



Rapport de gestion

En date du 9 août 2022

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 2022 par rapport aux périodes correspondantes de 2021, de même qu'un aperçu de sa situation financière au 30 juin 2022 par rapport au 31 décembre 2021. Dans le cadre du présent rapport, « Emera Incorporated », « 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 Incorporated et des notes annexes au 30 juin 2022 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 2021 et pour l'exercice clos à cette date. 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 2022 :

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 – division de distribution d'électricité de Tampa Electric Company (« TEC »)	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 System (« PGS ») – division gazière de TEC	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 »)

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 »).

On peut obtenir de plus amples renseignements sur Emera, y compris la notice annuelle de la société, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

TABLE DES MATIÈRES

Information prospective.....	2	Services publics d'électricité canadiens	23
Introduction et aperçu stratégique.....	3	Services publics de gaz naturel et infrastructure..	26
Unités de mesure et ratios financiers non conformes aux PCGR	5	Autres services publics d'électricité.....	29
Rétrospective financière consolidée.....	7	Autres.....	30
Éléments importants ayant eu une incidence sur le bénéfice.....	7	Situation de trésorerie et sources de financement ...	32
Principales données financières consolidées par secteur d'activité	8	Flux de trésorerie consolidés – Faits saillants.....	33
Faits saillants de l'état des résultats consolidé	9	Obligations contractuelles	35
Survol de l'entreprise et perspectives commerciales.....	12	Garanties et lettres de crédit	36
Pandémie de COVID-19	12	Gestion de la dette	37
Services publics d'électricité de la Floride.....	12	Cotes de crédit	38
Services publics d'électricité canadiens	13	Informations sur les actions en circulation.....	38
Services publics de gaz naturel et infrastructure..	15	Transactions entre parties liées	39
Autres services publics d'électricité.....	16	Gestion des risques et instruments financiers.....	39
Autres.....	17	Communication de l'information et contrôles internes	41
Bilans consolidés – Faits saillants.....	18	Estimations comptables critiques	42
Faits récents.....	20	Modification de méthodes et de pratiques comptables.....	42
Principales données financières	20	Prises de position comptables futures.....	42
Services publics d'électricité de la Floride.....	20	Récapitulatif des résultats trimestriels	42

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 réglementaire; 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 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 informatiques 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 réglementées 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 réglementées 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.

Emera investit plus particulièrement dans des entreprises à tarifs réglementés situées en Floride et en Nouvelle-Écosse. Ces secteurs de service ont en général connu des politiques réglementaires et des conditions économiques stables. 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 « tarif de base »), 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 se chiffre à 8,4 milliards de dollars pour la période de 2022 à 2024 (y compris un placement en titres de capitaux propres de 240 millions de dollars dans le projet LIL en 2022), des investissements en immobilisations potentiels supplémentaires s'élevant à 1 milliard de dollars au cours de la même période, ce qui se traduit par une prévision de croissance des tarifs d'environ 7 pour cent à 8 pour cent jusqu'en 2024. 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 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 direction.

Emera a fourni des prévisions de croissance annuelle des dividendes de quatre à cinq pour cent jusqu'en 2024. La société vise un ratio de distribution des dividendes à long terme de 70 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 et bénéficient de l'affaiblissement du 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. Pour Emera, ces tendances sont toutes porteuses d'occasions. 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, la construction en cours d'une centrale de production d'énergie solaire et la modernisation de la centrale électrique Big Bend à Tampa Electric, et les investissements prévus par NSPI qui lui permettront de retirer ses unités de charbon afin d'atteindre les objectifs en matière d'énergie renouvelable. 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 réalisés au cours des 15 dernières années, 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 aux avantages de décisions réglementaires favorables, Emera prévoit et s'attend à 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 d'au moins 80 pour cent les émissions de dioxyde de carbone d'ici 2040.

Emera cherche à mettre en œuvre son engagement climatique tout en continuant d'axer ses investissements sur la fiabilité et en ne perdant jamais de vue l'importance des prix abordables 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 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 NSPML.

La direction estime que le fait d'exclure du bénéfice net l'incidence de ces 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 pas compte de ces 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, société de réassurance captive, dans le secteur Autres;
- à la couverture de flux de trésorerie en devises étrangères d'Emera effectuée pour gérer le risque lié au bénéfice en devises étrangères.

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 aux rubriques « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales — Services publics d'électricité canadiens » et « Principales données financières — Services publics d'électricité canadiens » pour plus de précisions sur les coûts non recouvrables 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.

Emera calcule le bénéfice net ajusté et le résultat ajusté de base par action ordinaire 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 ». 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 2021 d'Emera.

Le tableau qui suit présente un rapprochement entre le bénéfice net (la perte nette) 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)	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(67) \$	(17) \$	295 \$	256 \$
Perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts ¹⁾	(223)	(154)	(96)	(124)
Coûts non recouvrables de NSPML ²⁾	-	-	(7)	-
Bénéfice net ajusté	156 \$	137 \$	398 \$	380 \$
Résultat de base par action ordinaire	(0,25) \$	(0,07) \$	1,12 \$	1,01 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,59 \$	0,54 \$	1,51 \$	1,49 \$

1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 91 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2022 (recouvrement de 62 millions de dollars en 2021) et d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 37 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2022 (recouvrement de 49 millions de dollars en 2021).

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 NSPML.

Le tableau qui suit présente un rapprochement entre le bénéfice net (la perte nette) et le BAIIA et le BAIIA ajusté :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net (perte nette) ¹⁾	(52) \$	(6) \$	326 \$	279 \$
Intérêts débiteurs nets	163	153	319	310
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	(66)	(55)	29	1
Amortissement	230	221	460	447
BAIIA	275 \$	313 \$	1 134 \$	1 037 \$
Perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts sur les bénéfices	(314)	(216)	(133)	(173)
Coûts non recouvrables de NSPML ²⁾	-	-	(7)	-
BAIIA ajusté	589 \$	529 \$	1 274 \$	1 210 \$

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 de la perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts

La perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts a augmenté de 69 millions de dollars pour s'établir à 223 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022, contre 154 millions de dollars au deuxième trimestre de 2021, en raison principalement de la hausse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel en 2022 et des variations des positions existantes à Emera Energy. Pour le premier semestre de 2022, la perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts s'est chiffrée à 96 millions de dollars, en baisse de 28 millions de dollars comparativement à celle de 124 millions de dollars inscrite pour la période correspondante de 2021, en raison d'une reprise plus importante de pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché en 2022, facteur partiellement contrebalancé par la hausse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel et des variations des positions existantes en 2022 à Emera Energy.

Principales données financières consolidées par secteur d'activité

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
Bénéfice net ajusté	2022	2021	2022	2021
Services publics d'électricité de la Floride	161 \$	125 \$	273 \$	208 \$
Services publics d'électricité canadiens	39	44	137	132
Services publics de gaz naturel et infrastructure	39	34	116	114
Autres services publics d'électricité	8	-	9	7
Autres	(91)	(66)	(137)	(81)
Bénéfice net ajusté	156 \$	137 \$	398 \$	380 \$
Perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts	(223)	(154)	(96)	(124)
Coûts non recouvrables de NSPML	-	-	(7)	-
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(67) \$	(17) \$	295 \$	256 \$

Le tableau qui suit fait état des variations importantes du bénéfice net ajusté entre 2021 et 2022 :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 juin	Six mois clos les 30 juin
Bénéfice net ajusté – 2021	137 \$	380 \$
Rendement des unités d'exploitation		
Augmentation du bénéfice à Tampa Electric attribuable à l'augmentation des produits résultant de la hausse des tarifs en janvier 2022, des conditions météorologiques favorables et de la croissance de la clientèle, partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	36	65
Pour le premier semestre de 2022, augmentation du bénéfice à NSPI attribuable à une hausse des volumes des ventes, partiellement contrebalancée par l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales découlant principalement de la hausse des coûts liés aux tempêtes, et hausse des coûts liés aux technologies de l'information et à la production d'électricité	(1)	8
Diminution, d'un exercice à l'autre, du bénéfice à Emera Energy Services (« EES ») reflétant la tempête hivernale Uri de 2021, qui a entraîné une augmentation de la marge	(4)	(16)
Siège social		
Augmentation des dividendes sur actions privilégiées attribuable à l'émission d'actions privilégiées en 2021	(4)	(9)
Augmentation des pertes de change, avant impôts, découlant principalement des profits réalisés sur les couvertures de flux de trésorerie en 2021	(11)	(13)
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales, avant impôts, en raison du calendrier de la rémunération à long terme et des couvertures connexes	(4)	(19)
Autres écarts	7	2
Bénéfice net ajusté – 2022	156 \$	398 \$

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

en millions de dollars	2022	Six mois clos les 30 juin 2021
Flux de trésorerie liés à l'exploitation avant la variation du fonds de roulement	746 \$	684 \$
Variation du fonds de roulement	(73)	(53)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	673 \$	631 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 030) \$	(993) \$
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	238 \$	320 \$

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 2022	Au 31 décembre 2021
Total de l'actif	36 231 \$	34 244 \$
Total de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	15 482 \$	14 658 \$

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		
	2022	2021	Variation	2022	2021	Variation
Produits d'exploitation	1 380 \$	1 137 \$	243 \$	3 395 \$	2 749 \$	646 \$
Charges d'exploitation	1 389	1 107	(282)	2 825	2 282	(543)
Bénéfice d'exploitation	(9) \$	30 \$	(39) \$	570 \$	467 \$	103 \$
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(67) \$	(17) \$	(50) \$	295 \$	256 \$	39 \$
Bénéfice net ajusté	156 \$	137 \$	19 \$	398 \$	380 \$	18 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions) ¹⁾	264,4	255,8	8,6	263,1	254,6	8,5
Résultat (perte) de base par action ordinaire	(0,25) \$	(0,07) \$	(0,18) \$	1,12 \$	1,01 \$	0,11 \$
Résultat (perte) dilué par action ordinaire	(0,25) \$	(0,07) \$	(0,18) \$	1,12 \$	1,01 \$	0,11 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,59 \$	0,54 \$	0,05 \$	1,51 \$	1,49 \$	0,02 \$
Dividendes par action ordinaire déclarés	0,6625 \$	0,6375 \$	0,0250 \$	1,3250 \$	1,2750 \$	0,0500 \$
BALIA ajusté	589 \$	529 \$	60 \$	1 274 \$	1 210 \$	64 \$

1) Depuis le 10 février 2022, les unités d'actions différées ne peuvent plus être réglées en actions et sont donc exclues du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

Produits d'exploitation

Les produits d'exploitation ont augmenté de 243 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022 comparativement au deuxième trimestre de 2021 et, abstraction faite de l'augmentation de 99 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, ils ont augmenté de 342 millions de dollars. Au premier semestre de 2022, les produits d'exploitation ont augmenté de 646 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2021 et, abstraction faite de la diminution de 43 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, ils ont augmenté de 603 millions de dollars. Les augmentations observées pour les deux périodes étaient attribuables à un recouvrement plus élevé des coûts liés au combustible à NMGC, à Tampa Electric, à PGS et à BLPC, aux nouveaux tarifs qui sont entrés en vigueur en janvier 2022, à des conditions météorologiques favorables et à la croissance de la clientèle chez Tampa Electric, ainsi qu'à la hausse du volume des ventes à NSPI. Ces hausses ont été partiellement contrebalancées par une diminution de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation à EES reflétant la tempête hivernale Uri de 2021, qui avait entraîné une augmentation de la marge.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont augmenté de 282 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022 et ont augmenté de 543 millions de dollars au premier semestre de 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021. Les augmentations observées pour les deux périodes étaient attribuables à la hausse des prix du gaz naturel et du carburant qui a touché les services publics réglementés et à la hausse des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales à Tampa Electric, à NSPI et au siège social.

