et s'attend à ce que les taux de croissance de la consommation soient conformes aux tendances historiques.

En 2023, les dépenses en immobilisations du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure devraient s'élever à environ 500 millions de dollars américains (436 millions de dollars américains en 2022), y compris la PFUPC. PGS investira pour étendre son réseau et pour soutenir la croissance de la consommation. NMGC continuera à réaliser des investissements pour maintenir la sécurité et la fiabilité de son système et soutenir la croissance de la clientèle.

Autres services publics d'électricité

Compte non tenu de l'incidence de la perte de valeur liée à GBPC au quatrième trimestre de 2022, le bénéfice en dollars américains du secteur Autres services publics d'électricité devrait augmenter en 2023 par rapport à l'exercice précédent en raison principalement de la hausse du bénéfice attribuable à l'augmentation des tarifs de base à BLPC.

Le 4 octobre 2021, BLPC a soumis une demande générale de révision tarifaire à la FTC.

Le 16 septembre 2022, la FTC a accordé à BLPC un allègement tarifaire provisoire, permettant une augmentation des tarifs de base d'environ 1 million de dollars américains par mois. L'allègement tarifaire provisoire est en vigueur du 16 septembre 2022 jusqu'à l'entrée en vigueur des tarifs définitifs.

Le 15 février 2023, la FTC a rendu une décision sur la demande de révision tarifaire de BLPC, laquelle comprenait les éléments importants suivants : un RCP réglementé approuvé de 11,75 pour cent, une participation de 55 pour cent dans la structure du capital, une directive pour mettre à jour les principaux éléments du tarif de base au 16 septembre 2022 et une directive pour établir des passifs réglementaires d'environ 50 millions de dollars américains liés au fonds d'autoassurance, ainsi que des bénéfices comptabilisés à l'exercice précédent au titre de la réévaluation d'impôts reportés sur les bénéfices de 5 millions de dollars américains et un actif réglementaire lié à un amortissement cumulé de 11 millions de dollars américains. Avant de fixer les tarifs définitifs, la FTC a également demandé une attestation de conformité, qui a été soumise par BLPC le 8 mars 2023. Le 7 mars 2023, BLPC a déposé une demande de révision et de modification de la décision de la FTC et a demandé une suspension de la décision. La FTC a décidé d'entendre la demande de révision par la voie d'une audition orale, et les parties ont été invitées à soumettre et à échanger des observations écrites sur ces questions au cours du deuxième trimestre de 2023. Le 12 mai 2023, la FTC a accordé une suspension de la décision jusqu'à ce que soit rendue la décision concernant la demande de révision et de modification, qui devrait être entendue au troisième trimestre de 2023. Les répercussions définitives pour le tarif de base et les tarifs définitifs de BLPC ne peuvent pas encore être établies et n'ont pas été comptabilisées; toutefois, la direction ne s'attend pas à ce que la décision finale ait une incidence importante sur le bénéfice net ajusté d'Emera. BLPC attend une décision de la FTC à l'égard des tarifs définitifs en 2023.

En 2023, les dépenses en immobilisations du secteur Autres services publics d'électricité devraient s'élever à environ 65 millions de dollars américains (48 millions de dollars américains en 2022).

Autres

Le bénéfice d'EES est généralement tributaire de la conjoncture de marché et, plus particulièrement, de la volatilité sur les marchés du gaz naturel et de l'électricité. Celle-ci peut être influencée par les conditions météorologiques, les limites d'approvisionnement locales et d'autres facteurs de l'offre et de la demande, et peut offrir l'occasion d'obtenir une marge supérieure. Ces activités sont saisonnières, les premier et quatrième trimestres offrant habituellement la plus grande possibilité de gains. On s'attend généralement à ce qu'EES réalise un bénéfice net ajusté annuel à l'intérieur de sa fourchette de prévisions de 15 à 30 millions de dollars américains (marge de 45 à 70 millions de dollars américains).

Abstraction faite de la décision relative à TECO Guatemala Holdings (« TGH ») au quatrième trimestre de 2022, la perte nette ajustée du secteur Autres devrait augmenter en 2023, en raison de la hausse des intérêts débiteurs, partiellement contrebalancée par une diminution des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales du siège social et par une baisse des impôts découlant d'une perte nette plus élevée. Pour plus de précisions sur la décision relative à TGH, se reporter à la rubrique « Éléments importants ayant une incidence sur le bénéfice » du rapport de gestion annuel de 2022 d'Emera.

Aucune dépense en immobilisations importante ne devrait être engagée par le secteur Autres en 2023.

BILANS CONSOLIDÉS – FAITS SAILLANTS

Les variations importantes survenues aux bilans consolidés entre le 31 décembre 2022 et le 30 juin 2023 incluent ce qui suit :

en millions de dollars	Augmentation (diminution)	Explication
Actif		
Stocks	57 \$	Augmentation attribuable à la hausse des coûts et des niveaux de stocks de combustible et des stocks de matières à NSPI et à TEC, en partie contrebalancée par la diminution des prix des produits de base et des volumes de gaz naturel à EES
Instruments dérivés (à court terme et à long terme)	(131)	Diminution attribuable à la baisse des prix des produits de base et aux règlements d'instruments dérivés à NSPI
Actifs réglementaires (à court terme et à long terme)	(305)	Diminution résultant de l'augmentation des recouvrements au titre des clauses visant le combustible à TEC, de l'annulation des charges comptabilisées en lien avec la conformité aux exigences du programme de plafonnement et d'échange d'émissions à NSPI et de l'incidence des écarts de conversion liés aux comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la hausse des reports liés au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible découlant des modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel et de l'augmentation de l'actif réglementaire d'impôts reportés à NSPI
Débiteurs et autres actifs (à court terme et à long terme)	(1 107)	Diminution liée à la baisse des actifs de transport du gaz, à la diminution de la garantie en trésorerie et à la diminution des créances clients en raison de la baisse des prix des produits de base à EES et au règlement de couverture du gaz et aux tendances saisonnières des activités à NMGC
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé	411	Augmentation résultant des acquisitions d'immobilisations corporelles en excédent de l'amortissement, en partie contrebalancées par l'incidence des écarts de conversion liés aux comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Goodwill	(135)	Diminution attribuable à l'incidence des écarts de conversion liés aux comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera

