



## COMMUNIQUÉ

### Enbridge annonce des résultats financiers records pour l'exercice 2025, confirme ses prévisions financières pour 2026 et fait croître le carnet de projets garantis à 39 G\$

CALGARY (ALBERTA), le 13 février 2026 /CNW/ – Enbridge Inc. (« Enbridge » ou la « société ») (TSX : ENB) (NYSE : ENB) a annoncé aujourd'hui ses résultats financiers pour le quatrième trimestre de 2025, a confirmé ses prévisions financières pour 2026 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 attribuable aux actionnaires ordinaires conforme aux PCGR de 7,1 G\$, ou 3,23 \$ par action ordinaire, pour l'exercice complet, comparativement à un bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires conforme aux PCGR de 5,1 G\$, ou 2,34 \$, par action ordinaire en 2024
- Bénéfice ajusté\* de 6,6 G\$, ou 3,02 \$ par action ordinaire\*, pour l'exercice complet, en hausse de respectivement 9 % et 8 % comparativement à 6,0 G\$, ou 2,80 \$ par action ordinaire en 2024
- Bénéfice ajusté avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA »)\* de 20,0 G\$, pour l'exercice complet, soit une hausse de 7 % comparativement à 18,6 G\$ en 2024
- Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 12,3 G\$, pour l'exercice, comparativement à 12,6 G\$ en 2024
- Flux de trésorerie distribuables (« FTD »)\* de 12,5 G\$, pour l'exercice complet, en hausse de 4 % comparativement à 12,0 G\$ en 2024
- Atteinte des prévisions financières pour le 20<sup>e</sup> exercice d'affilée, ce qui démontre la résilience et la prévisibilité continues de tous nos secteurs d'activité
- Augmentation du dividende trimestriel de 3 % en 2026, pour le porter à 0,97 \$ par action (dividende annualisé de 3,88 \$), soit une hausse annuelle pour le 31<sup>e</sup> exercice d'affilée
- Confirmation des prévisions financières pour l'exercice 2026 et des perspectives financières pluriannuelles
- Mise en service de projets de croissance interne d'une valeur de 5 G\$ en 2025
- Approbation de projets de croissance interne d'une valeur de 14 G\$ en 2025
- Approbation de la phase 1 du projet d'optimisation du réseau principal (« ORP1 »), pour en augmenter la capacité de 150 kb/j et hausser de 100 kb/j la capacité du pipeline Flanagan Sud (« PFS ») aux termes de contrats d'expédition ferme à long terme, à l'appui de la demande d'acheminement complet, d'un coût de 1,4 G\$ US
- Approbation du projet Bay Runner, un prolongement du pipeline Whistler, et accroissement de la capacité du pipeline Eiger Express annoncée précédemment, pour la faire passer de 2,5 Gpi<sup>3</sup>/j à 3,7 Gpi<sup>3</sup>/j
- Approbation de la phase 1 du projet Cowboy, une centrale d'énergie solaire de 365 MW et un système de stockage d'énergie par batterie (« SSEB ») de 135 MW, qui pourrait être augmenté jusqu'à 200 MW, dans le cadre d'accords à long terme visant à soutenir les activités d'une société de technologie d'envergure mondiale située à Cheyenne, au Wyoming, d'un coût de 1,2 G\$ US
- Approbation du projet éolien terrestre Easter de 152 MW à Amarillo, au Texas, pour soutenir les activités du centre de données de Meta Platforms, Inc. (« Meta ») aux termes d'une convention d'achat d'électricité à long terme, d'un coût de 0,4 G\$ US
- Ratio de la dette/BAIIA\* de 4,8 fois à la fin de l'exercice, procurant une grande souplesse financière

## COMMENTAIRE DU CHEF DE LA DIRECTION

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

« Compte tenu de l'évolution constante du secteur énergétique actuel, notre approche globale en matière d'énergie et l'importante présence de nos actifs sur le marché nous permettent de tirer parti de la demande croissante d'énergie. Au cours de la dernière année, Enbridge a continué de bénéficier de sa taille et de sa capacité en garantissant des projets d'une valeur de 14 G\$ dans ses quatre secteurs d'activité. Les projets approuvés ont répondu à divers volets de la demande d'énergie, notamment l'augmentation progressive de la capacité de transport en provenance du BSOC, l'accroissement de la capacité de transport de gaz naturel dans le nord-est des États-Unis, le renforcement de nos activités de stockage de gaz naturel sur la côte du golfe et en Colombie-Britannique et l'établissement de notre partenariat avec Meta dans le domaine de l'électricité. Je suis satisfait des progrès que nous avons accomplis en vue de respecter les engagements pris lors de la dernière journée à l'intention des investisseurs d'Enbridge, en avance sur le calendrier communiqué il y a un peu moins d'un an. Aujourd'hui, notre carnet de projets garantis totalise 39 G\$, soit une hausse d'environ 35 % depuis la journée à l'intention des investisseurs d'Enbridge, et nous continuerons de faire progresser une série d'occasions dans les secteurs du gaz naturel, des liquides et de l'énergie renouvelable afin de répondre à la demande croissante d'énergie en Amérique du Nord et ailleurs.

« Malgré les tarifs douaniers et les tensions géopolitiques, l'exercice 2025 a mis en valeur notre cadre commercial à faible risque, qui produit des résultats prévisibles dans un contexte d'incertitude macroéconomique. Nous sommes fiers d'annoncer qu'Enbridge a une fois de plus atteint un BAIIA et des FTD par action records, ce qui marque le 20<sup>e</sup> exercice d'affilée où la société a atteint ou dépassé les prévisions financières.

« Dans le secteur Oléoducs, les volumes moyens transportés par le réseau principal se sont établis à 3,1 Mb/j en 2025, et la capacité a été répartie pendant une période de neuf mois sur douze. Au cours du trimestre, nous avons approuvé la phase 1 du projet d'optimisation du réseau principal, qui rehaussera de 150 kb/j la capacité de transport depuis le BSOC et devrait entrer en service en 2027. Le projet prévoit une expansion de 100 kb/j du réseau pipelinier Flanagan Sud pour rehausser le service d'acheminement complet sur la côte américaine du golfe. Parallèlement à l'expansion du PFS, nos clients actuels sur ce réseau ont également prolongé la plupart de leurs contrats existants au-delà de 2040, ce qui témoigne de la demande à long terme sur notre réseau intégré. Malgré l'incertitude créée par les événements au Venezuela, nos expéditeurs ont clairement indiqué qu'ils souhaitent poursuivre l'avancement de la capacité de sortie le long du réseau principal, du Canada à la côte du golfe. La possibilité de réaliser la phase 2 de l'optimisation du réseau principal et de créer une capacité de sortie rentable supplémentaire en 2028 continue de se développer pour nos clients.

