



COMMUNIQUÉ

Enbridge annonce des résultats financiers records pour 2024, confirme ses prévisions financières pour 2025 et met en œuvre ses priorités commerciales

CALGARY (ALBERTA), le 14 février 2025 /CNW/ – Enbridge Inc. (« Enbridge » ou la « société ») (TSX : ENB) (NYSE : ENB) a annoncé aujourd'hui ses résultats financiers pour le quatrième trimestre de 2024, a confirmé ses prévisions financières pour 2025 et a présenté un compte rendu trimestriel.

Points saillants

(Tous les montants sont non audités et sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. L'astérisque () signale une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».)*

- Bénéfice conforme aux PCGR de 5,1 G\$, ou 2,34 \$ par action ordinaire, pour l'exercice, comparativement à un bénéfice conforme aux PCGR de 5,8 G\$, ou 2,84 \$ par action ordinaire, en 2023
- Bénéfice ajusté* de 6,0 G\$, ou 2,80 \$ par action ordinaire*, pour l'exercice, comparativement à 5,7 G\$, ou 2,79 \$ par action ordinaire, en 2023
- Bénéfice ajusté avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA »)* de 18,6 G\$, pour l'exercice, soit une hausse de 13 %, comparativement à 16,5 G\$ en 2023
- Rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 12,6 G\$, pour l'exercice, comparativement à 14,2 G\$ en 2023
- Flux de trésorerie distribuables (« FTD »)* de 12,0 G\$, pour l'exercice, soit une hausse de 6 %, comparativement à 11,3 G\$ en 2023
- Atteinte des prévisions financières pour la 19^e année consécutive, ce qui démontre la stabilité et la prévisibilité des activités d'Enbridge
- Augmentation du dividende trimestriel de 3,0 % en 2025, pour le porter à 0,9425 \$ par action (dividende annualisé de 3,77 \$), soit une hausse annuelle pour la 30^e année d'affilée
- Conclusion d'un règlement de principe avec les clients d'Algonquin Gas Transmission LLC (« Algonquin ») et de Maritimes & Northeast Pipeline (« M&N U.S. »)
- Annonce d'une entente définitive en vue de la vente de notre participation minoritaire dans East-West Tie Limited Partnership pour un produit de 129 M\$
- Signature d'une lettre d'intention avec le gouvernement de l'Alberta pour évaluer les possibilités d'accélérer les ajouts de capacité du réseau d'oléoducs d'Enbridge
- Mise en service, dans les quatre secteurs d'activité, de projets de croissance interne d'une valeur de 5 G\$ en 2024
- Approbation de nouveaux projets de croissance interne d'une valeur de 8 G\$ en 2024

COMMENTAIRE DU CHEF DE LA DIRECTION

Greg Ebel, président et chef de la direction, a formulé les commentaires suivants :

« Pour Enbridge, 2024 a été une année historique. Nous avons terminé l'acquisition de trois des plus importants services publics gaziers aux États-Unis (les « Acquisitions ») en contrepartie de 19 G\$, nous avons rehaussé notre dividende pour une 30^e année consécutive et nous avons affiché un BAIIA et des FTD par action records pour la 19^e année d'affilée au cours de laquelle nous avons atteint ou dépassé nos prévisions financières. Le rendement d'exploitation et la performance financière d'Enbridge tout au long de l'année ont contribué à générer un rendement annuel total de 37 % pour les investisseurs, et l'exercice 2025 est prometteur. Notre modèle d'entreprise à faible risque continue de produire des résultats prévisibles et des rendements stables pour les actionnaires, et l'incidence des tarifs proposés sur les importations d'énergie aux États-Unis ne devrait pas être significative pour les prévisions financières d'Enbridge. Je tiens également à remercier nos employés dévoués et assidus qui, une fois de plus, se sont montrés à la hauteur des attentes de nos clients, des collectivités et de nos investisseurs en 2024.

« Dans le secteur Oléoducs, les volumes du réseau principal ont surpassé nos prévisions pour s'établir en moyenne à 3,1 millions de barils par jour, et la répartition sur le réseau est maintenue depuis novembre. La croissance de la production dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») a accéléré les discussions avec les clients en vue d'élargir le réseau principal et le réseau Express-Platte. De plus, nous avons signé une lettre d'intention avec le gouvernement de l'Alberta pour évaluer les possibilités futures d'accélérer davantage l'expansion de notre réseau. Au sud, nos réseaux du bassin permien, du milieu du continent et de la côte américaine du golfe continuent d'être très utilisés. En 2024, nous avons transporté des volumes records par l'intermédiaire du centre énergétique Ingleside d'Enbridge (l'« EIEC ») et sur le pipeline Gray Oak. Nous avons déjà commencé à accroître la capacité de ces deux actifs, et nous venons tout juste de terminer l'intégration à l'EIEC de deux quais maritimes supplémentaires achetés en 2024. Cette acquisition devrait doubler le nombre de fenêtres de chargement de très gros pétroliers au terminal et renforcer la position de l'EIEC en tant que principale installation d'exportation d'énergie dans la région de la côte du golfe.

« Dans le secteur Transport de gaz, nous avons approuvé le projet Tennessee Ridgeline qui prévoit l'expansion, au coût de 1,1 G\$ US, du réseau d'East Tennessee Natural Gas, pour assurer la livraison de gaz naturel à la Tennessee Valley Authority afin de soutenir une centrale au gaz de 1,5 GW. Au Texas, nous avons également annoncé deux investissements relatifs dans le bassin permien, ce qui a permis d'obtenir des participations dans le pipeline Whistler, le pipeline ADCC, Waha Gas Storage LLC et le pipeline Blackcomb récemment approuvé. Toujours dans le bassin permien, nous avons fait l'acquisition d'une participation de 15 % dans le réseau pipelinier de Delaware Basin Residue, une conduite d'alimentation principale du pipeline Whistler, qui permet d'étendre la chaîne de valeur du gaz naturel d'Enbridge plus profondément dans le bassin. Dans la région du golfe, nous avons approuvé deux nouveaux projets pour desservir l'aménagement du projet Kaskida de BP Exploration & Production Company et l'aménagement du projet Sparta de Shell et d'Equinor. Ces projets devraient contribuer à prolonger notre croissance jusqu'à la fin de la présente décennie et sont conçus pour accueillir les raccordements provenant de nouvelles découvertes dans la région.

« Dans le secteur Distribution de gaz, nous avons réalisé l'acquisition de trois des plus importantes sociétés de distribution de gaz aux États-Unis, pour un montant de 19 G\$, ce qui représente une occasion sans pareille. Cette transaction fait d'Enbridge le propriétaire de la plus importante entreprise de services publics de gaz naturel en Amérique du Nord et complète notre modèle d'affaires à faible risque actuel. Chacun des services publics est bien positionné pour répondre à la demande croissante de gaz naturel en Amérique du Nord. Dans le cadre des Acquisitions, nous avons ajouté deux grands projets à notre carnet de projets garantis, situés tous deux en Caroline du Nord. Le premier, le centre énergétique Moriah, une installation de gaz naturel liquéfié d'une capacité de 2 Gpi³, dans le comté de Person,

rehaussera la fiabilité pour notre clientèle de plus en plus nombreuse. Le second, le projet de fiabilité T-15, raccordera Enbridge North Carolina à la centrale alimentée au gaz de Roxboro de 1,4 GW de Duke Energy. Nous continuons d'évaluer activement les occasions dans l'ensemble de notre portefeuille de services publics pour répondre à la demande croissante d'énergie.

« Dans le secteur de l'énergie renouvelable, nous avons tiré parti de la baisse des coûts des panneaux solaires et d'une forte demande pour les conventions d'achat d'énergie (« CAE ») renouvelable. Nous avons sanctionné environ 1 200 MW nets dans le cadre de trois projets qui sont appuyés par des CAE à long terme avec Amazon, AT&T et Toyota. La totalité de cette capacité devrait être entièrement en service en 2026, et une capacité de plus de 200 MW est déjà en exploitation. Les fenêtres de construction courtes et les incitatifs fiscaux favorables permettent à Enbridge d'investir des capitaux très efficaces pour procurer un rendement intéressant en cycle rapide. Nous avons également maintenu notre feuille de route en matière de recyclage régulier du capital et nous avons annoncé la vente de notre participation dans la ligne de raccordement Est-Ouest à un multiple de la valeur d'entreprise au BAIIA (2024) de 17 fois.