en millions de dollars	Augmentation (diminution)	Explication
Passif et capitaux propres		
Dette à court terme et dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	345 \$	Émission de titres d'emprunt à NSPI et produit des facilités de crédit engagées à Emera, partiellement contrebalancées par l'incidence des écarts de conversion liés aux comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera, les remboursements nets sur les facilités de crédit engagées à NSPI et le remboursement sur la dette à NMGC
Créditeurs	(742)	Diminution attribuable à la baisse des prix des produits de base à EES, à TEC et à NMGC, à une diminution de la position de la garantie en trésorerie sur les instruments dérivés à NSPI, aux tendances saisonnières des activités à NMGC et au calendrier des paiements à TEC
Passifs d'impôts reportés, déduction faite des actifs d'impôts reportés	132	Augmentation attribuable aux déductions fiscales en excédent de l'amortissement comptable lié aux immobilisations corporelles, en partie contrebalancées par l'incidence des écarts de conversion liés aux comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Instruments dérivés (à court terme et à long terme)	(574)	Diminution attribuable à la contre-passation de contrats de 2022 et aux variations des positions existantes à EES, en partie contrebalancées par les nouveaux contrats obtenus en 2023
Passifs réglementaires (à court terme et à long terme)	(366)	Diminution attribuable au règlement des couvertures de gaz à NMGC et à la diminution des reports liés aux instruments dérivés à NSPI
Autres passifs (à court terme et à long terme)	(145)	Diminution résultant de l'annulation des charges à payer en lien avec la conformité aux exigences du programme de plafonnement et d'échange d'émissions à NSPI
Actions ordinaires	160	Augmentation attribuable aux actions émises
Cumul des autres éléments du résultat global	(216)	Diminution attribuable à l'incidence des écarts de conversion liés aux comptes des sociétés affiliées non canadiennes d'Emera
Bénéfices non répartis	214	Augmentation attribuable au bénéfice net en excédent des dividendes versés

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

Services publics d'électricité de la Floride

Sauf indication contraire, tous les montants sont libellés en dollars américains.

en millions de \$ US (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	677 \$	663 \$	1 229 \$	1 173 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	164 \$	225 \$	310 \$	361 \$
Contribution au bénéfice net consolidé	132 \$	126 \$	211 \$	214 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	177 \$	161 \$	284 \$	273 \$
Volumes des ventes d'électricité (en gigawattheures (« GWh »))	5 136	5 270	9 610	9 743
Volumes de production d'électricité (en GWh)	5 726	5 752	10 316	10 334
Coût moyen du combustible en dollars par mégawattheure (« MWh »)	29 \$	39 \$	30 \$	35 \$

L'incidence de la variation du taux de change a augmenté le bénéfice en dollars canadiens du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023 de 9 millions de dollars et de 15 millions de dollars, respectivement.

Les faits saillants des variations du bénéfice net sont résumés dans le tableau ci-dessous :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 30 juin	Six mois clos les 30 juin
Contribution au bénéfice net consolidé – 2022	126 \$	214 \$
Augmentation des produits d'exploitation attribuable aux produits liés à la surcharge au titre du recouvrement des coûts liés aux tempêtes, aux nouveaux tarifs de base et à la croissance de la clientèle, en partie contrebalancés par la variation des produits tirés de la clause de recouvrement des coûts du combustible et les conditions météorologiques moins favorables	14	56
Diminution des charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité attribuable à la baisse des prix du gaz naturel	61	51
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable à la comptabilisation des coûts liés aux tempêtes découlant de la surcharge au titre des tempêtes, au moment des recouvrements différés au titre de clauses et à l'augmentation des travaux d'entretien liés à la production	(47)	(58)
Augmentation de la charge d'amortissement résultant d'ajouts aux installations et de la mise en service de projets de production d'énergie	(9)	(18)
Augmentation des charges d'intérêts attribuable aux taux d'intérêt plus élevés et à la hausse des emprunts destinés au financement des dépenses en immobilisations et des activités courantes	(19)	(39)
Diminution du bénéfice tiré de la PFUPC attribuable à la modernisation des centrales électriques et aux projets solaires incorporés dans les tarifs de base	(3)	(8)
Diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices attribuable aux crédits d'impôt sur la production liés aux centrales d'énergie solaire	9	13
Contribution au bénéfice net consolidé – 2023	132 \$	211 \$

Services publics d'électricité canadiens

en millions de dollars (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	340 \$	375 \$	844 \$	884 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	227 \$	235 \$	330 \$	538 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	49 \$	39 \$	141 \$	137 \$
Coûts non recouvrables de NSPML	- \$	- \$	- \$	(7) \$
Contribution au bénéfice net consolidé	49 \$	39 \$	141 \$	130 \$
Volumes des ventes d'électricité (en GWh)	2 315	2 380	5 446	5 571
Volumes de production d'électricité (en GWh)	2 430	2 494	5 784	5 923
Coût moyen du combustible en dollars par MWh ²⁾	93 \$	94 \$	57 \$	91 \$

1) Le montant inscrit au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » comprend le montant comptabilisé au titre des reports liés au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI dans les états des résultats consolidés résumés; toutefois, celui-ci est exclu dans l'analyse sectorielle.

2) Le coût moyen du combustible tient compte de la reprise d'une provision de 166 millions de dollars au titre du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse pour le semestre clos le 30 juin 2023 (charge de 112 millions de dollars en 2022).

Le tableau qui suit résume la contribution au bénéfice net ajusté consolidé du secteur Services publics d'électricité canadiens :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
NSPI	23 \$	17 \$	91 \$	88 \$
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans LIL	13	12	29	26
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans NSPML ¹⁾	13	10	21	23
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	49 \$	39 \$	141 \$	137 \$

1) Exclut des coûts non recouvrables de NSPML de 7 millions de dollars, après impôts, pour le semestre clos le 30 juin 2022.