« Dans le secteur Transport de gaz, en collaboration avec nos partenaires de la coentreprise Whistler Parent JV, nous avons approuvé le projet Bay Runner, un prolongement du pipeline Whistler. Nous continuons de faire progresser le pipeline qui desservira l'installation de GNL Rio Grande, en tirant parti d'une combinaison du pipeline Rio Bravo déjà approuvé et du projet Bay Runner. Ces projets permettront de répondre à la demande de gaz naturel pour le projet Rio Grande, à concurrence de 5,3 Gpi<sup>3</sup>/j, en fournissant des approvisionnements en provenance du carrefour Agua Dulce. Cela fait suite à l'augmentation de la capacité du pipeline Eiger Express en novembre, stimulée par la demande croissante de capacité de transport de gaz naturel depuis le bassin permien. Nous continuons de faire progresser plus de 50 occasions liées aux centres de données à l'échelle de l'Amérique du Nord, ce qui nécessite jusqu'à 10 Gpi<sup>3</sup>/j de nouvelle capacité d'acheminement à proximité de nos actifs existants de transport de gaz, et nous prévoyons obtenir les approbations pour des projets supplémentaires qui soutiendront la production d'électricité et les activités de centres de données en 2026 et par la suite.

« Dans le secteur Distribution de gaz, de nouveaux tarifs sont entrés en vigueur pour Enbridge Gas North Carolina et Utah, après que chaque commission de services publics respective a approuvé les règlements déposés en 2025. Enbridge Gas Ohio a déposé un nouveau dossier tarifaire en fin d'exercice.

Nous prévoyons continuer d'investir environ 3 G\$ par année dans des projets de croissance dans nos quatre services publics pour veiller à leur exploitation sécuritaire et fiable à l'avenir.

« Dans le secteur Production d'énergie renouvelable, nous sommes en processus d'approbation de deux nouveaux projets qui renforceront nos partenariats en croissance avec des sociétés de technologie d'envergure mondiale. Le phase 1 du projet Cowboy, d'une capacité d'énergie solaire de 365 MW, comprend un système de stockage d'énergie par batterie de 135 MW, qui pourrait être augmenté jusqu'à 200 MW, au Wyoming, et le projet éolien Easter procurera une capacité supplémentaire de 152 MW d'énergie éolienne terrestre au Texas pour soutenir les activités technologiques et de centre de données de Meta. Les deux projets sont garantis par des conventions d'achat d'électricité à long terme et devraient entièrement entrer en service d'ici 2027. Nous possédons désormais, dans le cadre des projets en construction, une capacité de production d'électricité de plus de 750 MW qui vient soutenir les activités de Meta et s'ajoute à la capacité de production du réseau.

« Pour Enbridge, 2025 a été un autre exercice marquant, et nous nous concentrons sur les prochaines occasions de croissance qu'offre l'ensemble du paysage énergétique. Notre ratio d'endettement demeure à l'intérieur de la fourchette de 4,5 à 5,0 fois, et notre capacité d'investissement annuelle pour des projets de croissance supplémentaires croît parallèlement à l'entreprise, et se chiffre désormais entre 10 G\$ et 11 G\$. Nous avons réalisé des progrès importants en ce qui concerne les engagements énoncés lors de la dernière journée à l'intention des investisseurs d'Enbridge et nous continuerons à saisir notre part d'occasions attrayantes, ce qui positionnera Enbridge comme une occasion de placement de premier choix. »

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS

Les résultats financiers des trimestres et des exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024 sont résumés dans le tableau ci-dessous :

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
<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	1 952	493	7 072	5 053
Bénéfice par action ordinaire conforme aux PCGR	0,89	0,23	3,23	2,34
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	3 111	3 662	12 270	12 600
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	5 213	5 130	19 952	18 620
Bénéfice ajusté <sup>1</sup>	1 921	1 640	6 578	6 037
Bénéfice ajusté par action ordinaire <sup>1</sup>	0,88	0,75	3,02	2,80
Flux de trésorerie distribuables <sup>1</sup>	3 208	3 074	12 454	11 991
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	2 181	2 178	2 180	2 155

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

Au quatrième trimestre de 2025, le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires conforme aux PCGR a augmenté de 1,5 G\$, ou 0,66 \$ par action, par rapport à celui de la période correspondante de 2024. Cette hausse est principalement attribuable aux variations latentes hors trésorerie 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. L'accroissement du bénéfice s'explique également par les facteurs d'augmentation du rendement trimestriel de l'exploitation décrits ci-dessous.

Pour l'exercice 2025, le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires conforme aux PCGR a augmenté de 2,0 G\$, ou 0,89 \$ par action, en raison des mêmes variations hors trésorerie latentes de la valeur des instruments financiers dérivés susmentionnés, en partie annulées par la non-récurrence du gain sur cession réalisé en 2024 se rapportant à la vente de nos participations dans le pipeline Alliance et dans Aux Sable et de la perte de valeur d'actifs à tarifs réglementés d'Enbridge Gas Ohio.

La comparabilité d'une période à l'autre du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires conforme aux PCGR subit 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 de l'exercice 2025* 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 2025, le BAIIA ajusté a augmenté de 83 M\$ comparativement à celui de la période correspondante de 2024. Cette hausse tient principalement à la conclusion de contrats favorables dans le secteur Transport de gaz, à la mise en service du projet d'agrandissement de Venice, aux températures plus froides ainsi qu'à une tarification accrue et à l'accroissement de la clientèle d'Enbridge Gas Ontario, facteurs contrés en partie par l'absence en 2025 de la quote-part du bénéfice des satellites liée aux crédits d'impôt à l'investissement provenant de notre participation dans le projet d'énergie solaire Fox Squirrel.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, le BAIIA ajusté a progressé de 1,3 G\$ comparativement à celui de 2024. Cette hausse est principalement attribuable à l'apport des services publics gaziers aux États-Unis sur un exercice complet, aux températures plus froides, à la majoration des tarifs et à l'accroissement de la clientèle d'Enbridge Gas Ontario, à l'apport supérieur du secteur Transport de gaz en raison du règlement de dossiers tarifaires et à la conclusion de contrats favorables ainsi qu'à la mise en service du projet d'agrandissement de Venice. Ces facteurs ont été annulés en partie par la baisse des volumes au comptant sur le réseau pipelinier Flanagan Sud, par l'absence en 2025 de la quote-part du bénéfice des satellites liée aux crédits d'impôt à l'investissement provenant de notre participation dans le projet d'énergie solaire Fox Squirrel ainsi que par l'absence de l'apport du pipeline Alliance et d'Aux Sable puisque nous avons vendu ces participations en avril 2024.