Bénéfice net et bénéfice net ajusté

Pour le deuxième trimestre de 2022, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par rapport au deuxième trimestre de 2021 a subi l'incidence défavorable de l'augmentation de 69 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts. Abstraction faite des variations défavorables découlant de la réévaluation à la valeur du marché, le bénéfice net ajusté a augmenté de 19 millions de dollars. La hausse est principalement attribuable à l'augmentation de la contribution au bénéfice de Tampa Electric, partiellement contrebalancée par les gains réalisés sur les couvertures de flux de trésorerie du siège social en 2021.

Pour le premier semestre de 2022, le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, comparativement à celui de la période correspondante de 2021, reflète l'incidence favorable de la diminution de 28 millions de dollars des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts ainsi que l'incidence défavorable des coûts non recouvrables de NSPML de 7 millions de dollars. Abstraction faite de ces variations, le bénéfice net ajusté a augmenté de 18 millions de dollars. La hausse est principalement attribuable à l'augmentation des contributions au bénéfice de Tampa Electric et de NSPI. Ces hausses ont été partiellement contrebalancées par l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales de la société résultant du calendrier de la rémunération à long terme et des couvertures connexes, de la baisse de la contribution au bénéfice d'EES, des profits réalisés sur les couvertures de flux de trésorerie du siège social en 2021 et de l'augmentation des dividendes sur les actions privilégiées attribuable à l'émission d'actions privilégiées en 2021.

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

Le résultat de base par action ordinaire a été moins élevé au deuxième trimestre de 2022 qu'au deuxième trimestre de 2021 en raison de l'incidence de la diminution du bénéfice dont il est question ci-dessus et de l'incidence de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Le résultat de base par action ordinaire pour le premier semestre de 2022 a été plus élevé en raison de la hausse du bénéfice ajusté dont il est question ci-dessus, partiellement contrebalancée par l'incidence de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

Le résultat ajusté par action ordinaire a été plus élevé au deuxième trimestre de 2022 et pour le premier semestre de 2022 en raison de l'augmentation du bénéfice dont il est question ci-dessus, partiellement contrebalancée par l'incidence de la hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

Incidence de la conversion des monnaies étrangères

Emera exerce des activités au Canada, aux États-Unis et dans divers pays des Caraïbes et génère donc des revenus et engage des dépenses libellés en monnaies locales, qui sont convertis en dollars canadiens aux fins de la présentation de l'information financière. Les variations des taux de change, en particulier les fluctuations de la valeur du dollar américain par rapport au dollar canadien, peuvent avoir une incidence positive ou négative sur les résultats d'Emera.

En règle générale, le bénéfice d'Emera profite de l'affaiblissement du dollar canadien et subit les contrecoups de son raffermissement. L'incidence au cours d'une période donnée est attribuable aux variations des taux, au moment où est généré le bénéfice provenant des établissements à l'étranger et au pourcentage de celui-ci au cours de la période, ainsi qu'à l'incidence des couvertures de flux de trésorerie de change conclues afin de gérer le risque de change lié au bénéfice.

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. Les taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain pour 2022 et 2021 s'établissent comme suit :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin		Exercice clos le 31 décembre
	2022	2021	2022	2021	2021
Taux de change moyen pondéré \$ CA/\$ US	1,27 \$	1,25 \$	1,27 \$	1,27 \$	1,26 \$
Taux de change \$ CA/\$ US à la clôture de la période	1,29 \$	1,24 \$	1,29 \$	1,24 \$	1,27 \$

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	
	2022	2021	2022	2021
Services publics d'électricité de la Floride	126 \$	102 \$	214 \$	167 \$
Services publics de gaz naturel et infrastructure ¹⁾	21	21	79	77
Autres services publics d'électricité	6	-	7	6
Secteur Autres ²⁾	(38)	(37)	(50)	(39)
Total³⁾	115 \$	86 \$	250 \$	211 \$

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 d'une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts de 173 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2022 (119 millions de dollars en 2021) et d'une perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts de 70 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2022 (96 millions de dollars en 2021).

L'incidence des variations des taux de change sur le bénéfice net au deuxième trimestre et au premier semestre de 2022 est négligeable. L'affaiblissement du dollar canadien a entraîné une hausse du bénéfice net ajusté de 7 millions de dollars au deuxième trimestre et au premier semestre de 2022 (y compris les incidences découlant des couvertures de change pour le trimestre en cours et le premier semestre de 2022 dans le secteur Autres) par rapport aux périodes correspondantes de 2021.

SURVOL DE L'ENTREPRISE ET PERSPECTIVES COMMERCIALES

Pandémie de COVID-19

Les priorités de la société restent la prestation fiable de services énergétiques essentiels pour répondre aux demandes des clients tout en préservant la santé et la sécurité de ses clients et de ses employés, ainsi que le soutien aux collectivités au sein desquelles Emera exerce ses activités. Bien que la pandémie actuelle de COVID-19 ait eu des répercussions diverses dans les zones de service où Emera exerce ses activités, sur une base consolidée, la COVID-19 ne devrait pas avoir d'incidence financière importante en 2022. Pour plus de renseignements sur la COVID-19 et ses incidences potentielles futures sur Emera et ses activités, se reporter aux rubriques « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales » et « Situation de trésorerie et sources de financement » du rapport de gestion annuel 2021 d'Emera.

Services publics d'électricité de la Floride

Le secteur Services publics d'électricité de la Floride se compose de Tampa Electric, une entreprise de services publics d'électricité réglementée et verticalement intégrée qui offre des services de production, de transport et de distribution d'électricité aux abonnés du centre-ouest de la Floride.

Tampa Electric prévoit dégager en 2022 un RCP se situant dans sa fourchette. Les nouveaux tarifs de base entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2022 devraient entraîner une hausse du bénéfice en dollars américains en 2022 par rapport à 2021. Tampa Electric prévoit que les taux de croissance de la consommation de 2022 seront semblables à ceux de 2021, ce qui reflète la croissance économique actuelle en Floride.

La convention de règlement de 2021 de Tampa Electric permet à la société de demander une augmentation des produits et du RCP en raison de l'augmentation du taux de rendement des obligations du Trésor des États-Unis à 30 ans. Le 1^{er} juillet 2022, Tampa Electric a demandé à la FPSC d'augmenter ses tarifs de base annuels de 10 millions de dollars américains et d'augmenter son RCP. S'il est approuvé, le nouveau RCP moyen sera de 10,20 pour cent, et la fourchette sera de 9,25 pour cent à 11,25 pour cent. La FPSC devrait rendre sa décision en août 2022.

Le rajustement à mi-parcours des frais de combustible demandé par Tampa Electric le 19 janvier 2022 a été approuvé le 1^{er} mars 2022. L'augmentation des tarifs, qui entrera en vigueur avec le premier cycle de facturation en avril 2022, couvre la hausse de 169 millions de dollars américains des coûts de combustible et de capacité. Elle sera répartie sur les factures des clients à compter du 1^{er} avril 2022 jusqu'en décembre 2022.

Les dépenses en immobilisations du secteur Services publics d'électricité de la Floride prévues pour 2022 sont d'environ 1,1 milliard de dollars américains (1,2 milliard de dollars américains en 2021), y compris la provision pour fonds utilisés pendant la construction (la « PFUPC »). Les projets d'investissement visent notamment la poursuite de la modernisation de la centrale électrique Big Bend, les investissements dans les projets solaires, la modernisation des réseaux électriques, les investissements visant à rendre les installations plus résistantes aux tempêtes et l'infrastructure opérationnelle.

Services publics d'électricité canadiens

Le secteur Services publics d'électricité canadiens englobe NSPI et Emera Newfoundland & Labrador Holdings Inc. (« ENL »). NSPI est un service d'électricité réglementé verticalement intégré qui fournit des services de production, de transport et de distribution d'électricité et est le principal fournisseur d'électricité aux clients de la Nouvelle-Écosse. ENL est une société de portefeuille détenant des placements en titres de capitaux propres dans NSPML et dans LIL, deux investissements dans le transport d'électricité qui sont liés à l'aménagement d'une centrale hydroélectrique de 824 MW à Muskrat Falls, située sur le cours inférieur du fleuve Churchill, au Labrador.

NSPI

NSPI prévoit dégager un RCP respectant sa fourchette autorisée en 2022 et s'attend à ce que les bénéfices soient semblables à ceux de 2021. Le temps plus chaud que la normale a eu un effet négatif sur le volume des ventes de NSPI en 2021. NSPI s'attend à ce que le volume des ventes soit supérieur à celui de 2021.

Les activités de NSPI sont actuellement régies par un plan triennal de stabilité tarifaire du combustible, qui se traduit par une augmentation tarifaire annuelle globale moyenne de 1,5 pour cent afin de recouvrer les coûts du combustible pour la période de 2020 à 2022. Les tarifs pour 2022 comprennent un montant d'environ 162 millions de dollars lié au recouvrement des coûts du lien maritime (expliqué à la rubrique « NSPML » de la section « ENL » ci-dessous).