Les faits saillants des variations du bénéfice net sont résumés dans le tableau ci-dessous :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 juin	Six mois clos les 30 juin
Contribution au bénéfice net consolidé – 2022	39 \$	130 \$
Diminution des produits d'exploitation attribuable aux modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel ¹⁾ et à la baisse des volumes des ventes provenant du secteur industriel. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par les nouveaux tarifs et par l'augmentation des volumes des ventes des secteurs résidentiel, commercial et autres. La diminution d'un exercice à l'autre s'explique également par les conditions météorologiques défavorables	(35)	(40)
Diminution, d'un exercice à l'autre, des charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité attribuable principalement à la reprise de la provision du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse, en comparaison d'une charge en 2022. Ce facteur a été en partie contrebalancé par l'augmentation des prix des produits de base et par les montants comptabilisés à l'égard de la taxe sur le carbone prévue par le régime de tarification fondé sur la production de la Nouvelle-Écosse	8	208
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, des reports liés au mécanisme de rajustement attribuable principalement aux modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel ¹⁾ . Diminution, d'un exercice à l'autre, attribuable principalement à la reprise de la provision du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse, en partie contrebalancée par les modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel ¹⁾	53	(129)
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable aux coûts plus élevés liés à la gestion de la végétation et des services relatifs aux lignes. L'augmentation d'un exercice à l'autre s'explique également par la comptabilisation de la pénalité imposée à NSPI en vertu de la Réglementation sur l'énergie renouvelable	(6)	(16)
Augmentation de l'amortissement attribuable à une hausse des immobilisations corporelles en service	(7)	(11)
Augmentation des intérêts débiteurs attribuable à une hausse des taux d'intérêt et à une augmentation de la dette	(9)	(20)
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, de la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites attribuable principalement à la retenue liée au lien maritime comptabilisée en 2022	4	1
Diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices à NSPI attribuable à l'augmentation des déductions fiscales en excédent de l'amortissement comptable lié aux immobilisations corporelles, partiellement contrebalancée par l'augmentation de l'avantage lié aux reports de pertes fiscales comptabilisées à titre de passifs réglementaires d'impôts reportés	2	9
Coûts non recouvrables de NSPML en 2022	-	7
Autres	-	2
Contribution au bénéfice net consolidé – 2023	49 \$	141 \$

1) Pour plus de précisions sur les modifications de la méthode de recouvrement des coûts du combustible d'un client industriel, se reporter à la note 6 des états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités du deuxième trimestre de 2023.

La provision du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse concerne le coût à payer au titre de l'acquisition de crédits d'émissions pour la période de conformité de 2019 à 2022. Au 31 décembre 2022, NSPI avait comptabilisé des charges à payer cumulées de 166 millions de dollars à l'égard des coûts du combustible liés à l'achat anticipé de crédits d'émissions et un montant de 6 millions de dollars lié aux crédits achetés aux enchères provinciales. Les coûts cumulés liés à la conformité de 166 millions de dollars ont été annulés au premier trimestre de 2023 et NSPI n'anticipe pas d'autres coûts liés au programme de plafonnement et d'échange de la Nouvelle-Écosse. Pour plus de précisions sur la reprise de cette charge hors trésorerie à payer et le solde réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible, se reporter à la rubrique « Services publics d'électricité canadiens — NSPI » sous « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales » et à la note 6 afférente aux états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités du deuxième trimestre de 2023.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Sauf indication contraire, tous les montants sont libellés en dollars américains.

en millions de \$ US (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz ¹⁾	209 \$	266 \$	631 \$	664 \$
Produits d'exploitation non réglementés	4	3	8	6
Total des produits d'exploitation	213 \$	269 \$	639 \$	670 \$
Coût réglementé du gaz naturel	43 \$	116 \$	248 \$	318 \$
Contribution au bénéfice net consolidé	28 \$	31 \$	98 \$	92 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	38 \$	39 \$	132 \$	116 \$
Volumes des ventes de gaz (millions de thermies)	698	654	1 628	1 487

1) Le montant inscrit au poste « Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz » comprend des produits financiers provenant de Brunswick Pipeline de 12 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2023 (12 millions de dollars en 2022) et de 23 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2023 (23 millions de dollars en 2022).

Le tableau qui suit résume la contribution du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
PGS	19 \$	19 \$	45 \$	49 \$
NMGC	-	(2)	33	17
Autres	9	14	20	26
Contribution au bénéfice net consolidé	28 \$	31 \$	98 \$	92 \$

L'incidence de la fluctuation du taux de change a entraîné une augmentation du bénéfice en dollars canadiens pour le trimestre et pour le semestre clos le 30 juin 2023 de 1 million de dollars et de 7 millions de dollars, respectivement.

Le tableau qui suit résume les faits saillants des variations du bénéfice net :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 30 juin	Six mois clos les 30 juin
Contribution au bénéfice net consolidé – 2022	31 \$	92 \$
Diminution des produits d'exploitation liés au gaz réglementé en raison de la baisse des produits liés au combustible et des ventes hors système à PGS, partiellement contrebalancée par les nouveaux tarifs de base à NMGC et la croissance de la clientèle à PGS	(57)	(43)
Augmentation des produits au titre de l'optimisation des actifs à NMGC	1	12
Diminution du coût du gaz naturel réglementé vendu attribuable à la baisse des prix du gaz naturel à PGS et à NMGC	73	70
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable essentiellement à la hausse des coûts de main-d'œuvre et des coûts des prestations à PGS	(7)	(11)
Augmentation des intérêts débiteurs attribuable à la hausse des taux d'intérêt et à la hausse des emprunts destinés au financement des activités courantes et des dépenses en immobilisations	(10)	(15)
Autres	(3)	(7)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2023	28 \$	98 \$

Autres services publics d'électricité

Sauf indication contraire, tous les montants sont libellés en dollars américains.

en millions de \$ US (sauf indication contraire)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	93 \$	102 \$	178 \$	196 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	48 \$	61 \$	90 \$	111 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	7 \$	6 \$	10 \$	7 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé – \$ CA	10 \$	8 \$	14 \$	9 \$
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché des titres de capitaux propres	- \$	(2) \$	1 \$	(4) \$
Contribution au bénéfice net consolidé	7 \$	4 \$	11 \$	3 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	9 \$	5 \$	15 \$	4 \$
Volumes de ventes d'électricité (en GWh)	310	302	593	609
Volumes de production d'électricité (en GWh)	346	335	646	659
Coût moyen du combustible par MWh	139 \$	182 \$	139 \$	168 \$

Le tableau qui suit résume la contribution au bénéfice net ajusté consolidé du secteur Autres services publics d'électricité :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
BLPC	6 \$	1 \$	8 \$	3 \$
GBPC	2	1	4	3
Autres	(1)	4	(2)	1
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	7 \$	6 \$	10 \$	7 \$

L'incidence de la fluctuation du taux de change sur le bénéfice en dollars canadiens a été négligeable pour le trimestre et pour le semestre clos le 30 juin 2023.