« À l'avenir, nous continuerons de respecter nos priorités de longue date en matière d'attribution des capitaux. Chaque décision stratégique repose sur un bilan solide, des rendements croissants pour les actionnaires et une gestion disciplinée du capital. Notre envergure et notre diversification, combinées à notre présence actuelle et à notre modèle d'affaires à faible risque, continuent d'offrir des avantages concurrentiels alors que la demande de toutes les formes d'énergie atteint de nouveaux sommets en Amérique du Nord. Nous continuerons de financer à même nos capitaux des projets attrayants d'énergie conventionnelle et renouvelable ajustés au risque. Dans leur ensemble, ces efforts placent la société sur la voie du succès à long terme, ce qui fait d'Enbridge un investissement de premier choix. »

SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS

Les résultats financiers des trimestres et des exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023 sont résumés dans le tableau ci-après :

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action; nombre d'actions en millions)</i>				
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires conforme aux PCGR	493	1 726	5 053	5 839
Bénéfice par action ordinaire conforme aux PCGR	0,23	0,81	2,34	2,84
Rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	3 662	3 812	12 600	14 201
BAIIA ajusté ¹	5 130	4 107	18 620	16 454
Bénéfice ajusté ¹	1 640	1 363	6 037	5 743
Bénéfice ajusté par action ordinaire ¹	0,75	0,64	2,80	2,79
Flux de trésorerie distribuables ¹	3 074	2 732	11 991	11 267
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	2 178	2 126	2 155	2 056

¹ Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires conforme aux PCGR a diminué de 1,2 G\$, ou 0,58 \$ par action, au quatrième trimestre de 2024, par rapport à la période correspondante de 2023. Cette baisse est principalement attribuable aux variations hors trésorerie latentes de la valeur des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change, le risque de taux d'intérêt et le risque lié au prix des marchandises et à l'absence en 2024 de gains hors trésorerie comptabilisés en raison de la fin de l'application de la comptabilité relative aux activités à tarifs réglementés pour le pipeline Southern Lights. Ces répercussions négatives ont été partiellement compensées par la diminution des pertes de valeur liées à certains projets d'immobilisations, des coûts en capital et des soldes des régimes de retraite au quatrième trimestre de 2023 en raison de la décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») concernant la phase 1, ainsi que par les facteurs de rendement opérationnel trimestriels dont il est question ci-dessous.

Pour l'exercice 2024, le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires conforme aux PCGR a diminué de 786 M\$ en raison des facteurs susmentionnés. Ces incidences négatives ont été en partie annulées par un gain lié à la cession de participations dans le pipeline Alliance et dans Aux Sable ainsi que par l'absence, en 2024, d'une perte réalisée attribuable à la résiliation des couvertures de change liées à l'entente de tarification concurrentielle et des facteurs de rendement opérationnel annuels décrits ci-après.

La comparabilité d'une période à l'autre du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires conforme aux PCGR est soumise à l'incidence de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, qui sont indiqués dans le tableau présentant le rapprochement joint à l'annexe A du présent communiqué. Il y a lieu de consulter le rapport de gestion annuel de 2024 de la société, déposé de concert avec les états financiers de l'exercice pour un commentaire détaillé sur les résultats financiers conformes aux PCGR.

Au quatrième trimestre de 2024, le BAIIA ajusté a augmenté de 1,0 G\$ comparativement à celui de la période correspondante de 2023. Cette hausse découle avant tout de l'apport des Acquisitions, de l'augmentation des droits sur le réseau principal découlant des hausses tarifaires annuelles, de la baisse des coûts d'électricité pour le réseau principal, de la conclusion de contrats favorables et de la diminution des frais d'exploitation pour nos actifs de transport de gaz aux États-Unis, de l'augmentation des charges de distribution découlant de la majoration des tarifs et de l'élargissement de la clientèle d'Enbridge Gas Ontario, de l'apport accru de la production d'énergie renouvelable attribuable à des crédits d'impôt à l'investissement et de l'incidence de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen supérieur en 2024, comparativement à 2023. Ces facteurs ont été annulés en partie par la diminution du débit sur le réseau principal, la baisse des volumes non visés par des engagements sur le pipeline Flanagan Sud et l'absence de l'apport d'Alliance Pipeline et d'Aux Sable compte tenu de la vente de nos participations dans ces entités en avril 2024.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, le BAIIA ajusté a progressé de 2,2 G\$ comparativement à celui de 2023. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence des facteurs d'exploitation susmentionnés ainsi qu'à l'apport accru du réseau de la côte du golfe et du milieu du continent en raison surtout de la hausse des volumes, de la cessation du traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés du pipeline Southern Lights, de l'acquisition d'une participation supplémentaire de 24,25 % dans les installations éoliennes extracôtières Hohe See et Albatros en novembre 2023 et de la hausse des revenus de placement dans l'unité Éliminations et divers. Ces facteurs ont été annulés en partie par l'incidence des températures plus douces pour Enbridge Gas Ontario, par la baisse des droits annualisés sur le réseau principal depuis l'entrée en vigueur de droits révisés le 1^{er} juillet 2023 et par la diminution des droits supplémentaires au titre du programme de remplacement de la canalisation 3 (« L3R »).

Au quatrième trimestre de 2024, le bénéfice ajusté a progressé de 277 M\$, ou 0,11 \$ par action, comparativement à la période correspondante de 2023, en raison des facteurs susmentionnés influant sur le BAIIA, hausse contrebalancée en partie par l'augmentation des coûts de financement et l'accroissement de la charge d'amortissement attribuables aux Acquisitions et aux investissements en capital ainsi que par l'augmentation des impôts en raison de l'accroissement du bénéfice et de la majoration du taux de l'impôt minimum alternatif pour les sociétés aux États-Unis (« taux d'imposition minimal aux États-Unis »).

Le bénéfice ajusté de l'exercice clos le 31 décembre 2024 a augmenté de 294 M\$, ou 0,01 \$ par action, comparativement à celui de l'exercice 2023, en raison surtout des mêmes facteurs que ceux susmentionnés pour le quatrième trimestre.

Au quatrième trimestre de 2024, les FTD ont progressé de 342 M\$, comparativement à la période correspondante de 2023, en raison principalement des facteurs susmentionnés influant sur le BAIIA, hausse contrebalancée en partie par l'augmentation des coûts de financement et des investissements de maintien attribuables aux Acquisitions et aux investissements en capital ainsi que par l'augmentation des impôts en raison de l'accroissement du bénéfice et de la majoration du taux d'imposition minimal aux États-Unis.

Les FTD de l'exercice clos le 31 décembre 2024 ont augmenté de 724 M\$, comparativement à ceux de l'exercice 2023, en raison surtout des mêmes facteurs que ceux susmentionnés pour le quatrième trimestre.

Les activités de financement préalable des Acquisitions, y compris le placement d'actions par prise ferme au troisième trimestre de 2023 et les émissions au cours du marché au deuxième trimestre de 2024 dans le cadre du plan de financement des Acquisitions ont influé sur les indicateurs par action en 2024, comparativement à 2023.

La rubrique *Résultats financiers du quatrième trimestre de 2024* ci-après présente de l'information financière détaillée ainsi qu'une analyse des résultats.

PERSPECTIVES FINANCIÈRES

La société réaffirme ses prévisions financières pour 2025, soit un BAIIA ajusté de 19,4 G\$ à 20,0 G\$ et des FTD par action de 5,50 \$ à 5,90 \$.

Enbridge prévoit que les apports annualisés des Acquisitions, des projets mis en service et acquis en 2024 et de l'entente tarifaire conclue avec Texas Eastern Transmission, LP (« TETLP ») stimuleront la majeure partie de la croissance en 2025.

Enbridge a majoré le dividende trimestriel de 2025 de 3,0 % pour le porter à 0,9425 \$ (dividende annualisé de 3,77 \$) par action à compter du dividende payable le 1^{er} mars 2025 aux actionnaires inscrits en date du 15 février 2025.