Le 27 janvier 2022, NSPI a déposé une demande générale de hausse tarifaire (« DGHT ») auprès de la Régie, qui a été modifiée le 18 février 2022. La DGHT propose un plan de stabilité tarifaire pour les années 2022 à 2024 qui comprend des augmentations moyennes du tarif de base de 2,8 pour cent par année conformément au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible et des augmentations moyennes des prix du combustible de 0,8 pour cent par année le 1^{er} août 2022, le 1^{er} janvier 2023 et le 1^{er} janvier 2024. Les tarifs proposés entraîneraient des hausses des produits supplémentaires annualisés (tarif de base de base et prix du combustible) de 52 millions de dollars en 2022 (dont 21 millions de dollars liés à la période du 1^{er} août 2022 au 31 décembre 2022), 54 millions de dollars en 2023 et 56 millions de dollars en 2024. Le calendrier effectif de toute augmentation approuvée sera déterminé par la Régie. L'audience relative à ce dossier doit commencer en septembre 2022 et une décision de la Régie est attendue plus tard dans l'année.

La quantité d'énergie provenant de sources renouvelables a augmenté avec les obligations de livraison de Nalcor Energy (« Nalcor ») 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 compter du 15 août 2021. Nalcor est tenue de fournir à NSPI environ 900 GWh d'électricité par année pendant 35 ans. De plus, pendant les cinq premières années du bloc de la Nouvelle-Écosse, NSPI a également le droit de recevoir environ 240 GWh d'électricité additionnelle provenant du bloc d'électricité supplémentaire transmise par l'entremise du lien maritime. La mise en service définitive du projet LIL par Nalcor a connu des retards. Au cours des dernières étapes de la mise en service, il y aura des interruptions de l'approvisionnement, et tout déficit de livraison qui en résultera sera comblé à une date convenue par les sociétés. À compter de septembre 2022, NSPI aura la possibilité d'acheter de l'électricité supplémentaire au prix du marché de Nalcor dans le cadre de l'Entente d'accès à l'énergie. En vertu de l'Entente d'accès à l'énergie, Nalcor est tenue d'offrir à NSPI une moyenne minimale de 1,2 TWh d'énergie par année. Nalcor progresse vers la mise en service définitive du projet LIL en 2022.

En 2022, NSPI s'attend à investir 565 millions de dollars (388 millions de dollars en 2021), y compris la PFUPC, principalement dans des projets d'investissement visant à assurer la fiabilité du réseau, à renouveler des infrastructures hydroélectriques et à accroître la capacité renouvelable.

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. NSPI continue de collaborer avec ces deux paliers de gouvernement afin de se conformer à ces lois et règlements, en maximisant l'efficacité des mesures de contrôle des émissions et en minimisant les coûts pour les clients. NSPI prévoit que les coûts prudemment engagés pour se conformer aux lois seront recouvrables auprès des clients en vertu du cadre réglementaire qui s'applique aux activités de NSPI. NSPI est exposée à des risques liés au respect des exigences législatives en matière de climat et d'environnement, y compris le risque de non-conformité, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur les activités et le rendement financier de NSPI. Pour plus de précisions sur ces risques et les lois et règlements en matière d'environnement, se reporter aux rubriques « Risque d'entreprise et gestion du risque » et « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales — Services publics d'électricité canadiens », respectivement, du rapport de gestion annuel 2021 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 :

Au premier trimestre de 2022, NSPI a reçu les autorisations d'émissions qui lui ont été accordées pour 2022 en vertu du Règlement sur le programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse. Ces autorisations seront attribuées au cours de la période de conformité initiale de quatre ans se terminant en 2022. Outre les autorisations accordées, NSPI est autorisée à acheter jusqu'à cinq pour cent des crédits disponibles lors des ventes aux enchères provinciales ou des crédits de réserve. On prévoit que le prix des crédits de réserve sera supérieur au prix des enchères provinciales.

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

Le plan de conformité de remplacement, conformément à la réglementation portant sur les énergies renouvelables qui a été imposée par voie législative au niveau provincial, exige que NSPI réalise 40 pour cent des ventes d'électricité produites à partir de sources renouvelables pendant la période allant de 2020 à 2022. Étant donné que la livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse commencera plus tard que prévu et que d'autres interruptions de l'approvisionnement sont prévues en raison de retards dans le projet LIL, NSPI ne prévoit pas être en mesure de répondre aux exigences du plan de conformité de remplacement. La réglementation portant sur les énergies renouvelables requiert que NSPI ait agi de manière dûment diligente. S'il s'avère que NSPI n'a pas agi de manière dûment diligente, elle pourrait être soumise à une pénalité maximale de 10 millions de dollars.

ENL

Abstraction faite des coûts non recouvrables liés à NSPML, la quote-part du bénéfice de NSPML et de LIL en 2022 devrait être semblable à celle de 2021. Les investissements dans NSPML et LIL sont comptabilisés au poste « Placements assujettis à une influence notable » des bilans consolidés résumés d'Emera.

NSPML

La quote-part du bénéfice du lien maritime est tributaire du RCP approuvé et du rendement d'exploitation de NSPML. Le RCP réglementé approuvé de NSPML se situe entre 8,75 pour cent et 9,25 pour cent, d'après une moyenne de l'avoir des actionnaires ordinaires réglementé réel sur cinq trimestres pouvant atteindre 30 pour cent.

Les actifs du lien maritime sont entrés en service le 15 janvier 2018, permettant le transport de l'énergie entre Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse, ainsi qu'une fiabilité accrue et des avantages connexes, ce qui favorise l'efficacité et la fiabilité de l'énergie des deux provinces. Pour plus de précisions sur le bloc de la Nouvelle-Écosse, se reporter à la rubrique « NSPI » ci-dessus.

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

En février 2022, la Régie a rendu sa décision et son ordonnance approuvant le tarif de base demandé par NSPML d'environ 1,8 milliard de dollars, moins des coûts d'environ 9 millions de dollars (7 millions de dollars après impôts) qui n'auraient pas été recouvrables s'ils avaient été engagés par NSPI. NSPML a également reçu l'autorisation de percevoir 168 millions de dollars (172 millions de dollars en 2021) de NSPI pour le recouvrement des coûts du lien maritime en 2022. Cette somme est assujettie à une retenue mensuelle d'au plus 2 millions de dollars d'avril à décembre 2022, à la condition de recevoir au moins 90 pour cent des livraisons du bloc de la Nouvelle-Écosse, y compris les livraisons d'énergie supplémentaire, et les coûts d'énergie de remplacement.

NSPML ne prévoit pas d'investissements en immobilisations considérables en 2022 (6 millions de dollars en 2021).

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 Nalcor prévoit la mise en service définitive du projet en 2022.

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. L'investissement d'Emera en capitaux propres se chiffre actuellement à 710 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 300 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 les projets réalisés sur le cours inférieur du fleuve Churchill seront achevés.

Des revenus en trésorerie et un rendement des capitaux propres commenceront à être générés après la mise en service du projet LIL par Nalcor et, jusque-là, Emera continuera de comptabiliser un bénéfice tiré de la PFUPC.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure englobe PGS, NMGC, SeaCoast, Brunswick Pipeline et la participation non consolidée d'Emera dans M&NP. PGS est une société de distribution de gaz naturel réglementée qui assure l'approvisionnement, la distribution et la vente de gaz naturel aux abonnés de la Floride. NMGC est une société de distribution de gaz naturel intraétatique réglementée qui assure l'approvisionnement, le transport, la distribution et la vente de gaz naturel aux abonnés du Nouveau-Mexique. SeaCoast est une entreprise de transport de gaz naturel intraétatique réglementée offrant des services en Floride. Brunswick Pipeline est un gazoduc de 145 kilomètres réglementé qui achemine du gaz naturel regazéifié et liquéfié de Saint John (Nouveau-Brunswick) jusqu'aux marchés du nord-est des États-Unis.

Le bénéfice en dollars américains du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure devrait être supérieur en 2022 à celui de 2021, en raison principalement de la croissance de la clientèle et de l'annulation de l'amortissement accumulé à PGS, comme il est décrit ci-dessous.

PGS prévoit dégager un RCP respectant la fourchette approuvée en 2022 et s'attend à ce que les tarifs de base et le bénéfice en dollars américains soient supérieurs à ceux de 2021. PGS prévoit que la croissance de la consommation en 2022 sera favorable et que la croissance du volume des ventes provenant du secteur résidentiel et du secteur commercial en 2022 sera semblable à la croissance de la consommation. La convention de règlement sur les tarifs, qui a été approuvée en novembre 2020, accorde également à PGS la possibilité d'annuler un amortissement total de 34 millions de dollars américains accumulé jusqu'en 2023. Pour la période écoulée jusqu'à juin 2022, PGS a annulé un amortissement de 10 millions de dollars américains accumulé. L'annulation de l'amortissement accumulé restant devrait avoir lieu au cours des périodes 2022 et 2023.

NMGC prévoit dégager un RCP inférieur à son RCP autorisé en 2022 et s'attend à ce que les tarifs de base soient supérieurs à ceux de 2021. NMGC s'attend à ce que les taux de croissance de la consommation soient conformes aux tendances historiques.

Le 13 décembre 2021, NMGC a déposé une demande de hausse tarifaire auprès de la NMPRC pour que de nouveaux tarifs entrent en vigueur en janvier 2023. Le 20 mai 2022, NMGC a déposé une convention de règlement sans opposition auprès de la NMPRC pour obtenir une augmentation de 19 millions de dollars américains des produits de base annuels. Les tarifs proposés reflètent le recouvrement des coûts d'exploitation et des dépenses en immobilisations plus élevés dans les gazoducs et les infrastructures connexes. Une audience a eu lieu en juin 2022 et une décision de la NMPRC est attendue au quatrième trimestre de 2022.

En 2018, SeaCoast a conclu une entente d'une durée de 34 ans visant à fournir un service de transport ferme de gaz à long terme au moyen d'une dérivation de conduite de 76 cm (30 pouces) d'une longueur de 34 km (21 milles). La location de la dérivation de conduite a commencé le 1^{er} janvier 2022.

En 2022, les dépenses en immobilisations du secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure devraient s'élever à environ 485 millions de dollars américains (407 millions de dollars américains en 2021), 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 fiabilité de son système.

Autres services publics d'électricité

Le secteur Autres services publics d'électricité englobe Emera (Caribbean) Incorporated (« ECI »), société de portefeuille qui détient des entreprises de services publics d'électricité réglementées. Les entreprises réglementées d'ECI comprennent les entreprises de services publics d'électricité réglementées et verticalement intégrées de BLPC situées sur l'île de la Barbade, GBPC à l'île de Grand Bahama et une participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence de 19,5 pour cent dans Lucelec, située sur l'île de Sainte-Lucie.