Le tableau qui suit résume les faits saillants des variations du bénéfice net :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 30 juin	Six mois clos les 30 juin
Contribution au bénéfice net consolidé – 2022	4 \$	3 \$
Diminution des produits d'exploitation attribuable à la baisse des produits liés au combustible à BLPC, en partie contrebalancée par les tarifs provisoires à BLPC et la hausse des volumes des ventes à GBPC. La diminution d'un exercice à l'autre s'explique également par la vente de Dominica Electricity Services Ltd. au premier trimestre de 2022	(9)	(18)
Diminution du combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité attribuable à la baisse des prix du combustible et à la variation de la composition des sources de production à BLPC	13	21
Augmentation du gain découlant de la réévaluation à la valeur de marché des titres de capitaux propres détenus par BLPC	2	5
Autres	(3)	-
Contribution au bénéfice net consolidé – 2023	7 \$	11 \$

Autres

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Marge sur les activités de commercialisation et de négociation ¹⁾²⁾	(34) \$	(2) \$	61 \$	47 \$
Autres produits d'exploitation non réglementés	9	3	15	10
Total des produits d'exploitation – activités non réglementées	(25) \$	1 \$	76 \$	57 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé (à la perte nette consolidée)	(112) \$	(91) \$	(141) \$	(137) \$
(Perte) gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts ³⁾	(133)	(220)	157	(91)
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	(245) \$	(311) \$	16 \$	(228) \$

1) La marge sur les activités de commercialisation et de négociation représente les achats et les ventes de gaz naturel et d'électricité d'EES, les coûts liés à la capacité des gazoducs et du stockage et les produits tirés des services de gestion d'actifs énergétiques.

2) La marge sur les activités de commercialisation et de négociation exclut une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché avant impôts de 249 millions de dollars au deuxième trimestre de 2023 (perte de 307 millions de dollars pour 2022) et un gain de 186 millions de dollars au premier semestre de 2023 (perte de 117 millions de dollars en 2022).

3) Tient compte d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 55 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2023 (recouvrement de 91 millions de dollars en 2022) et d'une charge d'impôts sur les bénéfices de 64 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2023 (recouvrement de 37 millions de dollars en 2022).

Le tableau qui suit résume la contribution au bénéfice net ajusté consolidé (à la perte nette ajustée consolidée) du secteur Autres :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Emera Energy	(20) \$	(6) \$	36 \$	21 \$
Siège social – se reporter à la répartition de la contribution ajustée ci-dessous	(86)	(79)	(166)	(146)
Block Energy LLC ¹⁾	(5)	(5)	(9)	(10)
Autres	(1)	(1)	(2)	(2)
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé (à la perte nette ajustée consolidée)	(112) \$	(91) \$	(141) \$	(137) \$

1) Auparavant Emera Technologies LLC

Le tableau qui suit présente les faits saillants des variations du bénéfice net :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – 2022	(311) \$		(228) \$	
Baisse de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation d'un trimestre à l'autre attribuable principalement à la diminution des prix du gaz naturel et au moment de la comptabilisation des coûts de transport et autres coûts à EES.	(32)		14	
Augmentation d'un exercice à l'autre attribuable aux possibilités de couverture favorables et à une plus grande disponibilité du réseau de transport du gaz en raison des conditions clémentes au premier trimestre de 2023 à EES				
Augmentation des intérêts débiteurs, avant impôts, attribuable à la hausse des taux d'intérêt et à l'augmentation du total de la dette	(10)		(30)	
Profit de change réalisé sur les soldes bancaires en monnaies étrangères	6		2	
Augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices principalement attribuable à la hausse des pertes avant la charge d'impôts sur les bénéfices	11		-	
Diminution de la perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts en raison surtout des variations favorables des positions existantes; cette augmentation est partiellement contrebalancée par la hausse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel à EES	87		248	
Autres	4		10	
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – 2023	(245) \$		16 \$	

Siège social

Le tableau qui suit résume la perte ajustée du siège social :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Charges d'exploitation ¹⁾	28 \$	21 \$	34 \$	36 \$
Intérêts débiteurs	75	65	157	127
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(27)	(24)	(52)	(45)
Dividendes sur actions privilégiées	16	15	32	31
Autres ²⁾³⁾	(6)	2	(5)	(3)
Perte nette ajustée du siège social⁴⁾	(86) \$	(79) \$	(166) \$	(146) \$

1) Le poste « Charges d'exploitation » comprend les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales ainsi que l'amortissement.

2) Le poste « Autres » comprend les profits et pertes réalisés sur des couvertures de change visant à atténuer le risque lié au bénéfice des unités d'exploitation libellé en dollars américains.

3) Comprend une perte nette réalisée avant impôts de 2 millions de dollars (2 millions de dollars après impôts) pour le trimestre clos le 30 juin 2023 (néant en 2022) et une perte nette avant impôts de 5 millions de dollars (4 millions de dollars après impôts) pour le semestre clos le 30 juin 2023 (néant en 2022) sur les couvertures de change, tel qu'il est mentionné ci-dessus.

4) Exclut un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 12 millions de dollars après impôts pour le trimestre clos le 30 juin 2023 (néant en 2022) et un gain découlant de la réévaluation à la valeur du marché de 16 millions de dollars après impôts pour le semestre clos le 30 juin 2023 (gain de 1 million de dollars après impôts en 2022).

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

La société génère des fonds à l'interne par la voie de divers investissements réglementés et non réglementés liés à l'énergie. Les clientèles des entreprises de services publics se distinguent au chapitre de la répartition de leurs ventes et produits parmi les catégories d'abonnés. Les entreprises à tarifs non réglementés d'Emera permettent de diversifier les flux de produits et les contreparties de la société. Parmi les circonstances qui pourraient influencer sur la capacité de la société à générer des fonds suffisants, on compte : les fluctuations des conditions macroéconomiques mondiales, les ralentissements de l'économie générale sur les marchés d'Emera, l'incidence qu'ont les fluctuations du prix du combustible sur les exigences quant aux garanties et le recouvrement au moment opportun des coûts du combustible auprès des clients, la perte d'un ou de plusieurs clients importants, les décisions prises par des organismes de réglementation touchant les tarifs exigés des clients et le recouvrement des actifs réglementaires, et les modifications apportées aux lois environnementales. Les filiales d'Emera disposent généralement de liquidités suffisantes pour verser des dividendes à Emera, pourvu qu'elles ne violent pas les clauses restrictives se rattachant à leur dette, selon le cas, compte tenu du versement des dividendes, et qu'elles maintiennent de solides cotes de crédit.