La société confirme également ses perspectives de croissance à court terme pour la période de 2023 à 2026, soit une croissance de 7 % à 9 % du BAIIA ajusté, une croissance de 4 % à 6 % du bénéfice ajusté par action et une croissance d'environ 3 % des FTD par action.

MISE À JOUR SUR LE FINANCEMENT

Enbridge n'a entrepris aucun financement par emprunt au quatrième trimestre de 2024. Enbridge prévoit continuer à financer son programme d'investissement de croissance garanti conformément à son modèle d'autofinancement par capitaux propres.

Le ratio dette/BAIIA de la société à la fin de l'exercice était de 5,0 fois. Cette mesure ne comprend que le BAIIA d'une partie de l'exercice découlant des Acquisitions en 2024 et, au cours du quatrième trimestre, l'incidence de la conversion du capital de la dette en dollars américains était d'environ 0,2 fois. Enbridge prévoit que les apports au BAIIA annualisé découlant des Acquisitions renforceront son ratio dette/BAIIA vers le milieu de la fourchette cible de 4,5 fois à 5,0 fois tout au long de 2025.

MISE À JOUR SUR L'EXÉCUTION DES PROJETS DE CROISSANCE GARANTIS

En 2024, Enbridge a mis en service des projets de croissance d'environ 5 G\$ dans ses secteurs d'activité, notamment :

- les projets de croissance visant les services publics du secteur Distribution de gaz totalisant 1,9 G\$;
- le programme de modernisation du secteur Transport de gaz d'un montant de 0,5 G\$ US;
- le projet d'agrandissement de Venice de 0,5 G\$ US;
- les deuxième et troisième phases du projet d'énergie solaire Fox Squirrel de 0,4 G\$ US;
- le projet éolien extracôtier de Fécamp de 0,7 G\$.

Au cours de l'exercice, Enbridge a ajouté de nouveaux projets de croissance organique d'une valeur d'environ 8 G\$ à son carnet de commandes, notamment Tennessee Ridgeline, les pipelines du réseau Canyon, le pipeline Sparta, le projet d'énergie solaire Orange Grove et le projet d'énergie solaire Sequoia, et elle a poursuivi ses projets de croissance visant les services publics et son programme de modernisation du secteur Transport de gaz. Le carnet de projets de croissance garantis de la société s'élève à environ 26 G\$ et repose sur des cadres commerciaux en harmonie avec le modèle à faible risque d'Enbridge.

Le financement du programme de croissance garanti devrait être entièrement assuré par la capacité d'investissement de croissance annuelle prévue de 8 G\$ à 9 G\$ de la société.

ACTUALITÉS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Oléoducs : Lettre d'intention avec le gouvernement de l'Alberta

Le 6 janvier 2025, Enbridge a signé une lettre d'intention avec le gouvernement de l'Alberta en vue de former un groupe de travail de concert avec l'Alberta Petroleum Marketing Commission pour évaluer les futures possibilités quant à la capacité de sortie, au transport, au stockage, aux terminaux et à l'accès aux marchés sur le réseau pipelinier d'Enbridge afin d'accélérer le développement d'une capacité de sortie supplémentaire. Enbridge prévoit collaborer avec les clients, les gouvernements, les communautés et les groupes autochtones dans le cadre de l'élaboration de plans rentables visant à rehausser la capacité de sortie de son réseau.

Transport de gaz : Algonquin

En décembre 2024, Algonquin a conclu une entente de principe avec ses clients qui sera déposée pour approbation par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») au premier trimestre de 2025. Les tarifs devraient être en vigueur à compter du 1^{er} décembre 2024.

Transport de gaz : Pipeline Maritimes & Northeast

En décembre 2024, M&N U.S. a conclu une entente de principe avec ses clients qui sera déposée pour approbation par la FERC au premier trimestre de 2025. Les tarifs devraient être en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2025.

Distribution de gaz : Mise à jour sur la phase 2 de la modification des tarifs d'Enbridge Gas Ontario

Le 29 novembre 2024, la CEO a rendu sa décision approuvant la proposition de règlement partiel pour la phase 2 et l'ordonnance tarifaire l'accompagnant, qui permet le recouvrement des impacts en 2024 découlant du règlement pour la phase 2 au moyen d'un rajustement des tarifs qui sera en vigueur tout au long de 2025, et l'établissement des tarifs provisoires de 2025 à compter du 1^{er} janvier 2025.

La proposition de règlement partiel pour la phase 2 établit une méthode harmonisée d'allocation des coûts de stockage, le niveau des coûts du projet Dawn-Corunna à inclure dans les tarifs réglementés et le recouvrement des coûts pour les services publics fournis pour les activités non réglementées d'Enbridge Sustain. La proposition de règlement partiel pour la phase 2 prévoit également un mécanisme de réglementation incitative et un plafonnement de tarifs qui serviront à déterminer les tarifs pour la période allant de 2025 à 2028. Les tarifs provisoires de 2025 approuvés dans le cadre de l'ordonnance tarifaire tiennent compte de l'application de ce mécanisme.

Les questions qui ne sont pas abordées dans le cadre de la proposition de règlement pour la phase 2 comprennent une proposition d'intervenant visant à découpler les revenus en fonction du nombre de clients, la mesure appropriée du rendement des compteurs et les modalités d'inclusion du gaz naturel renouvelable dans l'offre de gaz. Les tarifs de 2024 et de 2025 ont été classés en tant que tarifs provisoires en attendant la décision de la CEO sur les questions en suspens pour la phase 2 et la résolution de l'avis d'appel et de l'avis de motion modifié pour la phase 1. Enbridge s'attend à ce qu'une décision sur les questions en suspens pour la phase 2 soit rendue au cours du premier semestre de 2025.

Énergie renouvelable : Ligne de raccordement Est-Ouest

Enbridge a annoncé une entente définitive prévoyant la vente de sa participation de 24 % dans East-West Tie Limited Partnership à Hydro One Limited pour une contrepartie en trésorerie de 0,1 G\$. East-West Tie Limited Partnership détient la ligne de raccordement Est-Ouest, une ligne de transport d'électricité à double circuit de 230 kilovolts et d'une longueur de 450 kilomètres qui est assujettie à la réglementation de la CEO et s'étend de Wawa à Thunder Bay, en Ontario, sur la rive nord du lac Supérieur. La vente devrait avoir lieu au premier semestre de 2025.

RÉSULTATS FINANCIERS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2024 ET DE L'EXERCICE 2024

BAIIA par secteur et flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation conformes aux PCGR

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Oléoducs	2 352	2 439	9 531	9 383
Transport de gaz	1 150	1 044	5 656	4 264
Distribution et stockage de gaz	1 015	238	2 869	1 592
Production d'énergie renouvelable	236	(146)	733	149
Éliminations et divers	(1 402)	926	(1 904)	916
BAIIA¹	3 351	4 501	16 885	16 304
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	493	1 726	5 053	5 839
Rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	3 662	3 812	12 600	14 201

¹ Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

Aux fins d'évaluation de sa performance, la société ajuste le bénéfice, le BAIIA par secteur et les rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation comptabilisés conformément aux PCGR pour en exclure les facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, ce qui permet à la direction et aux investisseurs de comparer avec plus d'exactitude la performance de la société d'une période à l'autre en fonction de la normalisation des éléments qui ne sont pas représentatifs de la performance commerciale sous-jacente. Ces données sont présentées dans les tableaux ci-après. Les rapprochements du BAIIA, du BAIIA ajusté, du BAIIA ajusté par secteur, du bénéfice ajusté, du bénéfice ajusté par action et des FTD avec leurs équivalents les plus proches selon les PCGR sont fournis en annexe à la fin du présent communiqué.

BAIIA ajusté par secteur

Le BAIIA ajusté des activités libellées en dollars américains a été converti en dollars canadiens à un taux de change moyen supérieur (1,40 \$ CA/\$ US) au quatrième trimestre de 2024 comparativement à celui du trimestre correspondant de 2023 (1,36 \$ CA/\$ US). Pour l'exercice 2024, le BAIIA ajusté des activités libellées en dollars américains a été converti à un taux de change de 1,37 \$ CA/\$ US, comparativement à 1,35 \$ CA/\$ US en 2023. Le bénéfice libellé en dollars américains est en grande partie couvert par le programme de gestion du risque financier qui s'applique à l'échelle de la société. Les règlements d'instruments de couverture sont comptabilisés au sein de l'unité Éliminations et divers.