Le bénéfice en dollars américains du secteur Autres services publics d'électricité devrait augmenter en 2022 par rapport à l'exercice précédent en raison de la hausse du bénéfice attribuable à l'augmentation des tarifs de base à GBPC et à BLPC et au fait que les économies locales continuent à se remettre des incidences de la COVID-19.

Le 31 mars 2022, Emera a conclu la vente de sa participation de 51,9 pour cent dans Dominica Electricity Services Ltd. (« Domlec ») pour un produit avoisinant la valeur comptable. Domlec a été incluse dans le secteur Autres services publics d'électricité au premier trimestre de 2022. La vente n'a pas eu d'incidence significative sur le bénéfice.

Le 14 janvier 2022, la GBPA a rendu sa décision concernant la demande de révision tarifaire de GBPC. La hausse approuvée des produits d'exploitation annuels de 3,5 millions de dollars américains est entrée en vigueur le 1^{er} avril 2022.

Le 4 octobre 2021, BLPC a soumis une demande générale de révision tarifaire à la FTC. La demande vise à obtenir un ajustement des tarifs et la mise en œuvre d'une structure tarifaire reflétant les coûts qui facilitera les changements attendus sur le marché de l'électricité nouvellement réformé et la transition du pays vers une production d'énergie renouvelable à 100 pour cent. L'application de dépenses en immobilisations dans les usines, les équipements et l'infrastructure connexe entraînera une augmentation des produits non liés au combustible annuels d'environ 23 millions de dollars américains une fois la demande approuvée. La demande comprend une requête pour un RCP réglementé approuvé de 12,50 pour cent, moyennant une participation autorisée de 65 pour cent dans la structure du capital. BLPC attend une décision de la FTC et de nouveaux tarifs en 2022.

En 2022, les dépenses en immobilisations du secteur Autres services publics d'électricité devraient s'élever à 65 millions de dollars américains (88 millions de dollars américains en 2021) et seront principalement engagées à l'égard de sources de production plus efficaces et plus propres, y compris les énergies renouvelables et le stockage dans des batteries.

Autres

Le secteur Autres comprend les activités commerciales qui, au cours d'un exercice normal, sont inférieures au seuil requis pour être déclarées comme un secteur distinct, ainsi que les charges et les produits de l'entreprise qui ne sont pas directement attribués aux activités des filiales et des investissements d'Emera.

Les activités d'exploitation du secteur Autres comprennent Emera Energy et Emera Technologies LLC (« ETL »). Emera Energy comprend EES, entreprise de commercialisation et de négociation d'énergie physique détenue en propriété exclusive et un placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation en coentreprise de 50,0 pour cent dans Bear Swamp, centrale hydroélectrique à réserve pompée de 633 MW située dans le nord-ouest de l'État du Massachusetts. ETL est une société technologique détenue à part entière, qui se consacre à la recherche de moyens de fournir une énergie renouvelable et résiliente aux clients.

Les éléments du siège social compris dans le secteur Autres constituent certaines fonctions touchant l'ensemble de la société, y compris la direction supérieure, la planification stratégique, les services de trésorerie, les services juridiques, l'information financière, la planification fiscale, l'expansion des activités de la société, la gouvernance d'entreprise, les relations avec les investisseurs, la gestion des risques, l'assurance, les coûts d'acquisition et les coûts liés aux cessions, les gains ou pertes sur la vente de certains actifs et les activités liées aux ressources humaines de la société. Ils comprennent les produits d'intérêts sur les financements intersociétés comptabilisés au poste « Produits intersociétés », de même que les charges d'intérêts sur la dette de la société au Canada et aux États-Unis. De plus, ils comprennent les coûts associés aux activités du siège social qui ne sont pas directement attribués aux activités des filiales et des investissements d'Emera.

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).

La perte nette ajustée du secteur Autres devrait augmenter en 2022, en raison de l'augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales du siège social découlant du calendrier de la rémunération à long terme et des couvertures connexes, du retour d'EES à sa fourchette de bénéfice habituelle, des profits de change réalisés sur les couvertures de flux de trésorerie en 2021 et des dividendes sur actions privilégiées supplémentaires. Cette baisse devrait être partiellement contrebalancée par une diminution des impôts découlant d'une perte nette plus élevée.

Aucune dépense en immobilisations importante ne devrait être engagée par le secteur Autres en 2022 (1 million de dollars en 2021).

BILANS CONSOLIDÉS – FAITS SAILLANTS

Les variations importantes survenues aux bilans consolidés résumés entre le 31 décembre 2021 et le 30 juin 2022 incluent ce qui suit :

en millions de dollars	Augmentation (diminution)	Explication
Actif		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(119) \$	Diminution attribuable à une hausse des investissements dans les immobilisations corporelles des services publics réglementés et des dividendes sur les actions ordinaires; ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et par le produit net des facilités de crédit engagées
Stocks	53	Augmentation attribuable à la hausse des prix des produits de base à Emera Energy et à une hausse des stocks de matières et de fournitures à Tampa Electric
Instruments dérivés (à court terme et à long terme)	346	Augmentation attribuable à la hausse des prix des produits de base à NSPI et à la contre-passation de contrats de 2021 à Emera Energy, en partie contrebalancées par les règlements à NSPI
Actifs réglementaires (à court terme et à long terme)	355	Augmentation résultant de l'augmentation des clauses de recouvrement des coûts à Tampa Electric, de la hausse des reports liés au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible à NSPI et de l'augmentation de l'actif réglementaire d'impôts reportés à NSPI et à Tampa Electric. Cette hausse a été partiellement contrebalancée par le recouvrement des coûts du gaz lié à l'événement hivernal de NMGC en 2021
Débiteurs et autres actifs (à court terme et à long terme)	425	Augmentation liée à l'augmentation des actifs de transport du gaz et de la garantie en trésorerie à Emera Energy, à l'augmentation des créances clients à Tampa Electric, à Emera Energy et à NSPI, au paiement anticipé requis des impôts sur les bénéfices et des intérêts connexes, ainsi qu'au calendrier des subventions provinciales en remplacement d'impôts et de taxes à NSPI
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé	670	Augmentation attribuable aux ajouts à Tampa Electric, à PGS et à NSPI, ainsi qu'à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le reclassement de la dérivation de conduite de SeaCoast au moment du début du contrat de location-vente
Investissement net dans des contrats de location selon la méthode de financement direct et des contrats de location-vente	103	Augmentation liée au début du contrat de location-vente du gazoduc à SeaCoast
Goodwill	93	Augmentation attribuable à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera

Passif et capitaux propres

Dettes à court terme et dettes à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	526	\$	Augmentation attribuable aux émissions nettes de facilités de crédit engagées à Emera et à Tampa Electric et à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera; ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par des remboursements effectués aux termes des facilités de crédit engagées à NSPI
Créditeurs	275		Augmentation attribuable à une hausse de la position de la garantie en trésorerie sur les instruments dérivés à NSPI et à l'augmentation des prix des produits de base à Emera Energy, partiellement contrebalancée par une baisse des volumes de négociation à Emera Energy en raison du caractère saisonnier des activités
Instruments dérivés (à court terme et à long terme)	388		Augmentation attribuable aux nouveaux contrats obtenus en 2022 et aux variations des positions existantes, partiellement contrebalancées par la contre-passation de contrats de 2021 à Emera Energy
Passifs réglementaires (à court terme et à long terme)	250		Augmentation découlant des reports liés aux instruments dérivés à NSPI
Autres passifs (à court terme et à long terme)	183		Augmentation attribuable aux charges comptabilisées en lien avec la conformité aux exigences en matière d'émissions à NSPI et à l'augmentation des crédits d'impôt à l'investissement liés aux projets d'énergie solaire à Tampa Electric
Actions ordinaires	267		Hausse découlant du programme d'émission d'actions ACM d'Emera et des actions émises aux termes du programme de réinvestissement des dividendes
Cumul des autres éléments du résultat global	117		Augmentation attribuable au raffermissement du dollar canadien sur la conversion des comptes des sociétés affiliées étrangères d'Emera
Bénéfices non répartis	(53)		Augmentation attribuable aux dividendes payés en excédent du bénéfice net

FAITS RÉCENTS

Nomination

Le 1^{er} juillet 2022, Michael Barrett a été nommé premier vice-président et conseiller juridique principal d'Emera. M. Barrett occupait jusqu'à ce jour le poste de conseiller juridique principal d'Emera.

Le 30 juin 2022, Bruce Marchand a été nommé directeur, Gestion des risques et durabilité d'Emera. Jusqu'à ce jour, M. Marchand assumait les fonctions de chef des services juridiques et de la conformité d'Emera.

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 les montants par action)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	663 \$	532 \$	1 173 \$	979 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	225 \$	156 \$	361 \$	284 \$
Contribution au bénéfice net consolidé	126 \$	102 \$	214 \$	167 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	161 \$	125 \$	273 \$	208 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire de base – \$ CA	0,61 \$	0,49 \$	1,04 \$	0,82 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,28 \$	1,22 \$	1,27 \$	1,24 \$

Bénéfice net

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 – 2021	102 \$	167 \$
Augmentation des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-après	131	194
Augmentation des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité – se reporter à la rubrique « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » ci-après	(69)	(77)
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable au moment des recouvrements différés au titre de clauses, à l'augmentation des coûts de transport et de distribution, des frais d'assurance et des coûts des prestations	(9)	(28)
Augmentation de la charge d'amortissement résultant d'ajouts aux installations et de la mise en service de projets de production d'énergie	(4)	(6)
Diminution du bénéfice tiré de la PFUPC découlant du calendrier de modernisation de centrales électriques et des projets d'énergie solaire	(4)	(7)
Augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices attribuable à la hausse du bénéfice avant la charge d'impôts sur les bénéfices	(17)	(25)
Autres	(4)	(4)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2022	126 \$	214 \$

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 2022 de 7 millions de dollars et 6 millions de dollars, respectivement.

Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité

Les produits tirés des ventes d'électricité ont augmenté de 131 millions de dollars pour s'établir à 663 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022, en comparaison de 532 millions de dollars au deuxième trimestre de 2021. Au premier semestre de 2022, les produits tirés des ventes d'électricité ont augmenté de 194 millions de dollars pour s'établir à 1 173 millions de dollars, en comparaison de 979 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. Les hausses enregistrées pour les deux périodes sont attribuables à l'augmentation des produits tirés de la clause de recouvrement des coûts du combustible résultant de la hausse des coûts du combustible, aux nouveaux tarifs qui sont entrés en vigueur en janvier 2022, aux conditions météorologiques favorables et à la croissance de la clientèle.