Le bénéfice ajusté a augmenté de 281 M\$, ou 0,13 \$ par action, au quatrième trimestre de 2025, comparativement à celui de la période correspondante de 2024, en raison des facteurs influant sur le BAIIA susmentionnés et de la baisse de la charge d'impôts sur les bénéfices attribuable avant tout à la réduction du taux d'imposition effectif aux États-Unis découlant surtout de l'incidence des crédits d'impôt à l'investissement plus élevés, annulés en partie par l'augmentation de la charge d'amortissement sur les actifs mis en service depuis le quatrième trimestre de 2024.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, le bénéfice ajusté a augmenté de 541 M\$, ou 0,22 \$ par action, comparativement à celui de la période correspondante de 2024, surtout en raison des facteurs susmentionnés pour le quatrième trimestre, contrebalancés en partie par l'augmentation de la charge d'intérêt imputable principalement à l'accroissement du capital moyen de la dette.

Au quatrième trimestre de 2025, les FTD ont augmenté de 134 M\$ comparativement à ceux de la période correspondante de 2024, principalement en raison des facteurs influant sur le BAIIA susmentionnés ainsi que de la baisse des investissements de maintien consacrés à l'optimisation de la chaîne d'approvisionnement et de la diminution des impôts exigibles étant donné la hausse des crédits d'impôt à l'investissement, facteurs annulés en partie par l'augmentation du capital moyen de la dette, ce qui s'est traduit par l'accroissement de la charge d'intérêts.

Les FTD pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont augmenté de 463 M\$, comparativement à ceux de la période correspondante de 2024, principalement en raison des facteurs influant sur le BAIIA susmentionnés, contrebalancés en partie par l'augmentation de la charge d'intérêts imputable avant tout à l'accroissement du solde moyen de la dette, à la hausse des impôts exigibles sur le bénéfice plus élevé ainsi qu'à l'augmentation des investissements de maintien liés aux services publics gaziers aux États-Unis acquis.

Les émissions d'actions ordinaires au cours du marché au deuxième trimestre de 2024 dans le cadre du plan de financement des services publics gaziers aux États-Unis ont eu une incidence négative sur les indicateurs par action en 2025, comparativement à 2024.

La rubrique *Résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2025* ci-après présente de l'information financière détaillée ainsi qu'une analyse de nos résultats.

## **PERSPECTIVES FINANCIÈRES**

La société réaffirme ses prévisions financières pour 2026, soit un BAIIA ajusté de 20,2 G\$ à 20,8 G\$ et des FTD par action de 5,70 \$ à 6,10 \$.

Enbridge a majoré le dividende trimestriel de 2026 de 3 % pour le porter à 0,97 \$ (dividende annualisé de 3,88 \$) par action à compter du dividende payable le 1<sup>er</sup> mars 2026 aux actionnaires inscrits en date du 17 février 2026. Il s'agit de la 31<sup>e</sup> hausse consécutive du dividende de la société.

La société réaffirme également sa croissance à court terme pour la période de 2023 à 2026 de 7 % à 9 % du BAIIA ajusté, de 4 % à 6 % du bénéfice ajusté par action et d'environ 3 % des FTD par action. Postérieurement à 2026, le BAIIA ajusté, le bénéfice par action et les FTD par action devraient afficher un taux de croissance annuelle d'environ 5 %.

## **MISE À JOUR SUR LE FINANCEMENT**

En novembre 2025, Enbridge Inc. a émis des billets de premier rang d'un montant de 1,5 G\$ US, composé de billets de trois ans d'un montant de 500 M\$ US, de billets de cinq ans d'un montant de 500 M\$ US et de billets de dix ans d'un montant de 500 M\$ US. Le produit de ces émissions a servi à réduire la dette, à financer des dépenses en immobilisations et à combler d'autres besoins généraux de l'entreprise.

À la fin de l'exercice, le ratio dette/BAIIA de la société sur une période mobile de 12 mois était de 4,8 fois, soit un résultat se situant à l'intérieur de notre fourchette cible de 4,5 à 5,0 fois pour le ratio dette/BAIIA.

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

En 2025, Enbridge a mis en service des projets de croissance d'environ 5 G\$, notamment :

- les projets de croissance visant les quatre services publics du secteur Distribution de gaz, d'un coût de 2,2 G\$
- le programme de modernisation du secteur Transport de gaz, d'un coût de 0,7 G\$ US
- la phase 1 du projet d'énergie solaire Sequoia, d'un montant de 0,6 G\$ US
- le projet d'investissement dans le réseau principal, d'un montant de 0,5 G\$
- le projet d'énergie solaire Orange Grove, d'un montant de 0,3 G\$ US
- le projet Appalachia to Market II, d'un montant de 0,1 G\$ US
- les projets d'expansion du centre énergétique Ingleside d'Enbridge (phase 7) et de Gray Oak, d'un montant de 0,1 G\$ US

En 2025, Enbridge a ajouté à son carnet de projets de croissance garantis de projets d'une valeur d'environ 14 G\$ :

### **Oléoducs**

- le projet d'investissement dans le réseau principal, d'un montant de 2,0 G\$
- la phase 1 du projet d'optimisation du réseau principal, d'un montant de 1,4 G\$ US
- le pipeline de raccordement du sud de l'Illinois, d'un montant de 0,5 G\$ US
- le carrefour de CO<sub>2</sub> Pelican, d'un montant de 0,3 G\$ US

### **Transport de gaz**

- le programme de stockage sur la côte américaine du golfe, d'un montant de 0,5 G\$ US
- le projet d'expansion de Birch Grove, d'un montant de 0,4 G\$
- le projet d'expansion du réseau Canyon, d'un montant de 0,3 G\$ US
- le projet d'amélioration d'Algonquin Gas Transmission, d'un montant de 0,3 G\$ US
- le projet d'expansion d'Aitken Creek, d'un montant de 0,3 G\$
- le projet de modernisation du secteur Transport de gaz, d'un coût de 0,2 G\$ US
- le projet d'agrandissement de la canalisation 31 de Texas Eastern, d'un montant de 0,1 G\$ US

### **Distribution et stockage de gaz**

- le projet d'investissement de croissance visant les services publics, d'un coût de 2,8 G\$

### **Énergie renouvelable**

- la phase 1 du projet Cowboy, d'un coût de 1,2 G\$ US
- le projet d'énergie solaire Clear Fork, d'un coût de 0,9 G\$ US
- le projet éolien Easter, d'un coût de 0,4 G\$ US

Le carnet de projets de croissance garantis s'établit désormais à environ 39 G\$, et nous prévoyons que des projets d'environ 8 G\$ entreront en service en 2026. Le financement du programme de croissance garanti devrait être assuré par la capacité d'investissement de croissance annuelle prévue de 10 G\$ à 11 G\$ de la société.