Oléoducs

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Réseau principal	1 339	1 300	5 342	5 396
Réseau régional des sables bitumineux	232	228	925	954
Réseaux de la côte américaine du golfe et du milieu du continent ¹	369	442	1 596	1 582
Autres réseaux ²	455	395	1 791	1 503
BAIIA ajusté³	2 395	2 365	9 654	9 435

Données d'exploitation (livraisons moyennes – en milliers de b/j)

Volume du réseau principal ⁴	3 079	3 212	3 061	3 080
Tarif international conjoint sur le tronçon canadien ⁵ (\$ CA)	1,75 \$	1,65 \$	1,70 \$	1,65 \$
Tarif international conjoint sur le tronçon américain ⁵ (\$ US)	2,59 \$	2,57 \$	2,58 \$	2,57 \$
Droits supplémentaires au titre du remplacement de la canalisation 3 (\$ US) ⁶	0,76 \$	0,77 \$	0,76 \$	0,77 \$

1 Comprend notamment le pipeline Flanagan Sud, le pipeline Seaway, le pipeline Gray Oak, le pipeline Cactus II et l'EIEC.

2 Le poste « Autres » comprend notamment le pipeline Southern Lights, le réseau Express-Platte, le réseau Bakken.

3 Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

4 Le débit du réseau principal représente les livraisons sur le réseau principal hors Gretna, au Manitoba, soit les livraisons aux États-Unis et dans l'est du Canada à partir de l'Ouest canadien.

5 Tarifs par baril, pour le transport du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, vers Chicago, en Illinois. Depuis le 1^{er} juillet 2023, la société perçoit de nouveaux droits aux termes du tarif international conjoint à double devise, conformément à l'entente sur un règlement négocié pour les droits sur le réseau principal, compte non tenu des droits supplémentaires pour abandon.

6 Depuis le 1^{er} juillet 2022, les droits supplémentaires au titre du remplacement de la canalisation 3 (« L3R »), exclusion faite du supplément de réception au terminal, sont déterminés mensuellement et ajustés en fonction de la moyenne mobile sur neuf mois des volumes hors Gretna. Chaque hausse de volume de 50 kb/j en sus de 2 835 kb/j (à concurrence de 3 085 kb/j) se traduit par une remise de 0,035 \$ US le baril, alors que chaque baisse de volume de 50 kb/j en dessous de 2 350 kb/j (jusqu'à un minimum de 2 050 kb/j) se traduit par un supplément de 0,04 \$ US le baril. Consulter la demande d'Enbridge pour une ordonnance sur les tarifs au sujet de la mise en application des droits supplémentaires au titre du programme L3R et l'Ordonnance TO-003-2021 de la Régie pour un complément d'information.

Le BAIIA ajusté du secteur Oléoducs a augmenté de 30 M\$ par rapport à celui du quatrième trimestre de 2023, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation des droits sur le réseau principal découlant de l'entrée en vigueur des hausses annuelles de tarif le 1^{er} juillet 2024 et la baisse des coûts de l'électricité sur le réseau principal en raison des gains d'efficacité opérationnelle;
- l'apport accru du pipeline Southern Lights en raison essentiellement de la cessation du traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés au 31 décembre 2023;
- l'incidence favorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen supérieur en 2024, comparativement à 2023, ces facteurs étant annulés en partie par
- la réduction des volumes sur le réseau principal;
- la baisse des volumes non visés par des engagements sur le pipeline Flanagan Sud.

Le BAIIA ajusté de l'exercice 2024 du secteur Oléoducs a progressé de 219 M\$ par rapport à celui de l'exercice 2023, principalement en raison des facteurs susmentionnés ainsi que des facteurs suivants :

- l'apport accru du réseau de la côte du golfe et du milieu du continent attribuable principalement à la hausse des volumes sur le pipeline Flanagan Sud en raison de l'entrée en vigueur au premier trimestre de 2024 d'engagements conclus dans le cadre de l'appel au marché ainsi que de l'apport accru de l'EIEC en raison de l'augmentation de la demande et de l'entrée en vigueur de nouveaux contrats de stockage au deuxième trimestre de 2024, ces facteurs étant annulés en partie par
- la baisse, sur un exercice complet, des droits sur le réseau principal depuis l'entrée en vigueur de tarifs révisés le 1^{er} juillet 2023 et la diminution des droits supplémentaires au titre du programme L3R.

Transport de gaz

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Transport de gaz aux États-Unis	1 009	833	3 795	3 433
Transport de gaz au Canada	157	182	552	640
Autres ¹	106	69	435	325
BAIIA ajusté²	1 272	1 084	4 782	4 398

¹ Le poste « Autres » comprend Tomorrow RNG, les actifs extracôtiers du golfe, notre placement dans DCP Midstream et autres.

² Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

Le BAIIA ajusté du secteur Transport de gaz a augmenté de 188 M\$ par rapport au quatrième trimestre de 2023, principalement en raison de ce qui suit :

- l'apport des acquisitions d'Aitken Creek Gas Storage au quatrième trimestre de 2023, de Tomorrow RNG au premier trimestre de 2024 et de Whistler Parent LLC au deuxième trimestre de 2024;
- la conclusion de contrats favorables et la baisse des charges d'exploitation pour nos actifs de transport de gaz aux États-Unis;
- l'apport du règlement tarifaire de TETLP, à compter du 1^{er} octobre 2024;
- l'incidence favorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen supérieur en 2024, comparativement à 2023, ces facteurs étant contrebalancés en partie par
- la baisse de l'apport de nos participations dans le pipeline Alliance et dans Aux Sable en raison de la vente de ces participations en avril 2024.

Le BAIIA ajusté du secteur Transport de gaz de l'exercice 2024 a augmenté de 384 M\$ par rapport à celui de l'exercice 2023, principalement en raison des facteurs susmentionnés et de ce qui suit :

- l'apport de l'acquisition de Tres Palacios au deuxième trimestre de 2023.

Distribution et stockage de gaz

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Gas Ontario ¹	502	503	1 872	1 825
Services publics gaziers aux États-Unis ¹	502	—	947	—
Autres	11	16	50	48
BAIIA ajusté²	1 015	519	2 869	1 873

Données d'exploitation

Enbridge Gas Ontario				
Volumes <i>(en milliards de pieds cubes)</i>	532	620	1 946	2 218
Nombre de clients actifs ³ <i>(en millions)</i>	3,9	3,9	3,9	3,9
Degrés-jours de chauffage ⁴				
Chiffres réels	927	1 152	2 546	3 418
Prévisions fondées sur les volumes en présence de températures normales ⁵	1 008	1 286	2 958	3 781

1 Enbridge Gas Inc. exerce ses activités sous la dénomination Enbridge Gas Ontario. Les services publics gaziers aux États-Unis comprennent East Ohio Gas (qui exerce ses activités sous la dénomination Enbridge Gas Ohio), Questar (qui exerce ses activités sous la dénomination Enbridge Gas Utah) et PSNC (qui exerce ses activités sous la dénomination Enbridge Gas North Carolina).

2 Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

3 Le nombre de clients actifs correspond au nombre de clients consommant du gaz naturel à la fin de la période visée.

4 Les degrés-jours de chauffage sont la mesure de la rigueur du froid et ils indiquent les besoins volumétriques en gaz naturel utilisé à des fins de chauffage dans les zones de desserte d'Enbridge Gas Ontario.

5 Les températures normales correspondent aux prévisions météorologiques d'Enbridge Gas Ontario dans ses anciennes zones de tarification conformément à la méthodologie approuvée par la CEO.

Le BAIIA ajusté d'Enbridge Gas Ontario, d'Enbridge Gas Utah et d'Enbridge North Carolina varie habituellement en fonction des saisons. Le BAIIA est généralement plus élevé au premier et au quatrième trimestres. Les profils saisonniers d'Enbridge Gas Ontario, d'Enbridge Gas Utah et d'Enbridge Gas North Carolina reflètent la demande de volumes supérieurs durant la saison de chauffage et l'ampleur des fluctuations saisonnières du BAIIA ajusté varie d'un exercice à l'autre en Ontario puisqu'elle reflète l'incidence sur les volumes acheminés du temps plus chaud ou plus froid que la normale. Le bénéfice d'Enbridge Gas Ohio est en grande partie découplé des volumes et il est donc moins soumis à l'incidence des fluctuations climatiques. Enbridge Gas Utah et Enbridge Gas North Carolina disposent de mécanismes de découplage des produits qui ne sont pas touchés par les conditions météorologiques ou la variabilité du volume de gaz, mais les produits sont modelés en fonction du profil d'utilisation saisonnière. Les produits d'Enbridge Gas Ontario peuvent être touchés par la variabilité des conditions météorologiques.