Les produits tirés des ventes d'électricité et les volumes des ventes d'électricité sont résumés dans les tableaux suivants par catégorie de clients :

Produits tirés des ventes d'électricité pour le deuxième trimestre

en millions de \$ US	2022	2021
Résidentiel	348 \$	276 \$
Commercial	170	144
Industriel	47	42
Autres ¹⁾	98	70
Total	663 \$	532 \$

1) Le poste « Autres » comprend les ventes aux autorités publiques, les ventes hors système à d'autres services publics, les produits non facturés et les reports réglementaires liés à des clauses.

Produits tirés des ventes d'électricité pour le premier semestre

en millions de \$ US	2022	2021
Résidentiel	618 \$	508 \$
Commercial	307	270
Industriel	84	79
Autres ¹⁾	164	122
Total	1 173 \$	979 \$

1) Le poste « Autres » comprend les ventes aux autorités publiques, les ventes hors système à d'autres services publics, les produits non facturés et les reports réglementaires liés à des clauses.

Volumes des ventes d'électricité pour le deuxième trimestre¹⁾

en gigawattheures (« GWh »)	2022	2021
Résidentiel	2 513	2 472
Commercial	1 575	1 525
Industriel	550	541
Autres	632	494
Total	5 270	5 032

1) Les volumes des ventes d'électricité sont calculés en fonction des heures facturées uniquement. Les GWh liés aux produits non facturés sont exclus.

Volumes des ventes d'électricité pour le premier semestre¹⁾

en GWh	2022	2021
Résidentiel	4 595	4 525
Commercial	2 950	2 850
Industriel	1 034	1 015
Autres	1 164	939
Total	9 743	9 329

1) Les volumes des ventes d'électricité sont calculés en fonction des heures facturées uniquement. Les GWh liés aux produits non facturés sont exclus.

Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité

Les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont augmenté de 69 millions de dollars pour s'établir à 225 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022, comparativement à 156 millions de dollars au deuxième trimestre de 2021, et ont augmenté de 77 millions de dollars pour s'établir à 361 millions de dollars pour le premier semestre de 2022, comparativement à 284 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. Les hausses enregistrées pour les deux périodes sont principalement attribuables à l'augmentation des prix du gaz naturel.

Volumes de production pour le deuxième trimestre en GWh

	2022	2021
Gaz naturel	4 536	4 075
Solaire	372	695
Charbon	354	351
Achats d'électricité	490	395
Total	5 752	5 516

Volumes de production pour le premier semestre en GWh

	2022	2021
Gaz naturel	8 364	7 482
Solaire	395	1 035
Charbon	774	757
Achats d'électricité	801	681
Total	10 334	9 955

Le coût moyen du combustible par mégawattheure (« MWh ») a augmenté pour s'établir à 39 \$ par MWh au deuxième trimestre de 2022, en comparaison de 28 \$ par MWh au deuxième trimestre de 2021. Au premier semestre de 2022, le coût moyen du combustible par MWh a augmenté pour s'établir à 35 \$ par MWh, comparativement à 29 \$ par MWh pour la période correspondante de 2021. Les hausses enregistrées pour les deux périodes étaient principalement attribuables à l'augmentation des prix du gaz naturel.

Services publics d'électricité canadiens

en millions de dollars (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	375 \$	341 \$	884 \$	784 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	235 \$	173 \$	538 \$	385 \$
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites ²⁾	24 \$	27 \$	51 \$	53 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	39 \$	44 \$	137 \$	132 \$
Coûts non recouvrables de NSPML	- \$	- \$	(7) \$	- \$
Contribution au bénéfice net consolidé	39 \$	44 \$	130 \$	132 \$
Contribution au résultat ajusté consolidé de base par action ordinaire	0,15 \$	0,17 \$	0,52 \$	0,52 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire	0,15 \$	0,17 \$	0,49 \$	0,52 \$

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

2) La quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites exclut des coûts non recouvrables de NSPML de 7 millions de dollars, après impôts, pour le semestre clos le 30 juin 2022 (néant en 2021).

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	
	2022	2021	2022	2021
NSPI	17 \$	18 \$	88 \$	80 \$
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans NSPML	10	14	23	27
Placement dans des sociétés satellites dans le cadre d'une participation dans LIL	12	12	26	25
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	39 \$	44 \$	137 \$	132 \$

Bénéfice net

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

en millions de dollars	Trois mois clos le 30 juin	Six mois clos le 30 juin
Contribution au bénéfice net consolidé – 2021	44 \$	132 \$
Augmentation des produits d'exploitation – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité » ci-après	34	100
Augmentation des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité – se reporter à la rubrique « Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité » ci-après	(62)	(153)
Augmentation des reports liés au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible et des reports de coûts fixes en raison du recouvrement déficitaire des coûts du combustible de la période considérée	33	75
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable à la hausse des coûts liés aux technologies de l'information et des coûts liés à la production d'électricité	(7)	(20)
Coûts non recouvrables de NSPML	-	(7)
Autres	(3)	3
Contribution au bénéfice net consolidé – 2022	39 \$	130 \$

NSPI

Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité

Les produits d'exploitation ont augmenté de 34 millions de dollars pour s'établir à 375 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022, comparativement à 341 millions de dollars au deuxième trimestre de 2021. Au premier semestre de 2022, les produits d'exploitation ont augmenté de 100 millions de dollars pour s'établir à 884 millions de dollars, comparativement à 784 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. Les hausses observées pour les deux périodes étaient principalement attribuables à la hausse du recouvrement des coûts du carburant auprès d'un client industriel ainsi qu'à l'augmentation des volumes des ventes des secteurs résidentiel et commercial.

Les produits tirés des ventes d'électricité et les volumes des ventes d'électricité sont résumés dans les tableaux suivants par catégorie de clients :

Produits tirés des ventes d'électricité pour le deuxième trimestre

en millions de dollars	2022	2021
Résidentiel	182 \$	175 \$
Commercial	97	92
Industriel	80	59
Autres	7	7
Total	366 \$	333 \$

Produits tirés des ventes d'électricité pour le premier semestre

en millions de dollars	2022	2021
Résidentiel	467 \$	434 \$
Commercial	219	206
Industriel	168	115
Autres	14	14
Total	868 \$	769 \$

Volumes des ventes d'électricité pour le deuxième trimestre

en GWh	2022	2021
Résidentiel	1 046	1 010
Commercial	680	650
Industriel	619	626
Autres	35	35
Total	2 380	2 321

Volumes des ventes d'électricité pour le premier semestre

en GWh	2022	2021
Résidentiel	2 733	2 559
Commercial	1 544	1 472
Industriel	1 220	1 198
Autres	74	78
Total	5 571	5 307

Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité

Les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont augmenté de 62 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2022 pour s'établir à 235 millions de dollars, comparativement à 173 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2021, et ont augmenté de 153 millions de dollars pour le premier semestre de 2022 pour s'établir à 538 millions de dollars, comparativement à 385 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. La hausse observée pour les deux périodes est attribuable à l'augmentation de la provision comptabilisée dans le cadre du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse, à l'augmentation du prix des marchandises et à la hausse du volume des ventes, partiellement contrebalancées par la variation de la composition des sources de production.

La provision pour le programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse s'est chiffrée à 39 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2022 (1 million de dollars en 2021) et à 112 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2022 (3 millions de dollars en 2021). Cette charge hors trésorerie à payer représente les coûts futurs estimés de l'acquisition de crédits d'émissions pour la période de conformité de 2019 à 2022. Ces coûts sont estimés en fonction des émissions prévues pour la période de conformité et sont sensibles aux changements des prévisions de Muskrat Falls à l'égard de l'énergie pour le reste de l'exercice 2022 et du profil réel des émissions.

Volumes de production pour le deuxième trimestre

en GWh	2022	2021
Charbon	674	767
Gaz naturel	440	498
Mazout et coke de pétrole	210	-
Achats d'électricité	194	287
Pétrole	-	6
Total – énergie non renouvelable	1 518	1 558
Achats d'électricité	604	518
Énergie éolienne et hydroélectricité	335	335
Biomasse	37	32
Total – énergie renouvelable	976	885
Total des volumes de production	2 494	2 443

Volumes de production pour le premier semestre

en GWh	2022	2021
Charbon	1 991	2 421
Gaz naturel	762	811
Mazout et coke de pétrole	449	206
Achats d'électricité	354	392
Pétrole	207	57
Total – énergie non renouvelable	3 763	3 887
Achats d'électricité	1 309	1 064
Énergie éolienne et hydroélectricité	766	640
Biomasse	85	69
Total – énergie renouvelable	2 160	1 773
Total des volumes de production	5 923	5 660

Le coût moyen du combustible par MWh a augmenté au deuxième trimestre de 2022 pour s'établir à 94 \$ par MWh, comparativement à 71 \$ par MWh au deuxième trimestre de 2021. Pour le premier semestre de 2022, le coût moyen du combustible par MWh a augmenté pour s'établir à 91 \$ par MWh, comparativement à 68 \$ par MWh pour la période correspondante de 2021. Cela s'explique par l'augmentation de la provision comptabilisée dans le cadre du programme de plafonnement et d'échange d'émissions de la Nouvelle-Écosse et de la hausse du prix des marchandises. La hausse a été partiellement contrebalancée par la variation de la composition des sources de production.

Le solde de l'actif réglementaire lié au mécanisme de rajustement attribuable au prix du combustible de NSPI a augmenté de 126 millions de dollars pour passer de 145 millions de dollars au 31 décembre 2021 à 271 millions de dollars au 30 juin 2022, en raison d'un recouvrement déficitaire des coûts du combustible au cours de la période considérée.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

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

en millions de \$ US (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz ¹⁾	266 \$	198 \$	664 \$	510 \$
Produits d'exploitation non réglementés	3	4	6	7
Total des produits d'exploitation	269 \$	202 \$	670 \$	517 \$
Coût réglementé du gaz naturel	116 \$	55 \$	318 \$	179 \$
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	3 \$	4 \$	7 \$	8 \$
Contribution au bénéfice net consolidé	31 \$	28 \$	92 \$	91 \$
Contribution au bénéfice net consolidé – \$ CA	39 \$	34 \$	116 \$	114 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,15 \$	0,13 \$	0,44 \$	0,45 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,28 \$	1,23 \$	1,27 \$	1,26 \$

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 2022 (12 millions de dollars en 2021) et de 23 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2022 (23 millions de dollars en 2021); toutefois, ce montant est exclu de l'analyse des produits d'exploitation tirés des ventes de gaz présentée ci-dessous.