Les besoins futurs en trésorerie et en capital d'Emera se rapporteront surtout au fonds de roulement, à l'investissement en cours dans le domaine des activités au tarif de base, aux acquisitions d'entreprises, à l'investissement en installations nouvelles, aux dividendes et au service de la dette. Emera a mis en place un plan d'investissement en immobilisations de l'ordre de 8 milliards de dollars à 9 milliards de dollars pour la période de 2023 à 2025 principalement axé sur la Floride. Ce plan comprend d'importants investissements dans le domaine des activités au tarif de base à l'échelle du portefeuille dans la production d'énergie renouvelable et plus propre, la modernisation des infrastructures et les technologies axées sur les besoins des clients. Les dépenses en immobilisations des services publics réglementés sont assujetties à l'approbation des organismes de réglementation.

Emera prévoit utiliser les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et les capitaux d'emprunt obtenus par les services publics pour financer ses activités courantes, rembourser ses emprunts actuels et répondre à ses besoins de capitaux. Les capitaux d'emprunt obtenus par certains services publics de la société sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation pertinents. Les besoins en capitaux propres à l'appui du plan d'investissement de la société devraient être financés au moyen de l'émission d'actions ordinaires et privilégiées par le biais du RRD et du programme d'émission d'actions au cours du marché d'Emera.

Emera dispose de facilités de crédit assorties de diverses échéances qui, cumulées, lui procurent un crédit de 5,1 milliards de dollars, dont environ 1,3 milliard de dollars étaient non prélevés et disponibles au 30 juin 2023. Au 30 juin 2023, la société détenait un solde de trésorerie de 335 millions de dollars. Se reporter à la rubrique « Gestion de la dette » ci-après pour plus de précisions. Se reporter aux notes 18 et 19 afférentes aux états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités du deuxième trimestre de 2023 pour plus de précisions sur les facilités de crédit.

Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants

Les variations importantes survenues aux états consolidés résumés des flux de trésorerie entre les semestres clos les 30 juin 2023 et 2022 comprennent :

en millions de dollars	2023	2022	Variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à l'ouverture de la période	332 \$	417 \$	(85) \$
Liés à ce qui suit :			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement	1 163	746	417
Variation du fonds de roulement	(212)	(73)	(139)
Activités d'exploitation	951 \$	673 \$	278 \$
Activités d'investissement	(1 343)	(1 030)	(313)
Activités de financement	400	238	162
Incidence des taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions	(5)	(2)	(3)
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à la clôture de la période	335 \$	296 \$	39 \$

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont augmenté de 278 millions de dollars pour s'établir à 951 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2023, comparativement à 673 millions de dollars pour la période correspondante de 2022.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement ont augmenté de 417 millions de dollars. Cette augmentation est attribuable à une hausse des recouvrements au titre de la clause visant le combustible à TEC et à une diminution des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité découlant de la diminution de la provision du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une diminution des passifs réglementaires attribuable au règlement de couverture du gaz de NMGC en 2022.

Les variations du fonds de roulement ont entraîné une diminution de 139 millions de dollars des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation d'un exercice à l'autre. Cette diminution est attribuable au calendrier des paiements des créditeurs à NSPI et à TEC, aux variations défavorables des positions de la garantie en trésorerie à NSPI, à une baisse des charges à payer en lien avec la conformité aux exigences en matière d'émissions du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse et à une variation défavorable des stocks de combustible à NSPI. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par des variations favorables des débiteurs à NMGC en raison du règlement de sa couverture du gaz en 2022 et par des variations favorables des positions de la garantie en trésorerie à Emera Energy.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 313 millions de dollars, s'établissant à 1 343 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2023, en comparaison de 1 030 millions de dollars pour la période correspondante de 2022. L'augmentation s'explique par une hausse des dépenses en immobilisations en 2023.

Les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, se sont élevées à 1 368 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2023, contre 1 065 millions de dollars pour la période correspondante de 2022.

Les dépenses en immobilisations par secteur pour 2023 se détaillent comme suit :

- 778 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité de la Floride (586 millions de dollars en 2022);
- 222 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité canadiens (196 millions de dollars en 2022);
- 335 millions de dollars pour le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure (250 millions de dollars en 2022);
- 28 millions de dollars pour le secteur Autres services publics d'électricité (31 millions de dollars en 2022);
- 5 millions de dollars pour le secteur Autres (2 millions de dollars en 2022).

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie nets provenant des activités de financement ont augmenté de 162 millions de dollars, s'établissant à 400 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2023, comparativement à 238 millions de dollars pour la période correspondante de 2022. Cette augmentation est attribuable au produit de la dette à long terme à NSPI et à la hausse du produit net des facilités de crédit engagées à Emera. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des remboursements des facilités de crédit engagées à NSPI, à TECO Finance et à GBPC, par la diminution des émissions d'actions ordinaires et par la hausse des remboursements sur la dette à court et à long terme à NMGC en 2023.

Obligations contractuelles

Au 30 juin 2023, les engagements contractuels pour chacun des cinq prochains exercices et le total des engagements par la suite se composaient de ce qui suit :

en millions de dollars	2023	2024	2025	2026	2027	Par la suite	Total
Capital de la dette à long terme	16 \$	1 539 \$	259 \$	3 048 \$	997 \$	10 808 \$	16 667 \$
Obligations liées au paiement des intérêts ¹⁾	414	761	714	627	532	7 291	10 339
Transport ²⁾	366	566	440	397	380	2 780	4 929
Achat d'électricité ³⁾	149	242	241	256	305	3 583	4 776
Approvisionnement en combustible et en gaz naturel et stockage	462	327	122	47	5	1	964
Projets d'investissement	623	184	5	6	1	-	819
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	7	2	2	3	1	411	426
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ⁴⁾	19	30	30	80	58	168	385
Engagements au titre des placements dans des sociétés satellites ⁵⁾	-	240	-	-	-	-	240
Autres	83	155	139	52	45	211	685
	2 139 \$	4 046 \$	1 952 \$	4 516 \$	2 324 \$	25 253 \$	40 230 \$

1) Les paiements d'intérêts futurs sont calculés d'après l'hypothèse selon laquelle aucune dette ne sera remboursée avant l'échéance. En ce qui concerne les titres d'emprunt assortis de taux variables, l'intérêt est calculé pour toutes les périodes futures selon les taux en vigueur au 30 juin 2023, y compris tout paiement exigé prévu aux termes de swaps connexes.

2) Engagements d'achat visant le transport de combustibles et une capacité de transport sur les différents gazoducs. Comprend un engagement de 136 millions de dollars relativement à un contrat de transport de gaz entre PGS et SeaCoast jusqu'en 2040.

3) Exigence annuelle d'acheter de la production d'électricité provenant de producteurs d'électricité indépendants ou d'autres services publics sur une durée de contrat variable.