## **ACTUALITÉS DU QUATRIÈME TRIMESTRE**

### **Oléoducs : Phase 1 du projet d'optimisation du réseau principal**

Au cours du trimestre, Enbridge a approuvé la phase 1 du projet d'optimisation du réseau principal, soit une expansion de 1,4 G\$ US du réseau principal et du PFS visant à répondre à la demande des clients pour une capacité de transport supplémentaire afin d'accroître les livraisons de pétrole lourd canadien vers les marchés clés de raffinage du Midwest américain (PADD II) et de la côte américaine du golfe (PADD III). Le projet ORP1 devrait rehausser la capacité du réseau principal de 150 kb/j ainsi que la capacité du PFS de 100 kb/j grâce à l'augmentation de la puissance, l'optimisation en amont et l'amélioration des terminaux. Le projet combiné devrait entrer en service en 2027.

L'expansion du PFS s'appuie sur des contrats d'achat ferme à long terme offrant un service d'acheminement complet d'Edmonton, en Alberta à Houston, au Texas. De plus, la majorité des clients actuels ont également choisi de prolonger leurs contrats existants de service d'acheminement complet au-delà de 2040.

### **Transport de gaz : Mise à jour sur la coentreprise stratégique dans le bassin permien**

Enbridge a approuvé le projet Bay Runner, un prolongement du pipeline Whistler, pour répondre à la demande de gaz naturel dans le cadre du projet de GNL Rio Grande de NextDecade. Ce nouveau réseau assurera un service supplémentaire entre le carrefour Agua Dulce et Brownsville de concert avec le projet pipelinier Rio Bravo, avec une capacité totale pouvant atteindre 5,3 Gpi<sup>3</sup>/j. En novembre, la coentreprise Matterhorn a annoncé qu'elle avait élargi le pipeline Eiger Express précédemment approuvé pour en porter la capacité de 2,5 Gpi<sup>3</sup>/j à 3,7 Gpi<sup>3</sup>/j. Le pipeline s'appuie sur de nouvelles ententes de transport fermes. La nouvelle capacité n'influera pas sur la date prévue de mise en service en 2028.

## **Distribution et stockage de gaz : Demande tarifaire d'Enbridge Gas Ohio**

En décembre 2025, Enbridge Gas Ohio a déposé un dossier tarifaire de base proposant une augmentation annuelle des besoins en produits de 163 M\$ US, devant entrer en vigueur au début de 2027. L'augmentation des tarifs de base a été proposée pour récupérer l'investissement dans l'infrastructure de distribution et les autres coûts de service, y compris les charges d'exploitation et les coûts du service de la dette.

## **Énergie renouvelable : Phase 1 du projet Cowboy**

Enbridge a approuvé la phase 1 du projet Cowboy, un projet d'aménagement de nouvelles installations à Cheyenne, au Wyoming, d'une capacité de production d'énergie solaire de 365 MW et de stockage par batterie de 135 MW, dont la capacité peut être portée jusqu'à 200 MW avec examen et approbation supplémentaires par les services publics. Cheyenne Light Fuel and Power (« CLFP »), en vertu du tarif prévu aux termes du Large Power Contract Service (« LPCS ») du Wyoming, fournira l'électricité produite par le projet à une société de technologie d'envergure mondiale en vertu d'une convention d'achat d'électricité à long terme. La capacité du SSEB fait l'objet d'un contrat pour soutenir les activités des mêmes clients dans le cadre d'une convention de tarification de stockage par batterie à prix fixe à long terme avec CFLP au même tarif du LPCS, et les batteries seront fournies et entretenues par Tesla. Enbridge prévoit investir 1,2 G\$ US pour la construction de la centrale d'énergie solaire Cowboy et le SSEB, qui devraient tous deux entrer en service d'ici la fin de 2027.

## **Énergie renouvelable : Projet éolien Easter**

Enbridge a approuvé le projet éolien terrestre Easter, près d'Amarillo, au Texas. Le projet Easter devrait avoir une capacité de production éolienne de 152 MW et Meta a signé une convention d'achat d'électricité visant la production d'énergie renouvelable du projet. Enbridge prévoit que le coût du projet, dont l'achèvement aura lieu progressivement en 2026 et en 2027, est de 0,4 G\$ US.

## RÉSULTATS FINANCIERS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2025 ET DE L'EXERCICE 2025

### 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	
	2025	2024	2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Oléoducs	2 189	2 352	9 396	9 531
Transport de gaz	1 306	1 150	5 491	5 656
Distribution et stockage de gaz	1 139	1 015	3 809	2 869
Production d'énergie renouvelable	199	236	620	733
Éliminations et divers	333	(1 402)	1 161	(1 904)
<b>BAIIA<sup>1</sup></b>	<b>5 166</b>	<b>3 351</b>	<b>20 477</b>	<b>16 885</b>
<b>Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>1 952</b>	<b>493</b>	<b>7 072</b>	<b>5 053</b>
<b>Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation</b>	<b>3 111</b>	<b>3 662</b>	<b>12 270</b>	<b>12 600</b>

<sup>1</sup> 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 entrées 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

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Oléoducs	2 446	2 395	9 710	9 654
Transport de gaz	1 312	1 272	5 397	4 782
Distribution et stockage de gaz	1 139	1 015	4 139	2 869
Production d'énergie renouvelable	211	308	672	820
Éliminations et divers	105	140	34	495
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>5 213</b>	<b>5 130</b>	<b>19 952</b>	<b>18 620</b>
<b>Bénéfice ajusté<sup>1</sup></b>	<b>1 921</b>	<b>1 640</b>	<b>6 578</b>	<b>6 037</b>

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

Le BAIIA ajusté des activités libellées en dollars américains a été converti en dollars canadiens à un taux de change moyen inférieur (1,39 \$ CA/\$ US) au quatrième trimestre de 2025 comparativement à celui du quatrième trimestre de 2024 (1,40 \$ CA/\$ US). Pour l'exercice complet, le BAIIA ajusté des activités libellées en dollars américains a été converti au taux de 1,40 \$ CA/\$ US, comparativement à celui de 1,37 \$ CA/\$ US en 2024. 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		Exercices clos les	
	31 décembre	2024	31 décembre	2024
	2025	2024	2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Réseau principal	1 410	1 339	5 506	5 342
Réseau régional des sables bitumineux	249	232	978	925
Réseaux de la côte du golfe et du milieu du continent <sup>1</sup>	348	369	1 400	1 596
Autres réseaux <sup>2</sup>	439	455	1 826	1 791
<b>BAIIA ajusté<sup>3</sup></b>	<b>2 446</b>	<b>2 395</b>	<b>9 710</b>	<b>9 654</b>

1 Comprend le pipeline Flanagan Sud, le pipeline Seaway, le pipeline Gray Oak, le pipeline Cactus II, le centre énergétique Ingleside d'Enbridge et autres.