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	
	2022	2021	2022	2021
PGS	19 \$	19 \$	49 \$	46 \$
NMGC	(2)	(2)	17	22
Autres	14	11	26	23
Contribution au bénéfice net consolidé	31 \$	28 \$	92 \$	91 \$

Bénéfice net

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 – 2021	28 \$	91 \$
Augmentation des produits d'exploitation tirés des ventes de gaz – se reporter à la rubrique « Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz » ci-après	68	154
Augmentation du coût du gaz naturel vendu – se reporter à la rubrique « Coût réglementé du gaz naturel » ci-après	(61)	(139)
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales attribuable essentiellement à la hausse des coûts de main-d'œuvre, des coûts des prestations et des coûts de sous-traitance à PGS	(3)	(10)
Diminution des frais d'amortissement découlant de l'annulation de l'amortissement cumulé à PGS, partiellement contrebalancée par des hausses attribuables à l'accroissement de l'actif	3	6
Autres	(4)	(10)
Contribution au bénéfice net consolidé – 2022	31 \$	92 \$

L'incidence de la fluctuation du taux de change sur le bénéfice en dollars canadiens pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 a été négligeable.

Produits d'exploitation – activités réglementées liées au gaz

Les produits d'exploitation tirés des activités réglementées liées au gaz ont augmenté de 68 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022 pour s'établir à 266 millions de dollars, en comparaison de 198 millions de dollars au deuxième trimestre de 2021, et ont augmenté de 154 millions de dollars au premier semestre de 2022 pour s'établir à 664 millions de dollars, en comparaison de 510 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. Les augmentations observées pour les deux périodes s'expliquent par la hausse des produits liés à la clause d'ajustement relatif au gaz acheté de PGS et de NMGC découlant des prix du gaz plus élevés et l'augmentation des produits des ventes au tarif de base à PGS attribuable à l'augmentation des ventes hors système et à la croissance de la clientèle.

Les produits tirés des ventes de gaz et les volumes des ventes de gaz sont résumés dans les tableaux suivants par catégorie de clients :

Produits tirés des ventes d'électricité pour le deuxième trimestre

en millions de \$ US	2022	2021
Résidentiel	109 \$	90 \$
Commercial	75	63
Industriel ¹⁾	16	13
Autres ²⁾	55	20
Total ³⁾	255 \$	186 \$

1) Le poste « Industriel » comprend les ventes aux producteurs d'électricité.

2) Le poste « Autres » comprend les ventes hors système à d'autres services publics et divers autres éléments.

3) Exclut des produits financiers de 12 millions de dollars provenant de Brunswick Pipeline (12 millions de dollars en 2021).

Produits tirés des ventes d'électricité pour le premier semestre

en millions de \$ US	2022	2021
Résidentiel	328 \$	262 \$
Commercial	183	153
Industriel ¹⁾	30	25
Autres ²⁾	101	47
Total ³⁾	642 \$	487 \$

1) Le poste « Industriel » comprend les ventes aux producteurs d'électricité.

2) Le poste « Autres » comprend les ventes hors système à d'autres services publics et divers autres éléments.

3) Exclut des produits financiers de 23 millions de dollars provenant de Brunswick Pipeline (23 millions de dollars en 2021).

Volumes des ventes d'électricité pour le deuxième trimestre

en millions de thermies	2022	2021
Résidentiel	53	59
Commercial	184	181
Industriel	361	356
Autres	56	40
Total	654	636

Volumes des ventes d'électricité pour le premier semestre

en millions de thermies	2022	2021
Résidentiel	244	247
Commercial	436	423
Industriel	705	723
Autres	102	87
Total	1 487	1 480

Coût réglementé du gaz naturel

Le coût réglementé du gaz naturel a augmenté de 61 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022 pour s'établir à 116 millions de dollars, comparativement à 55 millions de dollars au deuxième trimestre de 2021, et a augmenté de 139 millions de dollars au premier semestre de 2022 pour s'établir à 318 millions de dollars, comparativement à 179 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. Les augmentations enregistrées pour les deux périodes s'expliquent par la hausse des prix du gaz à PGS et à NMGC.

Le volume des ventes de gaz réparti par type est présenté dans le tableau suivant :

Volume des ventes de gaz par type pour le deuxième trimestre

en millions de thermies	2022	2021
Approvisionnement du réseau	117	100
Transport	537	536
Total	654	636

Volume des ventes de gaz par type pour le premier semestre

en millions de thermies	2022	2021
Approvisionnement du réseau	399	366
Transport	1 088	1 114
Total	1 487	1 480

Autres services publics d'électricité

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

en millions de \$ US (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 juin 2022	2021	Six mois clos les 30 juin 2022	2021
Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité	102 \$	87 \$	196 \$	161 \$
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	61 \$	44 \$	111 \$	77 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	6 \$	- \$	7 \$	6 \$
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé – \$ CA	8 \$	- \$	9 \$	7 \$
Perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché des titres de capitaux propres	(2) \$	(1) \$	(4) \$	(1) \$
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée)	4 \$	(1) \$	3 \$	5 \$
Contribution au bénéfice net consolidé (à la perte nette consolidée) – \$ CA	5 \$	(1) \$	4 \$	6 \$
Contribution au résultat ajusté consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,03 \$	- \$	0,03 \$	0,03 \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire – \$ CA	0,02 \$	- \$	0,02 \$	0,02 \$
Taux de change moyen pondéré entre le dollar canadien et le dollar américain aux fins du calcul du bénéfice net	1,28 \$	1,31 \$	1,29 \$	1,25 \$

Le tableau qui suit résume la contribution ajustée du secteur Autres services publics d'électricité :

en millions de \$ US	Trois mois clos les 30 juin 2022	2021	Six mois clos les 30 juin 2022	2021
BLPC	1 \$	- \$	3 \$	2 \$
GBPC	1	-	3	5
Autres	4	-	1	(1)
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé	6 \$	- \$	7 \$	6 \$

Si l'on ne tient pas compte de la variation découlant de la réévaluation à la valeur du marché, la contribution du secteur Autres services publics d'électricité au bénéfice net consolidé en dollars canadiens était de 8 millions de dollars pour s'établir à 8 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022, comparativement à néant au deuxième trimestre de 2021. Pour le premier semestre de 2022, la contribution en dollars canadiens a augmenté de 2 millions de dollars pour s'établir à 9 millions de dollars, comparativement à 7 millions de dollars au premier semestre de 2021. Les hausses enregistrées pour les deux périodes sont attribuables à la rétribution d'un montant de trésorerie non réclamé découlant de l'acquisition d'une participation ne donnant pas le contrôle en 2016, à l'augmentation des ventes à BLPC et à la diminution des intérêts débiteurs. L'augmentation d'un exercice à l'autre a été partiellement contrebalancée par la comptabilisation par GBPC du produit des assurances en ce qui concerne la réclamation liée à l'ouragan Dorian en 2021.

L'incidence de la fluctuation du taux de change sur le bénéfice en dollars canadiens pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 a été négligeable.

Produits d'exploitation – activités réglementées liées à l'électricité

Les produits d'exploitation ont augmenté de 15 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022 pour s'établir à 102 millions de dollars, en comparaison de 87 millions de dollars au deuxième trimestre de 2021. Pour le premier semestre de 2022, les produits d'exploitation ont augmenté de 35 millions de dollars pour s'établir à 196 millions de dollars, en comparaison de 161 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. Les hausses observées pour les deux périodes ont découlé de l'augmentation des produits liés au combustible à BLPC attribuable à la hausse des prix du combustible.

Les volumes des ventes d'électricité se sont établis à 302 GWh au deuxième trimestre de 2022, contre 306 GWh au deuxième trimestre de 2021. Pour le premier semestre de 2022, les volumes des ventes d'électricité se sont établis à 609 GWh, comparativement à 595 GWh pour la période correspondante de 2021.

Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité

Les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont augmenté de 17 millions de dollars pour s'établir à 61 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022, comparativement à 44 millions de dollars au deuxième trimestre de 2021. Pour le premier semestre de 2022, les charges liées au combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ont augmenté de 34 millions de dollars pour s'établir à 111 millions de dollars, en comparaison de 77 millions de dollars en 2021. Les hausses observées pour les deux périodes sont attribuables à la hausse des prix du combustible à BLPC.

Autres

en millions de dollars (sauf les montants par action)	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Marge sur les activités de commercialisation et de négociation ¹⁾²⁾	(2) \$	- \$	47 \$	67 \$
Autres produits d'exploitation non réglementés	3	9	10	17
Total des produits d'exploitation – activités non réglementées	1 \$	9 \$	57 \$	84 \$
Quote-part du bénéfice des placements dans des sociétés satellites	3 \$	4 \$	7 \$	11 \$
Contribution à la perte nette consolidée	(91) \$	(66) \$	(137) \$	(81) \$
Perte découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts ³⁾	(220)	(153)	(91)	(123)
Contribution au bénéfice net consolidé	(311) \$	(219) \$	(228) \$	(204) \$
Contribution au résultat ajusté consolidé de base par action ordinaire	(0,34) \$	(0,26) \$	(0,52) \$	(0,32) \$
Contribution au résultat consolidé de base par action ordinaire	(1,18) \$	(0,86) \$	(0,87) \$	(0,80) \$

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 307 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2022 (perte de 205 millions de dollars en 2021) et une perte de 117 millions de dollars pour le premier semestre de 2022 (perte de 167 millions de dollars pour 2021).

3) Déduction faite d'un recouvrement de 91 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2022 (recouvrement de 62 millions de dollars en 2021) et d'un recouvrement de 37 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2022 (recouvrement de 49 millions de dollars en 2021).