4) L'obligation contractuelle estimée est calculée comme étant les cotisations actuelles exigées par la loi aux régimes enregistrés de retraite par capitalisation (à l'exclusion de la possibilité de liquidation), majorées des coûts estimés d'autres cumuls de prestations contractés en vertu de la convention collective de NSPI et des paiements de prestations estimés liés à d'autres régimes d'avantages sociaux non capitalisés.

5) Emera s'est engagée à fournir des apports en capital dans LIL. Les ententes commerciales entre Emera et Nalcor nécessiteront des ajustements d'égalisation pour finaliser les obligations d'investissement respectives des parties relatives au lien maritime et à LIL, ce qui devrait avoir lieu en 2024.

NSPI doit, en vertu d'une obligation contractuelle, payer des redevances à NSPML sur une période d'environ 38 ans pour l'utilisation du lien maritime depuis 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. En décembre 2022, la Régie a approuvé la perception de 164 millions de dollars de NSPI pour le recouvrement des coûts du lien maritime en 2023. Le calendrier et les sommes payables à NSPML pour le reste de la période visée par cet engagement de 38 ans sont assujettis à l'approbation de la Régie.

La construction du projet LIL est terminée, et l'exploitant du réseau d'électricité de la province de Terre-Neuve (*Newfoundland Electrical System Operator*) a confirmé que l'actif fonctionnait de manière adéquate pour assurer un fonctionnement fiable du réseau et une pleine fonctionnalité à 700 MW, ce qui a été validé par l'ingénieur indépendant du gouvernement du Canada qui a délivré son certificat de mise en service le 13 avril 2023.

Emera s'est engagée à obtenir certains droits de transport pour Nalcor, sur demande, afin de lui permettre de transporter de l'énergie qui n'est pas autrement utilisée à Terre-Neuve-et-Labrador ou en Nouvelle-Écosse. Nalcor a le droit de transporter cette énergie de la Nouvelle-Écosse vers les marchés de l'énergie de la Nouvelle-Angleterre depuis le 15 août 2021, et ce, pendant 50 ans. Au fur et à mesure que les droits de transport sont contractés, les obligations sont ajoutées dans la rubrique « Autres » dans le tableau ci-dessus.

Gestion de la dette

Outre les fonds provenant des activités d'exploitation, Emera et ses filiales se sont vu consentir des lignes de crédit consorcial engagées renouvelables et non renouvelables, libellées en dollars canadiens ou en dollars américains, tel qu'il est indiqué dans le tableau ci-dessous, au 30 juin 2023.

en millions de dollars	Échéances	Facilités de crédit	Portion prélevée	Portion non prélevée et disponible
Emera – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Juin 2027	900 \$	686 \$	214 \$
TEC (en \$ US) – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Décembre 2026	800	795	5
NSPI – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Décembre 2027	800	264	536
Emera – Facilité non renouvelable non garantie	Décembre 2023	400	400	-
Emera – Facilité non renouvelable non garantie	Août 2024	400	400	-
TEC (en \$ US) – Facilité de crédit non renouvelable non garantie	Décembre 2023	400	400	-
TECO Finance (en \$ US) – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Décembre 2026	400	300	100
NSPI – Facilité non renouvelable non garantie	Juillet 2024	400	400	-
TEC (en \$ US) – Facilité renouvelable non garantie	Février 2024	200	30	170
TEC (en \$ US) – Facilité renouvelable non garantie	Avril 2024	200	-	200
NMGC (en \$ US) – Facilité de crédit renouvelable non garantie	Décembre 2026	125	14	111
NMGC (en \$ US) – Facilité non renouvelable non garantie	Mars 2024	45	45	-
Autre (en \$ US) – Facilités de crédit renouvelables engagées non garanties	Diverses	21	11	10

Emera et ses filiales sont assujetties à certaines clauses financières et autres clauses restrictives visant leur dette et leurs facilités de crédit. Les clauses restrictives donnent lieu à des tests réguliers et la société respecte leurs exigences au 30 juin 2023.

Les récentes activités de financement importantes d'Emera et de ses filiales sont décrites plus en détail ci-dessous, par secteur :

Services publics d'électricité de la Floride

Le 1^{er} mars 2023, TEC a conclu une facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang de 200 millions de dollars américains d'une durée de 364 jours qui arrive à échéance le 28 février 2024. La facilité de crédit prévoit les engagements et garanties, les cas de défaut et les clauses financières et autres clauses d'usage, et les montants prélevés sur la facilité portent intérêt à un taux d'intérêt variable fondé sur le taux de financement à terme à un jour garanti (*Secured Overnight Financing Rate* (« SOFR »)), le taux préférentiel de la Banque de Nouvelle-Écosse, le taux des fonds fédéraux ou le SOFR à un mois, majoré d'une marge. Le produit tiré de cette facilité a été affecté aux frais généraux de la société.

Le 3 avril 2023, TEC a conclu une autre facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang de 200 millions de dollars américains d'une durée de 364 jours qui arrive à échéance le 1^{er} avril 2024. La convention de crédit prévoit les engagements et garanties, les cas de défaut et les clauses financières et autres clauses d'usage, et les montants prélevés sur la facilité portent intérêt à un taux d'intérêt variable fondé sur le SOFR à terme, le taux préférentiel de Wells Fargo, le taux des fonds fédéraux ou le SOFR à un mois, majoré d'une marge. Le produit tiré de cette facilité sera affecté aux frais généraux de la société.

Services publics d'électricité canadiens

Le 24 mars 2023, NSPI a émis des billets non garantis d'une valeur de 500 millions de dollars. L'émission comprenait des billets non garantis d'une valeur de 300 millions de dollars portant intérêt à 4,95 pour cent et arrivant à échéance le 15 novembre 2032, ainsi que des billets non garantis d'une valeur de 200 millions de dollars portant intérêt à 5,36 pour cent et arrivant à échéance le 24 mars 2053. Le produit de ces émissions a été ajouté aux fonds généraux de la Société et affecté principalement au refinancement de la dette existante, au financement des dépenses en immobilisations et au financement des frais généraux de la société.

Autres services publics d'électricité

Le 24 mai 2023, GBPC a émis un emprunt à terme non renouvelable de 28 millions de dollars américains, portant intérêt au taux de 4,00 pour cent et arrivant à échéance le 24 mai 2028. Le produit de cette émission a été utilisé pour rembourser l'obligation de 28 millions de dollars américains de GBPC, qui est arrivée à échéance en mai 2023.