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

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

Le BAIIA ajusté du secteur Oléoducs a augmenté de 51 M\$ par rapport à celui du quatrième trimestre de 2024, principalement en raison de ce qui suit :

- l'apport accru du réseau principal découlant de l'accroissement de la demande, des hausses tarifaires annuelles et de surcharges plus élevées depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2025 ainsi que de la baisse des frais d'électricité attribuable à une plus grande efficacité opérationnelle et à un taux par mille moins élevé, déduction faite du partage de bénéfice;
- l'apport accru de la canalisation 9 en raison de la hausse des volumes; ces facteurs étant annulés en partie par
- l'apport moins élevé des réseaux de la côte du golfe et du milieu du continent attribuable essentiellement à la réduction des volumes au comptant sur le pipeline Flanagan Sud.

Le BAIIA ajusté de l'exercice 2025 du secteur Oléoducs a progressé de 56 M\$ par rapport à celui de l'exercice 2024, principalement en raison des facteurs susmentionnés ainsi que des facteurs suivants :

- la quote-part du bénéfice des satellites découlant du règlement d'un litige;
- l'incidence favorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen supérieur en 2025, comparativement à 2024; ces facteurs étant annulés en partie par
- l'apport moins élevé du réseau Bakken en raison de la diminution des volumes.

## Transport de gaz

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Transport de gaz aux États-Unis	997	1 009	4 336	3 795
Transport de gaz au Canada	190	157	629	552
Autres <sup>1</sup>	125	106	432	435
<b>BAIIA ajusté<sup>2</sup></b>	<b>1 312</b>	<b>1 272</b>	<b>5 397</b>	<b>4 782</b>

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 40 M\$ par rapport à celui du quatrième trimestre de 2024, principalement en raison de ce qui suit :

- l'apport de la mise en service du projet d'agrandissement de Venice et l'acquisition d'une participation dans le pipeline Matterhorn Express;
- l'augmentation des produits tirés d'Aitken Creek en raison d'écarts de stockage favorables;
- la conclusion de contrats favorables et le succès des dossiers tarifaires pour nos actifs de transport de gaz aux États-Unis; ces facteurs étant annulés en partie par
- le calendrier des charges d'exploitation pour nos actifs de transport de gaz aux États-Unis.

Le BAIIA ajusté de l'exercice 2025 du secteur Transport de gaz a progressé de 615 M\$, comparativement à celui de 2024, principalement en raison des facteurs susmentionnés ainsi que des facteurs suivants :

- la hausse des produits tirés de notre participation dans DCP Midstream;
- l'incidence favorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen supérieur en 2025, comparativement à 2024, ces facteurs étant contrebalancés en partie par
- l'absence 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;
- la diminution du bénéfice réalisé par Tomorrow RNG attribuable essentiellement à la baisse des prix des NIR et au recul des volumes de production.

## Distribution et stockage de gaz

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Gas Ontario <sup>1</sup>	586	502	2 246	1 872
Services publics gaziers aux États-Unis <sup>1</sup>	535	502	1 843	947
Autres	18	11	50	50
<b>BAIIA ajusté<sup>2</sup></b>	<b>1 139</b>	<b>1 015</b>	<b>4 139</b>	<b>2 869</b>

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

Le BAIIA ajusté d'Enbridge Gas Ontario, d'Enbridge Gas Utah et d'Enbridge Gas North Carolina varie habituellement en fonction des saisons. Il est généralement plus élevé au premier et au quatrième trimestres. Le profil saisonnier d'Enbridge Gas Ontario, d'Enbridge Gas Utah et d'Enbridge Gas North Carolina reflète 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. La variabilité des conditions météorologiques influe sur les produits d'Enbridge Gas Ontario.

Le BAIIA ajusté du secteur Distribution et stockage de gaz a augmenté de 124 M\$ par rapport à celui du quatrième trimestre de 2024, principalement en raison des facteurs suivants :

- la hausse des marges de distribution découlant de la majoration des tarifs et de l'élargissement de la clientèle d'Enbridge Gas Ontario;
- une meilleure optimisation du stockage et une tarification accrue pour Enbridge Gas Ontario;
- l'augmentation des besoins en produits attribuable au recouvrement d'investissements en capital pour Enbridge Gas Ohio et la hausse des tarifs de base d'Enbridge Gas North Carolina.

En comparaison des prévisions de températures normales prises en compte dans les tarifs, l'incidence positive de la température sur le BAIIA ajusté d'Enbridge Gas Ontario s'est chiffrée à environ 18 M\$ au quatrième trimestre de 2025, compte non tenu du partage, comparativement à une incidence négative d'environ 23 M\$ au quatrième trimestre de 2024.

Le BAIIA ajusté du secteur Distribution et stockage de gaz de l'exercice 2025 a augmenté de 1,3 G\$ par rapport à celui de l'exercice 2024, principalement en raison des facteurs susmentionnés ainsi que de l'apport sur un exercice complet des services publics gaziers aux États-Unis et des températures plus froides que la normale en 2025, qui ont eu une incidence positive d'environ 159 M\$, déduction faite du partage, sur le BAIIA d'Enbridge Gas Ontario en 2025. En comparaison des prévisions de températures normales prises en compte dans les tarifs, l'incidence positive de la température pour Enbridge Gas Ontario s'est chiffrée à environ 30 M\$ en 2025, compte non tenu du partage, comparativement à une incidence négative d'environ 129 M\$ en 2024.