Le tableau qui suit résume la contribution au bénéfice net ajusté consolidé du secteur Autres :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Emera Energy	(6) \$	(1) \$	21 \$	42 \$
Siège social – se reporter à la répartition de la contribution ajustée ci-dessous	(79)	(61)	(146)	(115)
Emera Technologies	(5)	(3)	(10)	(6)
Autres	(1)	(1)	(2)	(2)
Contribution au bénéfice net ajusté consolidé (à la perte nette consolidée)	(91) \$	(66) \$	(137) \$	(81) \$

Bénéfice net

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

en millions de dollars	Trois mois clos le 30 juin	Six mois clos le 30 juin
Contribution à la perte nette consolidée – 2021	(219) \$	(204) \$
Baisse de la marge sur les activités de commercialisation et de négociation – se reporter à la rubrique « Emera Energy »	(2)	(20)
Augmentation des charges d'exploitation et d'entretien et charges générales du siège social, avant impôts, découlant principalement du calendrier de la rémunération à long terme et des couvertures connexes	(4)	(19)
Augmentation de la perte de change, avant impôts, attribuable principalement aux profits réalisés sur les couvertures de flux de trésorerie de 2021	(11)	(13)
Augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices principalement attribuable à la hausse des pertes avant la charge d'impôts sur les bénéfices	5	17
Augmentation des dividendes sur les actions privilégiées attribuable à l'émission d'actions privilégiées aux deuxième et troisième trimestres de 2021	(4)	(9)
Augmentation, d'un trimestre à l'autre, des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché après impôts en raison principalement de la hausse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel en 2022 et des variations des positions existantes; cette augmentation est partiellement contrebalancée par la reprise des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie de change de 2021. Diminution des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché, après impôts, d'un exercice à l'autre, en raison principalement de la reprise plus importante des pertes découlant de la réévaluation à la valeur du marché en 2022 et de la reprise des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie de change de 2021; cette diminution est partiellement contrebalancée par la hausse de l'amortissement des actifs de transport du gaz naturel et par les variations des positions existantes en 2022 à Emera Energy	(67)	32
Autres	(9)	(12)
Contribution à la perte nette consolidée – 2022	(311) \$	(228) \$

Emera Energy

La marge sur les activités de commercialisation et de négociation a diminué de 2 millions de dollars pour représenter une perte de 2 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2022, en comparaison de néant au deuxième trimestre de 2021. Les prix du gaz naturel ont été sensiblement plus élevés au deuxième trimestre de 2022 qu'au deuxième trimestre de 2021; toutefois, les conditions météorologiques ont été moins favorables, ce qui a réduit les possibilités.

Pour le premier semestre de 2022, la marge sur les activités de commercialisation et de négociation a diminué de 20 millions de dollars pour s'établir à 47 millions de dollars, comparativement à 67 millions de dollars pour la période correspondante de 2021, en raison de la tempête hivernale Uri de 2021, ce qui a donné lieu à un accroissement de la marge.

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	
	2022	2021	2022	2021
Charges d'exploitation ¹⁾	21 \$	17 \$	36 \$	17 \$
Intérêts débiteurs	68	66	133	134
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(24)	(21)	(45)	(39)
Dividendes sur actions privilégiées	15	11	31	22
Autres ²⁾	(1)	(12)	(9)	(19)
Perte nette ajustée du siège social	(79) \$	(61) \$	(146) \$	(115) \$

1) Le poste « Charges d'exploitation » comprend les charges d'exploitation et d'entretien et charges générales ainsi que l'amortissement. En 2021, les charges d'exploitation ont été contrebalancées par des variations de la rémunération à long terme. La valeur de la rémunération à long terme et les couvertures connexes subissent l'incidence des variations du cours de l'action d'Emera à la clôture de la période.

2) Le montant inscrit pour 2021 tient compte de profits de change réalisés de 5 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2021 et de 9 millions pour le premier semestre de 2021 sur des couvertures de flux de trésorerie visant à atténuer le risque lié au bénéfice en monnaies étrangères. Aucun gain n'a été constaté 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.

Pour plus de renseignements sur la COVID-19 et ses incidences potentielles futures sur Emera et sur sa situation de trésorerie et ses sources de financement, se reporter aux rubriques « Survol de l'entreprise et perspectives commerciales » et « Situation de trésorerie et sources de financement » du rapport de gestion annuel 2021 d'Emera.

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 8,4 milliards de dollars pour la période de 2022 à 2024 (ce qui comprend un investissement en capitaux propres de 240 millions de dollars dans le projet LIL en 2022) et qui présente un potentiel d'investissements en immobilisations supplémentaires de 1 milliard de dollars au cours de la même période. 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 régime de réinvestissement des dividendes 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 3,8 milliards de dollars, dont environ 1,2 milliard de dollars étaient non prélevés et disponibles au 30 juin 2022. Au 30 juin 2022, la société détenait un solde de trésorerie de 296 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 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 trimestres clos les 30 juin 2022 et 2021 comprennent :

en millions de dollars	2022	2021	Variation
Trésorerie et équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à l'ouverture de la période	417 \$	254 \$	163 \$
Liés à ce qui suit :			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement	746	684	62
Variation du fonds de roulement	(73)	(53)	(20)
Activités d'exploitation	673 \$	631 \$	42 \$
Activités d'investissement	(1 030)	(993)	(37)
Activités de financement	238	320	(82)
Incidence des taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions	(2)	(5)	3
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à la clôture de la période	296 \$	207 \$	89 \$

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont augmenté de 42 millions de dollars pour s'établir à 673 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2022, comparativement à 631 millions de dollars pour la période correspondante de 2021.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement ont augmenté de 62 millions de dollars. Cette augmentation est attribuable essentiellement au report des coûts du gaz à NMGC en 2021 qui a résulté de l'épisode de froid extrême et à la hausse des produits à Tampa Electric et à NSPI. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par des recouvrements déficitaires sur des coûts liés à une clause attribuable surtout à une hausse des prix du gaz naturel à Tampa Electric et à PGS et à une augmentation des charges liées au combustible pour la production d'électricité et l'achat d'électricité à NSPI.

Les variations du fonds de roulement ont entraîné une diminution de 20 millions de dollars des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation d'un exercice à l'autre. Cette diminution est attribuable aux variations défavorables des positions de la garantie en trésorerie sur les instruments dérivés à Emera Energy, aux variations défavorables des débiteurs à NSPI et à Tampa Electric et au paiement anticipé exigé d'impôts sur les bénéfices et des intérêts connexes à NSPI. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les variations favorables des positions de la garantie en trésorerie à NSPI et au calendrier des règlements à Emera Energy.

Flux de trésorerie provenant des activités d'investissement

Les flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 37 millions de dollars, s'établissant à 1 030 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2022, en comparaison de 993 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. L'augmentation s'explique par une hausse des dépenses en immobilisations en 2022.

Les dépenses en immobilisations, y compris la PFUPC, se sont élevées à 1 065 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2022, contre 1 026 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. Les dépenses en immobilisations par secteur pour 2022 se détaillent comme suit :

- 586 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité de la Floride (560 millions de dollars en 2021);
- 196 millions de dollars pour le secteur Services publics d'électricité canadiens (156 millions de dollars en 2021);
- 250 millions de dollars pour le secteur Services publics de gaz naturel et infrastructure (257 millions de dollars en 2021);
- 31 millions de dollars pour le secteur Autres services publics d'électricité (51 millions de dollars en 2021);
- 2 millions de dollars pour le secteur Autres (2 millions de dollars en 2021).

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie nets provenant des activités de financement ont diminué de 82 millions de dollars, s'établissant à 238 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2022, comparativement à 320 millions de dollars pour la période correspondante de 2021. Cette diminution est attribuable au produit net tiré de l'émission de titres de créance à long terme à Tampa Electric, à PGS et à NMGC en 2021 et à l'émission d'actions privilégiées en 2021. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le remboursement de la dette à long terme à Emera, à Tampa Electric et à NMGC en 2021, à la diminution des remboursements nets sur la dette à court terme à Tampa Electric et à PGS ainsi qu'à la diminution des remboursements nets sur les facilités de crédit engagées à Emera.

Obligations contractuelles

Au 30 juin 2022, 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	2022	2023	2024	2025	2026	Par la suite	Total
Capital de la dette à long terme	442 \$	590 \$	949 \$	503 \$	3 574 \$	9 542 \$	15 600 \$
Obligations liées au paiement des intérêts ¹⁾	330	616	606	584	494	6 664	9 294
Transport ²⁾	310	512	426	357	326	2 680	4 611
Achat d'électricité ³⁾	180	232	245	239	230	2 366	3 492
Approvisionnement en combustible et en gaz naturel et stockage	651	396	204	139	34	-	1 424
Projets d'investissement	388	220	83	1	-	-	692
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	7	7	2	2	1	409	428
Ententes de service à long terme ⁴⁾	47	60	58	42	36	94	337
Obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ⁵⁾	16	38	34	33	33	168	322
Engagements au titre des placements dans des sociétés satellites ⁶⁾	240	-	-	-	-	-	240
Contrats de location et autres ⁷⁾	6	15	14	12	5	117	169
Gestion axée sur la demande	24	1	1	1	-	-	27
Créances à long terme	2	5	-	-	-	-	7
	2 643 \$	2 692 \$	2 622 \$	1 913 \$	4 733 \$	22 040 \$	36 643 \$

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 2022, 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 140 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) Maintenance de certains équipements de production d'électricité, services liés à une centrale électrique et ententes d'exploitation portant sur des éoliennes, gestion en sous-traitance du matériel informatique et des infrastructures de communications de la société et gestion de la végétation.

5) 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.

6) Emera s'est engagée à fournir un apport en capital dans LIL lors de sa mise en service.

7) Comprend des contrats de location-exploitation visant des bâtiments, des terrains, des services de télécommunications et des wagons de train, des droits de transport et des engagements au titre des investissements.

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 publié sa décision et son ordonnance du conseil approuvant les tarifs demandés par NSPML, représentant environ 1,8 milliard de dollars, et la perception de 168 millions de dollars de NSPI pour le recouvrement des coûts du lien maritime en 2022. 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.

Une fois que le projet LIL aura été mis en service, 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.

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 à partir du 15 août 2021, date à laquelle l'obligation de livraison du bloc de la Nouvelle-Écosse a débuté, et ce, pendant 50 ans. Au fur et à mesure que les droits de transport sont contractés, les obligations sont ajoutées dans la rubrique « Contrats de location et autres » dans le tableau ci-dessus.

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 2021, les principales mises à jour étant indiquées ci-dessous :

La société détient des lettres de crédit et de cautionnement d'un montant de 111 millions de dollars américains (148 millions de dollars américains au 31 décembre 2021) de tiers qui ont accordé un crédit à Emera et à ses filiales. Ces lettres de crédit et de cautionnement ont habituellement une durée de un an et elles sont renouvelées chaque année, au besoin.

Emera Inc. a émis une garantie de 66 millions de dollars américains relativement à des billets en circulation d'ECI. Cette garantie prendra automatiquement fin à la date à laquelle les obligations auront été remboursées en totalité.