Autres

Le 30 juin 2023, Emera a modifié sa facilité de crédit non renouvelable non garantie de 400 millions de dollars afin d'en reporter l'échéance pour la faire passer du 2 août 2023 au 2 août 2024. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales de la convention précédente.

Le 2 mai 2023, Emera a émis des billets de premier rang non garantis d'une valeur de 500 millions de dollars portant intérêt à 4,84 pour cent et arrivant à échéance le 2 mai 2030. Le produit de cette émission a servi à rembourser les obligations non garanties à taux fixe d'Emera d'une valeur de 500 millions de dollars qui sont arrivées à échéance en juin 2023.

Garanties et lettres de crédit

Les garanties et les lettres de crédit d'Emera sont les mêmes que celles présentées dans son rapport de gestion annuel de 2022, les principales mises à jour étant indiquées ci-dessous :

NSPI a renouvelé des garanties d'un montant de 15 millions de dollars américains qui ont des durées variables. Au 30 juin 2023, NSPI avait des garanties de 109 millions de dollars américains en cours qui ont des durées variables (119 millions de dollars américains en 2022) et qui sont toutes émises au nom de sa filiale, NS Power Energy Marketing Incorporated.

Informations sur les actions en circulation

Actions ordinaires

Émises et en circulation :	Millions d'actions	Millions de dollars
Solde au 31 décembre 2022	269,95	7 762 \$
Émises aux termes du RRD, déduction faite des escomptes	2,53	139
Options exercées aux termes d'un régime d'options d'achat d'actions à l'intention des cadres supérieurs	0,43	21
Solde au 30 juin 2023	272,91	7 922 \$

Au 8 août 2023, 273,0 millions d'actions ordinaires étaient émises et en circulation.

Si toutes les options d'achat d'actions en cours avaient été converties au 8 août 2023, 3,2 millions d'actions ordinaires supplémentaires seraient émises et en circulation.

Actions privilégiées

Au 8 août 2023, Emera disposait des actions privilégiées émises et en circulation suivantes : série A – 4,9 millions; série B – 1,1 million; série C – 10,0 millions; série E – 5,0 millions; série F – 8,0 millions; série H – 12,0 millions; série J – 8,0 millions et série L – 9,0 millions. Les actions privilégiées d'Emera ne sont pas assorties de droits de vote, à moins que la société omette de verser globalement huit dividendes trimestriels.

Le 6 juillet 2023, Emera a annoncé qu'elle ne rachèterait pas les 10 000 000 d'actions privilégiées à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C en circulation (les « actions de série C ») ni les 12 000 000 d'actions privilégiées de premier rang à taux rajusté minimal et à dividende cumulatif de série H en circulation (les « actions de série H ») le 15 août 2023. De plus, durant la période de conversion allant du 17 juillet 2023 au 31 juillet 2023, sous réserve de certaines conditions, les porteurs d'actions de série C avaient le droit, à leur gré, de convertir la totalité ou une partie de leurs actions de série C, à raison de une contre une, en actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif de série D de la société (les « actions de série D ») et les porteurs d'actions de série H avaient le droit, à leur gré, de convertir la totalité ou une partie de leurs actions de série H, à raison de une contre une, en actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif de série I de la société (les « actions de série I »), dans chaque cas le 15 août 2023.

Le 4 août 2023, Emera a annoncé qu'après avoir pris en compte tous les avis de conversion reçus des porteurs, aucune action de série C ne serait convertie en action de série D et qu'aucune action de série H ne serait convertie en action de série I. Les porteurs d'actions de série C auront le droit de recevoir un dividende de 6,434 pour cent par année sur les actions de série C au cours de la période de cinq ans commençant le 15 août 2023 et se terminant le 14 août 2028 (inclusivement) (0,40213 \$ par action de série C par trimestre). Les porteurs d'actions de série H auront le droit de recevoir un dividende de 6,324 pour cent par année sur les actions de série H au cours de la période de cinq ans commençant le 15 août 2023 et se terminant le 14 août 2028 (inclusivement) (0,39525 \$ par action de série H par trimestre).

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Dans le cours normal des activités, Emera fournit de l'énergie et d'autres services, et conclut des transactions 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 transactions intersociétés ont été éliminés à la consolidation, sauf le résultat net au titre de certaines transactions entre les entités à tarifs non réglementés et celles à tarifs réglementés conformément aux normes comptables pour les entités à tarifs réglementés. Tous les montants significatifs ont été calculés selon les modalités de crédit et d'intérêt habituelles.

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

- Les transactions entre NSPI et NSPML se rapportant à l'évaluation rendue au sujet du lien maritime sont comptabilisées dans les états des résultats consolidés résumés. Les charges de NSPI sont comptabilisées au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité », et totalisent 41 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2023 (43 millions de dollars en 2022) et 78 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2023 (77 millions de dollars en 2022). NSPML est comptabilisée à titre de placement dans des sociétés satellites et, par conséquent, le bénéfice correspondant lié aux produits qui en découlent est présenté dans la quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites. Se reporter aux rubriques « Services publics d'électricité canadiens — ENL » sous « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales » et « Obligations contractuelles » pour plus de précisions.

- Les achats liés à la capacité de transport du gaz naturel de M&NP sont comptabilisés dans les états des résultats consolidés résumés. Les achats provenant de M&NP, dont le montant net est comptabilisé dans les produits d'exploitation non réglementés, se sont établis à 3 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2023 (2 millions de dollars en 2022) et à 8 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2023 (6 millions de dollars en 2022).

Au 30 juin 2023 et au 31 décembre 2022, aucun montant important à recevoir ou à payer entre Emera et ses entreprises associées n'était comptabilisé dans les bilans consolidés résumés d'Emera.

GESTION DU RISQUE ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Il n'y a eu aucun changement significatif dans le profil et les pratiques de gestion des risques d'Emera par rapport à ceux présentés dans son rapport de gestion annuel de 2022.