Le BAIIA ajusté du quatrième trimestre a progressé de 496 M\$ par rapport à celui du quatrième trimestre de 2023, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'apport des acquisitions d'Enbridge Gas Ohio, d'Enbridge Gas Utah et d'Enbridge Gas North Carolina en 2024;
- la hausse des charges de distribution découlant de la majoration des tarifs et de l'élargissement de la clientèle ainsi que de l'accroissement de la demande sur le marché contractuel pour Enbridge Gas Ontario, ces facteurs étant annulés en partie par
- l'absence de l'effet favorable du moment de la comptabilisation des frais d'exploitation au quatrième trimestre de 2023.

En comparaison des prévisions météorologiques normales prises en compte dans les tarifs, l'incidence négative des conditions météorologiques pour Enbridge Gas Ontario s'est chiffrée à environ 23 M\$ au quatrième trimestre de 2024, comparativement à une incidence négative d'environ 29 M\$ au quatrième trimestre de 2023.

Le BAIIA ajusté du secteur Distribution et stockage de gaz de l'exercice 2024 a augmenté de 996 M\$ par rapport à celui de l'exercice 2023, en raison essentiellement des facteurs susmentionnés ainsi que du facteur suivant :

- les températures plus chaudes que la normale en 2024, qui ont eu une incidence négative d'environ 58 M\$ sur le BAIIA de 2024 d'Enbridge Gas Ontario par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

En comparaison des prévisions météorologiques normales prises en compte dans les tarifs, l'incidence négative des conditions météorologiques pour Enbridge Gas Ontario s'est chiffrée à environ 129 M\$ en 2024, comparativement à une incidence négative d'environ 71 M\$ en 2023.

Production d'énergie renouvelable

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
BAIIA ajusté¹	308	141	820	531

¹ Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

Le BAIIA ajusté du secteur Production d'énergie renouvelable a augmenté de 167 M\$ comparativement à celui du quatrième trimestre de 2023 en raison de ce qui suit :

- l'apport accru provenant de notre participation dans le projet d'énergie solaire Fox Squirrel en raison des crédits d'impôt à l'investissement;
- l'apport accru des installations éoliennes extracôtières Hohe See et Albatros depuis l'acquisition en novembre 2023 d'une participation supplémentaire de 24,45 % dans ces installations.

Le BAIIA ajusté de l'exercice 2024 du secteur Production d'énergie renouvelable a progressé de 289 M\$ par rapport à celui de l'exercice 2023, principalement en raison des facteurs susmentionnés ainsi que des facteurs suivants :

- les fortes ressources éoliennes aux installations éoliennes extracôtières en Europe, ce facteur étant annulé en partie par
- l'absence en 2024 de frais d'aménagement perçus pour certains contrats d'énergie solaire et éolienne.

Éliminations et divers

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Recouvrement de frais d'exploitation et d'administration	206	17	587	158
(Pertes) gains réalisés sur le règlement de couvertures de change	(66)	(19)	(92)	59
BAIIA ajusté¹	140	(2)	495	217

¹ Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

Le recouvrement de frais d'exploitation et d'administration pour cette unité reflète les coûts des services centralisés (y compris l'amortissement des actifs non sectoriels), compte tenu des montants recouverts auprès des unités fonctionnelles pour la prestation de ces services. Le bénéfice libellé en dollars américains de cette unité d'exploitation est converti aux taux de change moyens du trimestre, et l'incidence des règlements effectués aux termes du programme de couverture de change de la société est constatée dans les résultats de cette unité.

Le BAIIA ajusté de l'unité Éliminations et divers a augmenté de 142 M\$ comparativement au quatrième trimestre de 2023, en raison de ce qui suit :

- la hausse des revenus de placement provenant des soldes de trésorerie plus élevés et de notre filiale entièrement détenue qui est une société d'assurance captive;
- la baisse des frais d'exploitation; ce facteur étant annulé en partie par
- la hausse de la perte de change réalisée sur le règlement de couvertures en 2024.

Le BAIIA ajusté de l'exercice 2024 de l'unité Éliminations et divers a augmenté de 278 M\$ comparativement à celui de 2023, en raison des facteurs susmentionnés ainsi que des revenus de placement plus élevés attribuables au financement préalable des Acquisitions.

Flux de trésorerie distribuables

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2023	31 décembre	2023
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i>				
Oléoducs	2 395	2 365	9 654	9 435
Transport de gaz	1 272	1 084	4 782	4 398
Distribution et stockage de gaz	1 015	519	2 869	1 873
Production d'énergie renouvelable	308	141	820	531
Éliminations et divers	140	(2)	495	217
BAIIA ajusté^{1,3}	5 130	4 107	18 620	16 454
Investissements de maintien	(370)	(270)	(1 118)	(918)
Charge d'intérêts ¹	(1 247)	(969)	(4 475)	(3 728)
Impôts sur les bénéfices exigibles ¹	(278)	(166)	(875)	(561)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle ¹	(88)	(81)	(333)	(363)
Distributions en trésorerie supérieures à la quote-part du bénéfice des satellites ¹	47	149	394	464
Dividendes sur les actions privilégiées ¹	(101)	(92)	(388)	(352)
Autres rentrées de trésorerie non comptabilisées dans les produits ²	8	37	97	210
Autres ajustements hors trésorerie	(27)	17	69	61
FTD³	3 074	2 732	11 991	11 267
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation⁴	2 178	2 126	2 155	2 056

1 Ces montants sont présentés déduction faite des éléments d'ajustement.

2 Comprend la trésorerie reçue, déduction faite des produits comptabilisés au titre de contrats sur les droits de rattrapage et d'ententes similaires donnant lieu à des produits reportés.

3 Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

4 Comprend le financement préalable des Acquisitions, qui ont été conclues en 2024.

Au quatrième trimestre de 2024, les FTD ont augmenté de 342 M\$ comparativement à ceux du quatrième trimestre de 2023, principalement en raison des facteurs d'exploitation susmentionnés ayant contribué à l'accroissement du BAIIA ajusté, annulés en partie par les facteurs suivants :

- la hausse du capital de la dette attribuable essentiellement aux Acquisitions et l'augmentation des taux d'intérêt, ce qui s'est traduit par une hausse de la charge d'intérêts;
- l'augmentation du taux d'imposition minimal aux États-Unis;
- la baisse du montant net des distributions supérieures à la quote-part du bénéfice des satellites;
- l'accroissement des investissements de maintien découlant des Acquisitions.

Les FTD de l'exercice 2024 ont augmenté de 724 M\$ comparativement à ceux de 2023 en raison surtout des facteurs susmentionnés.

Bénéfice ajusté

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	31 décembre	31 décembre	31 décembre
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
BAIIA ajusté ^{1, 2}	5 130	4 107	18 620	16 454
Amortissement	(1 434)	(1 208)	(5 353)	(4 762)
Charge d'intérêts ²	(1 273)	(957)	(4 534)	(3 700)
Impôts sur les bénéfices ²	(630)	(469)	(2 120)	(1 721)
Participations ne donnant pas le contrôle ²	(52)	(18)	(188)	(176)
Dividendes sur les actions privilégiées	(101)	(92)	(388)	(352)
Bénéfice ajusté¹	1 640	1 363	6 037	5 743
Bénéfice ajusté par action ordinaire¹	0,75	0,64	2,80	2,79

¹ Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la section en annexe « Rapprochement des mesures hors PCGR ».

² Ces montants sont présentés déduction faite des éléments d'ajustement.