TECO Energy a émis une garantie en lien avec les obligations d'exécution de SeaCoast en vertu d'une entente de services ferme, qui expire le 31 décembre 2055, sous réserve de deux périodes de prolongation au choix de la contrepartie, dont la date d'échéance définitive est le 31 décembre 2071. La garantie porte sur un montant maximal potentiel de 13 millions de dollars américains si SeaCoast ne paie pas ou ne remplit pas ses obligations en vertu de l'entente de services ferme. Si les cotes d'emprunt à long terme de premier rang non garanti de TECO Energy étaient abaissées sous le niveau de la catégorie investissement par Moody's ou S&P, TECO Energy serait tenue de fournir une garantie de substitution d'une société affiliée ayant une notation de crédit de qualité ou une lettre de crédit, ou d'effectuer un versement en trésorerie de 13 millions de dollars américains.

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.

en millions de dollars	Échéances	Facilités de crédit	Portion prélevée	Portion non prélevée et disponible
Emera – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Juin 2026	900 \$	540 \$	360 \$
TEC (en dollars américains) – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie ¹⁾	Décembre 2026	800	471	329
NSPI – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Décembre 2026	600	322	278
TEC (en dollars américains) – Facilité de crédit non renouvelable non garantie ²⁾	Décembre 2022	500	500	-
Emera – Facilité non renouvelable non garantie	Décembre 2022	400	400	-
TECO Finance (en dollars américains) – Facilité de crédit renouvelable engagée non garantie	Décembre 2026	400	275	125
NMGC (en dollars américains) – Facilité de crédit renouvelable non garantie	Décembre 2026	125	23	102
NMGC (en dollars américains) – Facilité non renouvelable non garantie	Septembre 2022	80	80	-
Autre (en dollars américains) – Facilités de crédit renouvelables engagées non garanties	Diverses	21	9	12

1) Cette facilité peut être utilisée par Tampa Electric et par PGS. Au 30 juin 2022, Tampa Electric avait prélevé une tranche de 373 millions de dollars américains sur cette facilité et PGS avait prélevé une tranche de 98 millions de dollars américains.

2) Cette facilité peut être utilisée par Tampa Electric et par PGS. Au 30 juin 2022, Tampa Electric avait prélevé une tranche de 400 millions de dollars américains sur cette facilité et PGS avait prélevé une tranche de 100 millions de dollars américains.

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 2022.

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 12 juillet 2022, TEC a réalisé une émission de billets de premier rang de 600 millions de dollars américains. L'émission comprenait des billets de premier rang de 300 millions de dollars américains portant intérêt à un taux de 3,875 pour cent et arrivant à échéance le 12 juillet 2024, et des billets de premier rang de 300 millions de dollars américains portant intérêt à un taux de 5 pour cent et arrivant à échéance le 15 juillet 2052. Le produit tiré de cette émission a été affecté au remboursement d'un papier commercial de TEC, d'un montant de 470 millions de dollars américains, arrivant à échéance en 2022, et pour les frais généraux de la société. Ce papier commercial a été inclus dans la dette à long terme le 30 juin 2022.

Services publics d'électricité canadiens

Le 15 juillet 2022, NSPI a conclu une facilité à terme non renouvelable de 400 millions de dollars qui arrive à échéance le 15 juillet 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 aux taux des acceptations bancaires ou au taux préférentiel pour les avances, majoré d'une marge. Le produit tiré de cette émission sera affecté aux frais généraux de la société.

Autres services publics d'électricité

Le 25 mars 2022, ECI a modifié ses obligations à taux variable avec amortissement afin de prolonger l'échéance du 25 mars 2022 au 25 mars 2027.

Services publics de gaz naturel et infrastructure

Le 30 juin 2022, Brunswick Pipeline a modifié sa convention de crédit pour en prolonger l'échéance du 30 juin 2025 au 30 juin 2026. Aucune autre modification n'a été apportée aux modalités commerciales.

Autres

Le 2 août 2022, Emera a conclu une facilité à terme non renouvelable de 400 millions de dollars qui arrive à échéance le 2 août 2023. 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 aux taux des acceptations bancaires ou au taux préférentiel pour les avances, majoré d'une marge. Le produit tiré de cette émission sera affecté aux frais généraux de la société.

Cotes de crédit

Le 2 juin 2022, Moody's Investor Services a confirmé la note Baa1 attribuée à l'émetteur de TECO Finance. Moody's a également confirmé la note A3 attribuée à l'émetteur de TECO et a modifié la perspective, la faisant passer de positive à stable.

Informations sur les actions en circulation

Actions ordinaires

	Millions d'actions	Millions de dollars canadiens
Émises et en circulation :		
Solde au 31 décembre 2021	261,07	7 242 \$
Émission d'actions ordinaires aux termes du programme ACM ¹⁾	2,08	128
Émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, déduction faite des escomptes	2,17	128
Options exercées aux termes d'un régime d'options d'achat d'actions à l'intention des cadres supérieurs	0,20	11
Solde au 30 juin 2022	265,52	7 509 \$

1) Au deuxième trimestre de 2022, 1 158 768 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 62,64 \$ l'action, pour un produit brut de 73 millions de dollars (72 millions de dollars déduction faite des frais d'émission après impôts). Au cours du semestre clos le 30 juin 2022, 2 078 868 actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM d'Emera au prix moyen de 61,83 \$ l'action, pour un produit brut de 129 millions de dollars (128 millions de dollars déduction faite des frais d'émission après impôts). Au 30 juin 2022, une limite de ventes brutes globale de 328 millions de dollars était toujours disponible aux fins d'émission aux termes du programme ACM.

Au 5 août 2022, 265,8 millions d'actions ordinaires étaient émises et en circulation.

Si toutes les options d'achat d'actions en cours avaient été converties au 5 août 2022, 2,9 millions d'actions ordinaires supplémentaires seraient émises et en circulation.

Actions privilégiées

Au 5 août 2022, 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.

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 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 43 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2022 (36 millions de dollars en 2021) et 77 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2022 (64 millions de dollars en 2021). 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 2 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2022 (3 millions de dollars en 2021) et à 6 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2022 (10 millions de dollars en 2021).

Au 30 juin 2022 et au 31 décembre 2021, 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 DES RISQUES 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 2021.

Effets des opérations de couverture constatés dans le bénéfice net

La société a constaté les gains liés à la partie efficace des relations de couvertures sous les postes suivants :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Intérêts débiteurs nets	- \$	- \$	1 \$	- \$
Gains nets liés aux dérivés efficaces	- \$	- \$	1 \$	- \$

Éléments réglementaires constatés dans les bilans

Les bilans de la société comportent les catégories suivantes pour ce qui est des dérivés faisant l'objet d'un report réglementaire :

en millions de dollars	Au 30 juin 2022	Au 31 décembre 2021
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	436 \$	237 \$
Actifs réglementaires (actifs à court terme et autres)	33	23
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme)	(21)	(20)
Passifs réglementaires (passifs à court terme et à long terme)	(447)	(241)
Actif (passif) net	1 \$	(1) \$

Effets du report réglementaire constatés dans le bénéfice net

La société a constaté les gains nets (pertes nettes) lié(e)s aux dérivés faisant l'objet d'un report réglementaire de la façon suivante :

en millions de dollars	2022	Trois mois clos les 30 juin 2021	2022	Six mois clos les 30 juin 2021
Combustible réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité ¹⁾	27 \$	(7) \$	91 \$	(4) \$
Gains nets	27 \$	(7) \$	91 \$	(4) \$

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.

Éléments DFT constatés dans les bilans

Le bilan de la société comporte les catégories suivantes pour ce qui est des dérivés DFT :

en millions de dollars	Au 30 juin 2022	Au 31 décembre 2021
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	202 \$	53 \$
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et à long terme)	(1 044)	(662)
Passifs	(842) \$	(609) \$

Éléments DFT constatés dans le bénéfice net

La société a constaté les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s suivants à l'égard des dérivés DFT dans le bénéfice net :

en millions de dollars	2022	Trois mois clos les 30 juin 2021	2022	Six mois clos les 30 juin 2021
Produits d'exploitation non réglementés	(258) \$	(120) \$	(68) \$	9 \$
Combustible non réglementé pour la production d'électricité et l'achat d'électricité	-	-	-	1
(Pertes nettes) gains nets	(258) \$	(120) \$	(68) \$	10 \$

Autres dérivés constatés dans les bilans

Le bilan de la société comporte les catégories suivantes pour ce qui est des autres dérivés :

en millions de dollars	Au 30 juin 2022	Au 31 décembre 2021
Actifs liés aux instruments dérivés (actifs à court terme et autres)	9 \$	11 \$
Passifs liés aux instruments dérivés (passifs à court terme et autres)	(5)	-
Actifs	4 \$	11 \$

Autres dérivés constatés dans le bénéfice net

La société a constaté dans le bénéfice net les gains (pertes) suivants liés aux autres dérivés :

en millions de dollars	Trois mois clos les 30 juin 2022	Trois mois clos les 30 juin 2021	Six mois clos les 30 juin 2022	Six mois clos les 30 juin 2021
Charges d'exploitation et d'entretien et charges générales	(5) \$	1 \$	(9) \$	6 \$
Autres produits nets	-	2	1	3
Total des (pertes) gains	(5) \$	3 \$	(8) \$	9 \$

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 2022 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 n'a été apportée aux CIIF de la société au cours du trimestre clos le 30 juin 2022 qui 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 dans 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 2021 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 2022	T1 2022	T4 2021	T3 2021	T2 2021	T1 2021	T4 2020	T3 2020
Produits d'exploitation	1 380 \$	2 015 \$	1 868 \$	1 148 \$	1 137 \$	1 612 \$	1 537 \$	1 163 \$
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(67) \$	362 \$	324 \$	(70) \$	(17) \$	273 \$	273 \$	84 \$
Bénéfice net ajusté	156 \$	242 \$	168 \$	175 \$	137 \$	243 \$	188 \$	166 \$
Résultat de base par action ordinaire	(0,25) \$	1,38 \$	1,24 \$	(0,27) \$	(0,07) \$	1,08 \$	1,09 \$	0,34 \$
Résultat dilué par action ordinaire	(0,25) \$	1,38 \$	1,20 \$	(0,27) \$	(0,07) \$	1,08 \$	1,08 \$	0,34 \$
Résultat ajusté de base par action ordinaire	0,59 \$	0,92 \$	0,64 \$	0,68 \$	0,54 \$	0,96 \$	0,75 \$	0,67 \$

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.