## Production d'énergie renouvelable

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2024	31 décembre	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>211</b>	308	<b>672</b>	820

<sup>1</sup> 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 accusé un recul de 97 M\$ comparativement à celui du quatrième trimestre de 2024 en raison principalement de ce qui suit :

- l'absence en 2025 de la quote-part du bénéfice des satellites liée aux crédits d'impôt à l'investissement provenant de notre participation dans le projet d'énergie solaire Fox Squirrel, facteur contré en partie par
- les fortes ressources éoliennes aux installations éoliennes extracôtières en Europe.

Le BAIIA ajusté du secteur Production d'énergie renouvelable de l'exercice 2025 a diminué de 148 M\$ par rapport à celui de 2024, principalement en raison de la baisse de la quote-part du bénéfice des satellites liée aux crédits d'impôt à l'investissement dans le projet d'énergie solaire Fox Squirrel.

## Éliminations et divers

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2024	31 décembre	2024
	2025		2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Recouvrement de frais d'exploitation et d'administration	179	206	493	587
Pertes réalisées sur le règlement de couvertures de change	(74)	(66)	(459)	(92)
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>105</b>	<b>140</b>	<b>34</b>	<b>495</b>

<sup>1</sup> 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 diminué de 35 M\$ comparativement à celui du quatrième trimestre de 2024, en raison du facteur suivant :

- des revenus de placement moins élevés tirés d'une filiale entièrement détenue qui est une société d'assurance captive.

Pour l'exercice 2025, le BAIIA ajusté de l'unité Éliminations et divers a affiché un recul de 461 M\$ comparativement à celui de 2024, en raison essentiellement des facteurs susmentionnés ainsi que de la hausse des pertes de change réalisées sur le règlement de couvertures et de la baisse des revenus de placement en 2025, comparativement à 2024, le BAIIA ajusté ayant profité du pré-financement des acquisitions de services gaziers aux États-Unis.

## Flux de trésorerie distribuables

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2025	2024	2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i>				
Oléoducs	2 446	2 395	9 710	9 654
Transport de gaz	1 312	1 272	5 397	4 782
Distribution et stockage de gaz	1 139	1 015	4 139	2 869
Production d'énergie renouvelable	211	308	672	820
Éliminations et divers	105	140	34	495
<b>BAIIA ajusté<sup>1,3</sup></b>	<b>5 213</b>	<b>5 130</b>	<b>19 952</b>	<b>18 620</b>
Investissements de maintien	(336)	(370)	(1 184)	(1 118)
Charge d'intérêts <sup>1</sup>	(1 268)	(1 247)	(4 964)	(4 475)
Impôts exigibles <sup>1</sup>	(243)	(278)	(1 014)	(875)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle et à la participation ne donnant pas le contrôle rachetable <sup>1</sup>	(101)	(88)	(377)	(333)
Distributions en trésorerie supérieures à la quote-part du bénéfice <sup>1</sup>	68	47	403	394
Dividendes sur les actions privilégiées	(108)	(101)	(419)	(388)
Autres entrées de trésorerie non comptabilisées dans les produits <sup>2</sup>	(29)	8	60	97
Autres ajustements hors trésorerie <sup>1</sup>	12	(27)	(3)	69
<b>FTD<sup>3</sup></b>	<b>3 208</b>	<b>3 074</b>	<b>12 454</b>	<b>11 991</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation</b>	<b>2 181</b>	<b>2 178</b>	<b>2 180</b>	<b>2 155</b>

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 ».

Au quatrième trimestre de 2025, les FTD ont augmenté de 134 M\$ comparativement à ceux du quatrième trimestre de 2024, principalement en raison des facteurs d'exploitation ayant contribué à l'accroissement du BAIIA ajusté susmentionnés, ainsi que des facteurs suivants :

- la baisse des investissements de maintien consacrés à l'optimisation de la chaîne d'approvisionnement;
- la diminution des impôts exigibles en raison de la hausse des crédits d'impôt à l'investissement et les avantages découlant de la loi intitulée *One Big Beautiful Bill Act*, facteurs annulés en partie par
- la hausse du capital de la dette, qui s'est traduite par l'accroissement de la charge d'intérêts.

Pour l'exercice 2025, les FTD ont augmenté de 463 M\$ comparativement à ceux de l'exercice 2024, principalement en raison des facteurs d'exploitation ayant contribué à l'accroissement du BAIIA ajusté susmentionnés, facteurs annulés en partie par :

- la hausse du capital de la dette, qui s'est traduite par l'accroissement de la charge d'intérêts;
- l'augmentation des impôts exigibles en raison du bénéfice plus élevé;
- l'accroissement des investissements de maintien liés aux services publics gaziers aux États-Unis acquis sur un exercice complet.

## Bénéfice ajusté

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2025	2024	2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
BAlIA ajusté <sup>1,2</sup>	5 213	5 130	19 952	18 620
Amortissement	(1 518)	(1 434)	(5 871)	(5 353)
Charge d'intérêts <sup>2</sup>	(1 277)	(1 273)	(5 007)	(4 534)
Charge d'impôts <sup>2</sup>	(319)	(630)	(1 854)	(2 120)
Participations ne donnant pas le contrôle et participation ne donnant pas le contrôle rachetable <sup>2</sup>	(70)	(52)	(223)	(188)
Dividendes sur les actions privilégiées	(108)	(101)	(419)	(388)
<b>Bénéfice ajusté<sup>1</sup></b>	<b>1 921</b>	<b>1 640</b>	<b>6 578</b>	<b>6 037</b>
<b>Bénéfice ajusté par action ordinaire<sup>1</sup></b>	<b>0,88</b>	<b>0,75</b>	<b>3,02</b>	<b>2,80</b>

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 281 M\$ et le bénéfice ajusté par action s'est accru de 0,13 \$ par rapport à ceux du quatrième trimestre de 2024, principalement en raison de la hausse du BAlIA ajusté découlant des facteurs d'exploitation susmentionnés et les suivants :

- la baisse de la charge d'impôts sur les bénéfices attribuable à la réduction du taux d'imposition effectif aux États-Unis, en raison avant tout de l'incidence de la hausse des crédits d'impôt à l'investissement, facteur annulé en partie par
- la charge d'amortissement plus élevée en raison des actifs mis en service depuis le quatrième trimestre de 2024.

Le bénéfice ajusté de l'exercice complet a augmenté de 541 M\$ et le bénéfice ajusté par action s'est accru de 0,22 \$ en regard de 2024 en raison des facteurs susmentionnés, contrebalancés en partie par la charge d'amortissement plus élevée et la hausse du capital de la dette découlant des acquisitions des services gaziers aux États-Unis, ce qui s'est traduit par l'accroissement de la charge d'intérêts.