Le bénéfice ajusté a augmenté de 277 M\$ et le bénéfice ajusté par action s'est accru de 0,11 \$ par rapport à ceux du quatrième trimestre de 2023, principalement en raison de la hausse du BAIIA ajusté attribuable aux facteurs d'exploitation susmentionnés, annulée en partie par les facteurs suivants :

- l'augmentation du capital de la dette attribuable essentiellement aux Acquisitions et à l'augmentation des taux moyens, ce qui s'est traduit par une hausse de la charge d'intérêts;
- la charge d'amortissement plus élevée sur les actifs acquis ou mis en service au quatrième trimestre de 2023;
- la hausse de la charge d'impôt découlant de l'accroissement du bénéfice et de l'augmentation du taux d'imposition minimal aux États-Unis.

Le bénéfice ajusté de l'exercice a augmenté de 294 M\$, et le bénéfice ajusté par action, de 0,01 \$, en regard de 2023 en raison des facteurs susmentionnés et de la charge d'amortissement plus élevée sur les actifs acquis ou mis en service depuis le 1^{er} janvier 2023.

Les indicateurs par action ont subi l'incidence négative du placement d'actions par prise ferme au troisième trimestre de 2023 et des émissions au cours du marché au deuxième trimestre de 2024 dans le cadre du financement des Acquisitions.

CONFÉRENCE TÉLÉPHONIQUE

Enbridge tiendra une conférence téléphonique et une webdiffusion le 14 février 2025 à 9 h, heure de l'Est (7 h, heure des Rocheuses) pour faire le point sur la situation de la société et passer en revue les résultats du quatrième trimestre de 2024. Analystes, membres des médias et autres parties intéressées qui souhaitent y assister doivent composer sans frais le 1 800 606-3040. La conférence sera diffusée en direct sur Internet à l'adresse <https://events.q4inc.com/attendee/980600506>. Nous recommandons aux participants de composer le numéro ou de se joindre à la webdiffusion quinze minutes avant l'heure prévue. Elle sera aussi reprise sur le Web peu après sa conclusion, et sa transcription pourra être consultée sur le site Web. On pourra entendre la conférence en reprise pendant une semaine après sa diffusion en composant sans frais le 1 800 606-3040 (code d'identification : 9581867).

Dans le cadre de la conférence téléphonique, l'équipe de direction présentera des remarques préparées. Suivra une période de questions et réponses à l'intention exclusive des analystes financiers et des investisseurs. Après la conférence téléphonique, les équipes des médias et des relations avec les investisseurs d'Enbridge pourront répondre à toute autre question.

DÉCLARATION DE DIVIDENDES

Le 2 décembre 2024, notre conseil d'administration a déclaré les dividendes trimestriels ci-dessous. Tous les dividendes sont payables le 1^{er} mars 2025 aux actionnaires inscrits le 14 février 2025.

	Dividende par action
<i>(Sauf indication contraire, les montants sont en dollars canadiens)</i>	
Actions ordinaires ¹	0,94250 \$
Actions privilégiées, série A	0,34375 \$
Actions privilégiées, série B	0,32513 \$
Actions privilégiées, série D	0,33825 \$
Actions privilégiées, série F	0,34613 \$
Actions privilégiées, série G ²	0,37911 \$
Actions privilégiées, série H	0,38200 \$
Actions privilégiées, série I ³	0,35507 \$
Actions privilégiées, série L	0,36612 \$ US
Actions privilégiées, série N	0,41850 \$
Actions privilégiées, série P	0,36988 \$
Actions privilégiées, série R	0,39463 \$
Actions privilégiées, série 1	0,41898 \$ US
Actions privilégiées, série 3	0,33050 \$
Actions privilégiées, série 4 ⁴	0,37110 \$
Actions privilégiées, série 5	0,41769 \$ US
Actions privilégiées, série 7	0,37425 \$
Actions privilégiées, série 9 ⁵	0,35450 \$
Actions privilégiées, série 11	0,24613 \$
Actions privilégiées, série 13	0,19019 \$
Actions privilégiées, série 15	0,18644 \$
Actions privilégiées, série 19	0,38825 \$

1 Le dividende trimestriel par action ordinaire a été majoré de 3 %, passant de 0,9150 \$ à 0,9425 \$ le 1^{er} mars 2025.

2 Le montant des dividendes trimestriels par action privilégiée de série G a diminué, passant de 0,43014 \$ à 0,37911 \$ le 1^{er} décembre 2024, en raison du rajustement du taux de dividende trimestriel.

3 Le montant des dividendes trimestriels par action privilégiée de série I a diminué, passant de 0,40589 \$ à 0,35507 \$ le 1^{er} décembre 2024, en raison du rajustement du taux de dividende trimestriel.

4 Le montant des dividendes trimestriels par action privilégiée de série 4 a diminué, passant de 0,42206 \$ à 0,37110 \$ le 1^{er} décembre 2024, en raison du rajustement du taux de dividende trimestriel.

5 Le montant des dividendes trimestriels par action privilégiée de série 9 a augmenté, passant de 0,25606 \$ à 0,35450 \$ le 1^{er} décembre 2024, en raison du rajustement du taux de dividende annuel.

INFORMATION PROSPECTIVE

Le présent communiqué renferme des informations prospectives, ou énoncés prospectifs, qui visent à fournir des renseignements sur Enbridge, ses filiales et ses sociétés affiliées, notamment dans le cadre de l'analyse par la direction des projets et activités à venir d'Enbridge et de ses filiales. Ces renseignements pourraient ne pas être pertinents à d'autres fins. Généralement, les énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi de termes comme « anticiper », « s'attendre à », « projeter », « estimer », « prévoir », « planifier », « viser », « cibler », « croire », « vraisemblablement » et autres termes qui laissent entendre la possibilité de résultats futurs ou certaines perspectives. Le présent document et ceux qui y sont intégrés par renvoi contiennent de l'information, ou énoncés prospectifs, ayant trait notamment à ce qui suit : la vision et la stratégie d'entreprise d'Enbridge, y compris ses priorités stratégiques et ses perspectives; les prévisions financières pour 2024 et les perspectives à court terme, y compris les FTD par action et le BAIIA ajusté projetés ainsi que la croissance prévue de ces derniers; les dividendes et la croissance des dividendes prévus et la politique en matière de dividendes; les avantages attendus de l'acquisition de trois services publics gaziers auprès de Dominion Energy, Inc. (les « Acquisitions ») et l'intégration prévue des entités acquises; l'offre et la demande prévues pour le pétrole brut, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel (« LGN »), le gaz naturel liquéfié (« GNL »), le gaz naturel renouvelable (« GNR ») et l'énergie renouvelable; l'utilisation prévue de nos actifs; le BAIIA et le BAIIA ajusté prévus; le bénéfice (la perte) prévu et le bénéfice (la perte) ajusté prévu; les FTD et les FTD par action prévus; les flux de trésorerie futurs prévus; les rendements prévus pour les actionnaires et les rendements des actifs; le rendement prévu des entreprises d'Enbridge; la vigueur et la souplesse financières; les coûts et programmes de financement, y compris en ce qui a trait aux Acquisitions et à notre modèle d'autofinancement par capitaux propres; les attentes quant à l'endettement, y compris le ratio dette/BAIIA; les sources de liquidités et la suffisance des ressources financières; les dates de mise en service et les coûts prévus des projets annoncés et des projets en construction; le cadre et les priorités d'affectation du capital; l'incidence des conditions météorologiques et du caractère saisonnier; les possibilités de croissance et d'expansion futures prévues, y compris le programme de croissance garanti, les occasions de développement, l'accroissement de la clientèle et les occasions et la stratégie liées aux énergies à plus faible émission de carbone, notamment en ce qui a trait aux projets; les prévisions en ce qui a trait à la clôture, aux avantages, à la création de valeur et au moment des transactions, y compris en ce qui a trait à l'entente de vente de notre participation dans East-West Tie Limited Partnership; les mesures et les décisions futures attendues des organismes de réglementation et des tribunaux et le moment et les répercussions de celles-ci; et les discussions sur les droits et les dossiers tarifaires et les dépôts à ce titre, y compris en ce qui a trait à la phase 2 de la demande de modification des tarifs d'Enbridge Gas Inc., de même que le calendrier prévu et l'incidence de ceux-ci.