Actifs et passifs dérivés constatés dans le bilan

en millions de dollars	Au 30 juin 2023	Au 31 décembre 2022
<i>Report réglementaire :</i>		
Actifs liés aux instruments dérivés ¹⁾	81 \$	238 \$
Passifs liés aux instruments dérivés ²⁾	(43)	(25)
Actifs réglementaires ¹⁾	55	30
Passifs réglementaires ²⁾	(80)	(230)
Actif net	13 \$	13 \$
<i>Dérivés DFT :</i>		
Actifs liés aux instruments dérivés ¹⁾	163 \$	153 \$
Passifs liés aux instruments dérivés ²⁾	(450)	(1 025)
Passif net	(287) \$	(872) \$
<i>Autres dérivés :</i>		
Actifs liés aux instruments dérivés ¹⁾	20 \$	5 \$
Passifs liés aux instruments dérivés ²⁾	(11)	(28)
Actif (passif) net	9 \$	(23) \$

1) Actifs à court terme et autres

2) Passifs à court terme et à long terme

Gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s constaté(e)s dans le bénéfice net

en millions de dollars	2023	Trois mois clos les 30 juin 2022	2023	Six mois clos les 30 juin 2022
<i>Report réglementaire :</i>				
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	(2) \$	27 \$	64 \$	91 \$
<i>Dérivés DFT :</i>				
Produits d'exploitation non réglementés	(22) \$	(258) \$	817 \$	(68) \$
<i>Autres dérivés :</i>				
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	(3) \$	(5) \$	8 \$	(9) \$
Autres produits, montant net	15	-	18	1
Gains nets (pertes nettes)	12 \$	(5) \$	26 \$	(8) \$
Total des gains nets (pertes nettes)	(12) \$	(236) \$	907 \$	15 \$

1) Comprend les gains (pertes) réalisés sur des instruments dérivés qui ont été réglés et dont l'élément couvert a été consommé au cours de la période, ainsi que les relations de couverture qui ont été résiliées ou aux termes desquelles une opération de couverture n'est plus probable. Les gains (pertes) réalisés comptabilisés dans les stocks seront constatés au poste « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » lorsque l'élément couvert aura été consommé.

	Au 30 juin 2023		Au 30 juin 2022	
	Couverture de taux d'intérêt	Contrats de change à terme	Couverture de taux d'intérêt	Contrats de change à terme
en millions de dollars				
Total du gain latent inscrit dans le cumul des autres éléments du résultat global, après impôts	15 \$	1 \$	16 \$	- \$

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, des gains latents d'un montant respectif de néant (néant en 2022) et de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2022) ont été reclassés dans les intérêts débiteurs.

COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLES INTERNES

La direction a la responsabilité d'établir et de maintenir des contrôles et des procédures adéquats de communication de l'information (« CPCI ») et des contrôles internes à l'égard de l'information financière (« CIIF »), au sens du *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*. La structure de contrôle interne de la société est fondée sur les critères énoncés dans le rapport *Internal Control - Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la commission Treadway. La direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, a évalué la conception des CPCI et des CIIF de la société au 30 juin 2023 afin de fournir une assurance raisonnable concernant la fiabilité de l'information financière conformément aux PCGR des États-Unis.

La direction reconnaît les limites inhérentes des systèmes de contrôle interne, aussi bien conçus soient-ils. Les systèmes de contrôle conçus adéquatement ne sauraient fournir qu'une assurance raisonnable à l'égard de la fiabilité de l'information financière et pourraient ne pas être en mesure de prévenir ni de détecter des inexactitudes.

Aucune autre modification apportée aux CIIF de la société au cours du trimestre clos le 30 juin 2023 n'a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur les CIIF de la société.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation d'états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités selon les PCGR des États-Unis exige que la direction formule des estimations et des hypothèses qui peuvent influencer sur les montants des actifs et des passifs présentés à la date des états financiers, ainsi que sur les montants des produits et des charges présentés pour les périodes de présentation de l'information financière. Parmi les éléments importants pour lesquels il convient de recourir à des estimations formulées par la direction, on compte les actifs et les passifs assujettis à la réglementation des tarifs, le fonds de réserve cumulé pour les coûts de mise hors service, les prestations de retraite et les avantages postérieurs au départ à la retraite, les produits non facturés, la durée de vie utile des biens amortissables, les tests de dépréciation du goodwill et des immobilisations, 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 de façon continue en fonction des résultats historiques, des conditions actuelles et prévues et d'hypothèses jugées raisonnables au moment où elles sont posées, tout ajustement étant comptabilisé dans le résultat de l'exercice au cours duquel il survient. Aucun changement significatif n'a été apporté aux estimations comptables critiques de la société par rapport à celles décrites dans le rapport de gestion annuel de 2022 d'Emera.

MODIFICATION DE MÉTHODES ET DE PRATIQUES COMPTABLES

Prises de position comptables futures

La société prend en considération la méthode d'application et l'incidence de toutes les Accounting Standard Updates (les « ASU ») publiées par le Financial Accounting Standards Board (le « FASB »). Les ASU qu'a publiées le FASB mais qui ne sont pas encore en vigueur ont été évaluées, mais il a été établi que soit elles ne s'appliquaient pas à la société, soit elles n'avaient qu'une incidence négligeable sur les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

RÉCAPITULATIF DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Pour les trimestres clos les

en millions de dollars

(sauf les montants par action)

	T2 2023	T1 2023	T4 2022	T3 2022	T2 2022	T1 2022	T4 2021	T3 2021
Produits d'exploitation	1 418 \$	2 433 \$	2 358 \$	1 835 \$	1 380 \$	2 015 \$	1 868 \$	1 148 \$
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	28 \$	560 \$	483 \$	167 \$	(67) \$	362 \$	324 \$	(70) \$
Bénéfice net ajusté	162 \$	268 \$	249 \$	203 \$	156 \$	242 \$	168 \$	175 \$
Résultat (perte) de base par action ordinaire	0,10 \$	2,07 \$	1,80 \$	0,63 \$	(0,25) \$	1,38 \$	1,24 \$	(0,27) \$
Résultat (perte) dilué par action ordinaire	0,10 \$	2,07 \$	1,80 \$	0,63 \$	(0,25) \$	1,38 \$	1,20 \$	(0,27) \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,60 \$	0,99 \$	0,93 \$	0,76 \$	0,59 \$	0,92 \$	0,64 \$	0,68 \$

Le caractère saisonnier des activités influe sur les produits d'exploitation trimestriels et le bénéfice net ajusté trimestriel. Le premier trimestre dégage des bénéfices élevés, étant donné qu'une partie importante des activités de la société est située dans le nord-est de l'Amérique du Nord, où l'hiver constitue la saison de pointe en matière de consommation d'électricité. Le troisième trimestre contribue à des bénéfices élevés puisqu'il correspond à la saison estivale en Floride, soit la période de pointe de consommation d'électricité. Les conditions météorologiques de nature saisonnière ou autre, de même que la fréquence et la violence des tempêtes, peuvent influencer sur la demande d'énergie ainsi que sur le coût de la prestation des services. Les éléments décrits à la rubrique « Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice » pourraient également influencer sur les résultats trimestriels.