Les indicateurs par action ont subi l'incidence négative 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 13 février 2026 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 2025. 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/696756185>. 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 2025, le conseil d'administration a déclaré les dividendes trimestriels ci-dessous. Tous les dividendes sont payables le 1<sup>er</sup> mars 2026 aux actionnaires inscrits le 17 février 2026.

	Dividende par action
Actions ordinaires <sup>1</sup>	0,9700 \$
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 <sup>2</sup>	0,29836 \$
Actions privilégiées, série H	0,38200 \$
Actions privilégiées, série I <sup>3</sup>	0,27432 \$
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 <sup>4</sup>	0,29034 \$
Actions privilégiées, série 5	0,41769 \$ US
Actions privilégiées, série 7	0,37425 \$
Actions privilégiées, série 9	0,35450 \$
Actions privilégiées, série 11	0,34231 \$
Actions privilégiées, série 13	0,33719 \$
Actions privilégiées, série 15	0,35163 \$
Actions privilégiées, série 19	0,38825 \$

*1 Le montant des dividendes trimestriels par action ordinaire a été majoré de 3 %, passant de 0,9425 \$ à 0,9700 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2026.*

*2 Le montant des dividendes trimestriels par action privilégiée de série G a diminué, passant de 0,32411 \$ à 0,29836 \$ le 1<sup>er</sup> décembre 2025, en raison du rajustement trimestriel.*

*3 Le montant des dividendes trimestriels par action privilégiée de série I a diminué, passant de 0,29980 \$ à 0,27432 \$ le 1<sup>er</sup> décembre 2025, en raison du rajustement trimestriel.*

*4 Le montant des dividendes trimestriels par action privilégiée de série 4 a diminué, passant de 0,31601 \$ à 0,29034 \$ le 1<sup>er</sup> décembre 2025, en raison du rajustement trimestriel.*

## INFORMATION PROSPECTIVE

*Le présent communiqué renferme de l'information prospective, 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 », « cibler », « croire », « estimer », « planifier », « prévoir », « projeter », « s'attendre à », « viser », « 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 prospective, ou énoncés prospectifs, ayant trait notamment à ce qui suit : notre vision et notre stratégie d'entreprise, y compris nos priorités et nos instruments stratégiques; les prévisions financières pour 2026 et les perspectives à court terme, y compris les FTD par action, le bénéfice par action et le BAIIA ajusté projetés ainsi que la croissance prévue de ces derniers; les dividendes prévus et la politique de croissance et de versement des dividendes; 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 ainsi que l'exportation et les prix de ces marchandises; la conjoncture du marché et de notre secteur d'activité; 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, la capacité et la souplesse financières; les coûts et programmes de financement; les attentes quant à l'endettement, y compris le ratio dette/BAIIA; les attentes quant aux sources de liquidités et à la suffisance des ressources financières; les coûts, les avantages et les dates de mise en service prévus des projets annoncés et des projets en construction; la capacité d'investir et les priorités en matière de répartition du capital; l'incidence des conditions météorologiques et du caractère saisonnier; les possibilités de croissance, de développement et d'expansion futures prévues, notamment en ce qui a trait à la phase 1 du projet d'optimisation du réseau principal, au projet éolien Easter et à la phase 1 du projet Cowboy; les caractéristiques, les avantages prévus, le financement et le moment de nos acquisitions, cessions et autres transactions, y compris les Acquisitions; les politiques gouvernementales en matière de commerce et les répercussions possibles des tarifs, droits, frais, sanctions économiques ou autres mesures commerciales annoncés et éventuels, ainsi que le moment de leur entrée en vigueur; 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 et instances tarifaires, de même que les résultats, les échéances et les incidences prévus de ceux-ci, y compris ceux d'Enbridge Gas Ohio.*

*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, l'exportation et 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; les tarifs et politiques commerciales; 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 et transactions; les dates prévues de mise en service; les conditions météorologiques; le calendrier, les modalités et la clôture des acquisitions, des cessions et des autres transactions et les projets annoncés et éventuels et les avantages prévus en découlant; les lois gouvernementales; les litiges; les notations; le financement des projets d'investissement; 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, les taux d'intérêt et les tarifs 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 les coûts 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; 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 législatifs et réglementaires et des décisions réglementaires; des litiges; des acquisitions; des cessions et d'autres opérations et de la concrétisation des avantages prévus en découlant, y compris les Acquisitions; de l'évolution des politiques gouvernementales en matière de commerce, notamment de tarifs, tarifs douaniers, frais, sanctions économiques ou autres mesures commerciales possibles ou annoncées; de la dépendance opérationnelle envers des tiers; 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 et des conflits géopolitiques mondiaux; 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; de l'accès au capital et du coût du capital; de notre capacité de maintenir une assurance adéquate à l'avenir, à des taux ou à d'autres conditions que nous jugeons raisonnables sur le plan commercial; ainsi que de l'offre et la demande et des prix des marchandises et de l'énergie de rechange, 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](http://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](mailto:media@enbridge.com)

#### **Enbridge Inc. – Investisseurs**

Marlon Samuel

Sans frais : 1 800 481-2804

Courriel : [investor.relations@enbridge.com](mailto: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, aux participations ne donnant pas le contrôle et à la participation ne donnant pas le contrôle rachetable 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 et à la participation ne donnant pas le contrôle rachetable, 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 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Oléoducs	2 189	2 352	9 396	9 531
Transport de gaz	1 306	1 150	5 491	5 656
Distribution et stockage de gaz	1 139	1 015	3 809	2 869
Production d'énergie renouvelable	199	236	620	733
Éliminations et divers	333	(1 402)	1 161	(1 904)
<b>BAIIA</b>	<b>5 166</b>	<b>3 351</b>	<b>20 477</b>	<b>16 885</b>
Amortissement	(1 464)	(1 384)	(5 661)	(5 167)
Charge d'intérêts	(1 246)	(1 118)	(5 023)	(4 419)
Charge d'impôts	(325)	(231)	(2 004)	(1 668)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et à la participation ne donnant pas le contrôle rachetable	(71)	(23)	(298)	(190)
Dividendes sur les actions privilégiées	(108)	(102)	(419)	(388)
<b>Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>1 952</b>	<b>493</b>	<b>7 072</b>	<b>5 053</b>