Bien que ces énoncés prospectifs soient, de l'avis d'Enbridge, raisonnables compte tenu des renseignements disponibles à la date à laquelle ils sont présentés et des procédés utilisés pour les formuler, ils ne garantissent nullement le rendement à venir, et les lecteurs sont invités à faire preuve de prudence en ne se fiant pas outre mesure à de tels énoncés. De par leur nature, ces énoncés s'appuient sur diverses hypothèses, et ils tiennent compte de risques et d'incertitudes, connus et inconnus, ainsi que d'autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats réels, les niveaux d'activité et les réalisations diffèrent considérablement de ceux exprimés ou sous-entendus dans les énoncés en question.

Les hypothèses importantes visent notamment : l'offre et la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN, de GNL, de GNR et d'énergie renouvelable; les prix du pétrole brut, du gaz naturel, des LGN, du GNL, de GNR et de l'énergie renouvelable; l'utilisation prévue de nos actifs; les taux de change; l'inflation; les taux d'intérêt; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des matériaux de construction; la stabilité de notre chaîne d'approvisionnement; la fiabilité et le rendement d'exploitation; le maintien du soutien et les approbations par les organismes de réglementation pour nos projets, tarifs et demandes tarifaires; les dates prévues de mise en service; les conditions météorologiques; les acquisitions, les cessions, les autres transactions d'affaires et les projets annoncés et éventuels, le moment de ces derniers et les avantages qu'ils procurent; les lois gouvernementales; les litiges; les notations; le programme de couverture; le BAIIA et le BAIIA ajusté prévus; le bénéfice (la perte) prévu et le bénéfice (la perte) ajusté prévu; le bénéfice (la perte) prévu et le bénéfice (la perte) ajusté prévu par action; les flux de trésorerie futurs prévus; les FTD et les FTD par action futurs prévus; les dividendes futurs estimatifs; la vigueur et la souplesse financières; la conjoncture des marchés d'emprunt et des capitaux propres ainsi que la conjoncture économique et le contexte concurrentiel. Les hypothèses relatives à l'offre et à la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN, de GNL, de GNR et d'énergie renouvelable, et aux prix de ces marchandises, sont importantes pour tous les énoncés prospectifs dont elles constituent la base, puisqu'elles peuvent avoir une incidence sur les niveaux actuels et futurs de la demande pour nos services. Par ailleurs, les taux de change, l'inflation et les taux d'intérêt ont une incidence sur le contexte économique et le contexte des affaires dans lesquels nous évoluons, peuvent se répercuter sur les niveaux de la demande pour les services de la société et le coût des intrants et sont par conséquent indissociables de tous les énoncés prospectifs. Voici les hypothèses les plus pertinentes associées aux énoncés prospectifs se rapportant aux projets annoncés et aux projets en construction, y compris les dates estimatives d'achèvement et les dépenses en immobilisations estimatives : la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des matériaux de construction; la stabilité de notre chaîne d'approvisionnement; l'incidence de l'inflation et des taux de change sur les coûts de la main-d'œuvre et des matériaux; l'incidence des taux d'intérêt sur les coûts d'emprunt; l'incidence des conditions météorologiques; le moment et la clôture des acquisitions, des cessions et des autres transactions et la réalisation des avantages prévus qui devraient en être tirés; et l'approbation par les clients, le gouvernement, les tribunaux et les organismes de réglementation des calendriers de construction et de mise en service et des régimes de recouvrement des coûts.

Les énoncés prospectifs d'Enbridge sont assujettis à des risques et incertitudes au sujet de l'exécution réussie de ses priorités stratégiques, du rendement de l'exploitation, des paramètres de la réglementation et des décisions réglementaires, des litiges, des acquisitions et des cessions et d'autres opérations et de la concrétisation des avantages prévus en découlant, y compris les Acquisitions, de l'approbation des projets et du soutien apporté à ces derniers, du renouvellement des emprises, des conditions météorologiques, de la conjoncture économique et de la situation de la concurrence, des conditions géopolitiques mondiales, des décisions politiques, de l'opinion publique, de la politique en matière de dividendes, des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition, des taux de change, des taux d'intérêt, de l'inflation, des prix des marchandises et de l'offre et la demande de marchandises, notamment les risques et incertitudes dont il est question dans le présent communiqué et dans d'autres documents déposés par Enbridge auprès des autorités en valeurs mobilières au Canada et aux États-Unis. Il est impossible d'établir avec précision l'incidence de l'un ou l'autre de ces hypothèses, risques, incertitudes ou facteurs sur un énoncé prospectif particulier puisqu'ils sont interdépendants et que notre plan d'action futur dépend de l'évaluation, par la direction, de l'ensemble des renseignements connus à un moment ou à un autre. Sauf dans la mesure prévue par les lois pertinentes, Enbridge n'est pas tenue d'actualiser ou de réviser publiquement un énoncé prospectif présenté dans les pages du présent communiqué ou autrement, que ce soit à la lumière de nouveaux éléments d'information, de nouveaux faits ou pour quelque autre motif que ce soit. Tout énoncé prospectif, écrit ou verbal, attribuable à Enbridge ou à quiconque agissant au nom de la société, doit être expressément considéré comme visé par la présente mise en garde.

À PROPOS D'ENBRIDGE INC.

Enbridge relie en toute sécurité des millions de personnes à l'énergie dont elles dépendent chaque jour, alimentant la qualité de vie grâce à ses réseaux nord-américains de gaz naturel, de pétrole et d'énergie renouvelable et à son portefeuille européen de parcs éoliens extracôtiers en pleine croissance. Nous investissons dans des infrastructures modernes de distribution d'énergie afin de maintenir l'accès à une énergie sûre et abordable, et nous nous appuyons sur plus d'un siècle d'expérience en exploitation d'infrastructures énergétiques classiques et deux décennies d'expérience en énergie renouvelable. Nous faisons progresser les nouvelles technologies, y compris l'hydrogène, le gaz naturel renouvelable ainsi que le captage et le stockage de carbone. Les actions ordinaires d'Enbridge, dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta, sont négociées sous le symbole ENB aux bourses de Toronto (« TSX ») et de New York (« NYSE »). Pour en savoir plus, visitez le site enbridge.com.

Aucune information contenue dans le site Web d'Enbridge ou y étant liée n'est intégrée par renvoi au présent communiqué ni n'en fait partie.

PERSONNES-RESSOURCES POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Enbridge Inc. – Médias

Jesse Semko

Sans frais : 1 888 992-0997

Courriel : media@enbridge.com

Enbridge Inc. – Investisseurs

Rebecca Morley

Sans frais : 1 800 481-2804

Courriel : investor.relations@enbridge.com

ANNEXES – RAPPROCHEMENT DES MESURES HORS PCGR

Le présent communiqué renferme des références au BAIIA, au BAIIA ajusté, au bénéfice ajusté, au bénéfice ajusté par action ordinaire et aux FTD par action. La direction est d'avis que ces mesures constituent des informations utiles pour les investisseurs et les actionnaires, puisque ces données contribuent à rehausser la transparence et donnent un meilleur aperçu de la performance de la société.

Le BAIIA représente le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement.

Le BAIIA ajusté représente le BAIIA après ajustement pour exclure les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation des données sectorielles et consolidées. La direction se sert du BAIIA et du BAIIA ajusté pour établir ses cibles et évaluer la performance de la société et de ses secteurs d'exploitation.

Le bénéfice ajusté représente le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires après ajustement pour exclure les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation pris en compte dans le BAIIA ajusté, ainsi que les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation relatifs à la charge d'amortissement, à la charge d'intérêts, aux impôts sur les bénéfices et aux participations ne donnant pas le contrôle sur une base consolidée. La direction se sert du bénéfice ajusté comme autre mesure de la capacité de la société de générer un bénéfice et du bénéfice par action pour évaluer le rendement de la société.

Les FTD sont définis comme étant les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant l'incidence des variations des actifs et des passifs d'exploitation (y compris les variations des passifs environnementaux), déduction faite des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle, des dividendes sur les actions privilégiées et des investissements de maintien, ainsi que des ajustements pour les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation. La direction se sert des FTD pour évaluer la performance de la société et pour établir ses cibles de versement de dividendes.

Le présent communiqué contient également des références au ratio dette/BAIIA, un ratio hors PCGR, qui utilise le BAIIA ajusté comme l'une de ses composantes. Le ratio dette/BAIIA est utilisé comme mesure de liquidité indiquant le montant du bénéfice ajusté nécessaire pour payer la dette, calculée conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (les « PCGR des États-Unis ») avant couverture des intérêts, des impôts et de l'amortissement.