### RAPPROCHEMENT DU BAIIA AJUSTÉ ET DU BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
Oléoducs	2 446	2 395	9 710	9 654
Transport de gaz	1 312	1 272	5 397	4 782
Distribution et stockage de gaz	1 139	1 015	4 139	2 869
Production d'énergie renouvelable	211	308	672	820
Éliminations et divers	105	140	34	495
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>5 213</b>	<b>5 130</b>	<b>19 952</b>	<b>18 620</b>
Amortissement	(1 518)	(1 434)	(5 871)	(5 353)
Charge d'intérêts	(1 277)	(1 273)	(5 007)	(4 534)
Charge d'impôts	(319)	(630)	(1 854)	(2 120)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et à la participation ne donnant pas le contrôle rachetable	(70)	(52)	(223)	(188)
Dividendes sur les actions privilégiées	(108)	(101)	(419)	(388)
<b>Bénéfice ajusté</b>	<b>1 921</b>	<b>1 640</b>	<b>6 578</b>	<b>6 037</b>
<b>Bénéfice ajusté par action ordinaire</b>	<b>0,88</b>	<b>0,75</b>	<b>3,02</b>	<b>2,80</b>

## RAPPROCHEMENT DU BAIIA ET DU BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
<b>BAIIA</b>	<b>5 166</b>	3 351	<b>20 477</b>	16 885
Éléments d'ajustement :				
Variation (du gain) de la perte latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés	(304)	1 433	(1 395)	2 175
Coûts de cessation d'emploi	—	—	—	105
Gain à l'extinction de dette	—	—	(25)	—
Gain à la vente d'actifs	—	—	(130)	(1 092)
Perte de couverture réalisée	—	—	139	—
Pertes de valeur d'actifs	237	192	567	192
Autres	114	154	319	355
<b>Total des éléments d'ajustement</b>	<b>47</b>	1 779	<b>(525)</b>	1 735
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>5 213</b>	5 130	<b>19 952</b>	18 620
Amortissement	(1 464)	(1 384)	(5 661)	(5 167)
Charge d'intérêts	(1 246)	(1 121)	(5 023)	(4 419)
Charge d'impôts	(325)	(231)	(2 004)	(1 668)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et à la participation ne donnant pas le contrôle rachetable	(71)	(23)	(298)	(190)
Dividendes sur les actions privilégiées	(108)	(101)	(419)	(388)
Éléments d'ajustement à l'égard des aspects suivants :				
Amortissement	(54)	(50)	(210)	(186)
Charge d'intérêts	(31)	(152)	16	(115)
Charge d'impôts	6	(399)	150	(452)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	1	(29)	75	2
<b>Bénéfice ajusté</b>	<b>1 921</b>	1 640	<b>6 578</b>	6 037
<b>Bénéfice ajusté par action ordinaire</b>	<b>0,88</b>	0,75	<b>3,02</b>	2,80

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

### OLÉODUCS

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>2 446</b>	2 395	<b>9 710</b>	9 654
Variation du gain (de la perte) latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés	31	(18)	85	2
Pertes de valeur d'actifs	(237)	—	(237)	—
Autres	(51)	(25)	(162)	(125)
Total des ajustements	(257)	(43)	(314)	(123)
<b>BAIIA</b>	<b>2 189</b>	2 352	<b>9 396</b>	9 531

### TRANSPORT DE GAZ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>1 312</b>	1 272	<b>5 397</b>	4 782
Variation du gain (de la perte) latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés – prix des marchandises	(9)	1	(39)	(3)
Perte de valeur d'actifs	—	(137)	—	(137)
Gain à la vente d'actifs	—	—	103	1 063
Autres	3	14	30	(49)
Total des ajustements	(6)	(122)	94	874
<b>BAIIA</b>	<b>1 306</b>	1 150	<b>5 491</b>	5 656

### DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>1 139</b>	1 015	<b>4 139</b>	2 869
Perte de valeur d'actifs	—	—	(330)	—
Total des ajustements	—	—	(330)	—
<b>BAIIA</b>	<b>1 139</b>	1 015	<b>3 809</b>	2 869

## PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2024	31 décembre	2024
	2025		2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>211</b>	308	<b>672</b>	820
Variation du gain (de la perte) latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés	—	(7)	<b>105</b>	(20)
Pertes de valeur d'actifs	—	(55)	—	(55)
Perte de couverture réalisée	—	—	<b>(139)</b>	—
Gain à la vente d'actifs	—	—	<b>27</b>	29
Autres	<b>(12)</b>	(10)	<b>(45)</b>	(41)
Total des ajustements	<b>(12)</b>	(72)	<b>(52)</b>	(87)
<b>BAIIA</b>	<b>199</b>	236	<b>620</b>	733

## ÉLIMINATIONS ET DIVERS

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2024	31 décembre	2024
	2025		2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>105</b>	140	<b>34</b>	495
Variation du gain (de la perte) latent lié à la juste valeur d'instruments dérivés – taux de change	<b>297</b>	(1 316)	<b>1 131</b>	(2 032)
Gain à l'extinction de dette	—	—	<b>25</b>	—
Coûts de cessation d'emploi	—	—	—	(105)
Autres	<b>(69)</b>	(226)	<b>(29)</b>	(262)
Total des ajustements	<b>228</b>	(1 542)	<b>1 127</b>	(2 399)
<b>BAIIA</b>	<b>333</b>	(1 402)	<b>1 161</b>	(1 904)

**ANNEXE C**  
**RAPPROCHEMENT DES MESURES HORS PCGR – ENTRÉES DE**  
**TRÉSORERIE LIÉES AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION ET FTD**

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Entrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation	3 111	3 662	12 270	12 600
Montant ajusté pour les variations des actifs et des passifs d'exploitation <sup>1</sup>	666	(219)	1 405	133
	3 777	3 443	13 675	12 733
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle et à la participation ne donnant pas le contrôle rachetable	(101)	(88)	(377)	(333)
Dividendes sur les actions privilégiées <sup>2</sup>	(108)	(101)	(419)	(388)
Investissements de maintien	(336)	(370)	(1 184)	(1 118)
Éléments d'ajustement importants à l'égard des aspects suivants :				
Autres entrées de trésorerie non comptabilisées dans les produits	(29)	8	60	97
Coûts de cessation d'emploi, déduction faite des impôts	—	—	—	95
Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs <sup>2</sup>	146	151	702	801
Autres éléments	(141)	31	(3)	104
<b>FTD</b>	<b>3 208</b>	<b>3 074</b>	<b>12 454</b>	<b>11 991</b>

<sup>1</sup> Variations des actifs et des passifs d'exploitation, déduction faite des recouvrements.

<sup>2</sup> Ces montants sont présentés déduction faite des éléments d'ajustement.