Il n'est pas possible de fournir un rapprochement des mesures financières hors PCGR et des ratios hors PCGR prospectifs avec les mesures conformes aux PCGR comparables en raison de la difficulté et de l'impraticabilité de l'estimation de certains éléments, plus particulièrement en ce qui a trait à certains passifs éventuels et aux gains et pertes hors trésorerie latents liés à la juste valeur d'instruments financiers dérivés touchés par les variations du marché. Par conséquent, il n'est pas possible de fournir un rapprochement des mesures financières hors PCGR et des ratios hors PCGR prospectifs sans effort déraisonnable.

Nos mesures financières hors PCGR et nos ratios hors PCGR décrits ci-dessus sont des mesures qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et ne sont pas considérés comme des mesures conformes aux PCGR des États-Unis. Par conséquent, ces mesures ne sauraient être comparées aux mesures de même nature présentées par d'autres émetteurs.

Les tableaux ci-après fournissent un rapprochement des mesures hors PCGR avec les mesures conformes aux PCGR comparables.

ANNEXE A

RAPPROCHEMENT DES MESURES HORS PCGR – BAIIA AJUSTÉ ET BÉNÉFICE AJUSTÉ

BÉNÉFICE CONSOLIDÉ

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Oléoducs	2 352	2 439	9 531	9 383
Transport de gaz	1 150	1 044	5 656	4 264
Distribution et stockage de gaz	1 015	238	2 869	1 592
Production d'énergie renouvelable	236	(146)	733	149
Éliminations et divers	(1 402)	926	(1 904)	916
BAIIA	3 351	4 501	16 885	16 304
Amortissement	(1 384)	(1 166)	(5 167)	(4 613)
Charge d'intérêts	(1 118)	(1 103)	(4 419)	(3 812)
Charge d'impôts sur les bénéfices	(231)	(664)	(1 668)	(1 821)
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(23)	250	(190)	133
Dividendes sur les actions privilégiées	(102)	(92)	(388)	(352)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	493	1 726	5 053	5 839

RAPPROCHEMENT DU BAIIA AJUSTÉ ET DU BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
Oléoducs	2 395	2 365	9 654	9 435
Transport de gaz	1 272	1 084	4 782	4 398
Distribution et stockage de gaz	1 015	519	2 869	1 873
Production d'énergie renouvelable	308	141	820	531
Éliminations et divers	140	(2)	495	217
BAIIA ajusté	5 130	4 107	18 620	16 454
Amortissement	(1 434)	(1 208)	(5 353)	(4 762)
Charge d'intérêts	(1 273)	(957)	(4 534)	(3 700)
Charge d'impôts sur les bénéfices	(630)	(469)	(2 120)	(1 721)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(52)	(18)	(188)	(176)
Dividendes sur les actions privilégiées	(101)	(92)	(388)	(352)
Bénéfice ajusté	1 640	1 363	6 037	5 743
Bénéfice ajusté par action ordinaire	0,75	0,64	2,80	2,79

RAPPROCHEMENT DU BAIIA ET DU BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
BAIIA	3 351	4 501	16 885	16 304
Éléments d'ajustement :				
Variation (du gain) de la perte latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés	1 433	(1 012)	2 175	(1 255)
Coûts de cessation d'emploi	—	—	105	—
Perte de couverture réalisée sur l'ETC	—	—	—	638
Gain net à la vente	—	—	(1 092)	—
Perte de valeur d'actifs	192	732	192	732
Provision et règlements au titre de litiges	—	—	—	56
Cessation de la comptabilisation de Southern Lights selon le traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés	—	(151)	—	(151)
Autres	154	37	355	130
Total des éléments d'ajustement	1 779	(394)	1 735	150
BAIIA ajusté	5 130	4 107	18 620	16 454
Amortissement	(1 384)	(1 166)	(5 167)	(4 613)
Charge d'intérêts	(1 121)	(1 103)	(4 419)	(3 812)
Charge d'impôts sur les bénéfices	(231)	(664)	(1 668)	(1 821)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(23)	250	(190)	133
Dividendes sur les actions privilégiées	(101)	(92)	(388)	(352)
Éléments d'ajustement à l'égard des aspects suivants :				
Amortissement	(50)	(42)	(186)	(149)
Charge d'intérêts	(152)	146	(115)	112
Charge d'impôts sur les bénéfices	(399)	195	(452)	100
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(29)	(268)	2	(309)
Bénéfice ajusté	1 640	1 363	6 037	5 743
Bénéfice ajusté par action ordinaire	0,75	0,64	2,80	2,79

ANNEXE B RAPPROCHEMENT DES MESURES HORS PCGR – BAIIA AJUSTÉ ET BAIIA PAR SECTEUR

OLÉODUCS

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
BAIIA ajusté	2 395	2 365	9 654	9 435
Variation du gain (de la perte) latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés	(18)	60	2	615
Perte de couverture réalisée sur l'ETC	—	—	—	(638)
Cessation de la comptabilisation de Southern Lights selon le traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés	—	151	—	151
Perte de valeur d'actifs	—	(86)	—	(86)
Gain au règlement d'un litige	—	—	—	68
Autres	(25)	(51)	(125)	(162)
Total des ajustements	(43)	74	(123)	(52)
BAIIA	2 352	2 439	9 531	9 383

TRANSPORT DE GAZ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
BAIIA ajusté	1 272	1 084	4 782	4 398
Variation du gain (de la perte) latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés – prix des marchandises	1	34	(3)	32
Gain à la vente d'Alliance et d'Aux Sable	—	—	1 063	—
Perte de valeur d'actifs	(137)	(82)	(137)	(82)
Provision au titre de litiges	—	—	—	(124)
Autres	14	8	(49)	40
Total des ajustements	(122)	(40)	874	(134)
BAIIA	1 150	1 044	5 656	4 264

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
BAIIA ajusté	1 015	519	2 869	1 873
Perte de valeur d'actifs	—	(281)	—	(281)
Total des ajustements	—	(281)	—	(281)
BAIIA	1 015	238	2 869	1 592

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
BAIIA ajusté	308	141	820	531
Variation du gain (de la perte) latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés – prix des marchandises	(7)	4	(20)	(80)
Perte de valeur d'actifs	(55)	(283)	(55)	(283)
Gain à la vente de NRGreen	—	—	29	—
Autres	(10)	(8)	(41)	(19)
Total des ajustements	(72)	(287)	(87)	(382)
BAIIA	236	(146)	733	149

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2024	2023	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
BAIIA ajusté	140	(2)	495	217
Variation du gain (de la perte) latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés – taux de change	(1 316)	873	(2 032)	623
Coûts de cessation d'emploi	—	—	(105)	—
Autres	(226)	55	(262)	76
Total des ajustements	(1 542)	928	(2 399)	699
BAIIA	(1 402)	926	(1 904)	916

ANNEXE C

RAPPROCHEMENT DES MESURES HORS PCGR – RENTRÉES DE TRÉSORERIE LIÉES AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION ET FTD

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2023	31 décembre	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	3 662	3 812	12 600	14 201
Montant ajusté pour les variations des actifs et des passifs d'exploitation ¹	(219)	(850)	133	(2 311)
	3 443	2 962	12 733	11 890
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(88)	(81)	(333)	(363)
Dividendes sur les actions privilégiées ²	(101)	(92)	(388)	(352)
Investissements de maintien	(370)	(270)	(1 118)	(918)
Éléments d'ajustement importants à l'égard des aspects suivants :				
Autres rentrées de trésorerie non comptabilisées dans les produits	8	37	97	210
Coûts de cessation d'emploi, déduction faite des impôts	—	—	95	—
Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs ²	151	296	801	639
Perte de couverture réalisée sur l'ETC, déduction faite des impôts	—	—	—	479
Gain au règlement d'un litige	—	—	—	(68)
Autres éléments	31	(120)	104	(250)
FTD	3 074	2 732	11 991	11 267

1 Variations des actifs et des passifs d'exploitation, déduction faite des recouvrements.

2 Ces montants sont présentés déduction faite des éléments d'ajustement.