



ENBRIDGE INC.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

31 décembre 2025

RAPPORT DE LA DIRECTION

AUX ACTIONNAIRES D'ENBRIDGE INC.

Information financière

La direction d'Enbridge Inc. (la « société ») est responsable des états financiers consolidés ci-joints et de toute l'information financière qui s'y rapporte et qui figure dans le rapport annuel, y compris le rapport de gestion. Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (les « PCGR des États-Unis ») et ils comprennent forcément des montants qui reflètent le jugement et les meilleures estimations de la direction.

Le conseil d'administration et ses comités sont responsables de tous les aspects de la gouvernance d'entreprise. Le comité d'audit, des finances et des risques du conseil (le « CAFRC »), composé d'administrateurs qui ne sont pas liés à la société, est expressément tenu de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne. Le CAFRC rencontre la direction, les auditeurs internes et les auditeurs indépendants pour passer en revue les états financiers consolidés et le contrôle interne à l'égard de l'information financière. Le CAFRC soumet ses conclusions à l'examen du conseil d'administration, qui approuve les états financiers consolidés avant leur diffusion auprès des actionnaires. Les auditeurs internes et les auditeurs indépendants peuvent communiquer librement avec le CAFRC.

Contrôle interne à l'égard de l'information financière

La direction est également responsable d'établir et de maintenir un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière comprend des politiques et procédés qui visent à faciliter la préparation d'information pertinente, fiable et opportune, à dresser des états financiers consolidés à des fins de présentation de l'information financière conformément aux PCGR des États-Unis et à fournir une assurance raisonnable que les biens sont protégés.

La direction a procédé à une appréciation de l'efficacité du contrôle interne de la société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2025 en se fondant sur les critères établis dans le rapport intitulé *Internal Control – Integrated Framework (2013)* publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. Selon cette appréciation, la direction a conclu que la société maintenait un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2025.

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet d'auditeurs indépendants nommés par les actionnaires de la société, a effectué un audit des états financiers consolidés de la société et de son contrôle interne à l'égard de l'information financière conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) et a publié un rapport sans réserve, qui accompagne les états financiers consolidés.

/s/ Gregory L. Ebel

Gregory L. Ebel
Président et chef de la direction

/s/ Patrick R. Murray

Patrick R. Murray
Vice-président exécutif et chef des finances

Le 13 février 2026



Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Au conseil d'administration et aux actionnaires d'Enbridge Inc.

Opinions sur les états financiers et le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons effectué l'audit des états consolidés de la situation financière ci-joints de Enbridge Inc. et de ses filiales (la « société ») aux 31 décembre 2025 et 2024, et des états consolidés des résultats, du résultat global, des variations des capitaux propres et des flux de trésorerie pour chacun des trois exercices compris dans la période close le 31 décembre 2025, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Nous avons également effectué l'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au 31 décembre 2025, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (le « COSO »).

À notre avis, les états financiers consolidés susmentionnés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2025 et 2024 ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2025, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique. De plus, à notre avis, la société maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2025, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le COSO.

Fondement des opinions

La direction de la société est responsable des présents états financiers consolidés, du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de l'appréciation qu'elle fait de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière figurant dans le « Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ». Notre responsabilité consiste à exprimer des opinions sur les états financiers consolidés de la société et sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du Public Company Accounting Oversight Board (des États-Unis) (le « PCAOB ») et sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons les audits de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent d'erreurs ou de fraudes, et qu'un contrôle interne à l'égard de l'information financière efficace a été maintenu dans tous ses aspects significatifs.

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.
Suncor Energy Centre, 111 5th Avenue South West, bureau 2900,
Calgary (Alberta) Canada T2P 5L3
Tél. : +1 403 509-7500, Téléc. : +1 403 781-1825, Téléc. courriel :
ca_calgary_main_fax@pwc.com

Nos audits des états financiers consolidés ont compris la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent d'erreurs ou de fraudes, et la mise en œuvre de procédures en réponse à ces risques. Ces procédures ont compris le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des informations fournies dans les états financiers consolidés. Nos audits ont également compris l'évaluation des principes comptables retenus et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a compris l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, ainsi que des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre évaluation du risque. Nos audits ont également compris la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à nos opinions.

Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui : i) concernent la tenue de comptes suffisamment détaillés qui donnent une image précise et fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; ii) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration; et iii) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

Questions critiques de l'audit

La question critique de l'audit communiquée ci-après est une question soulevée au cours de l'audit des états financiers consolidés de la période considérée qui a été ou qui doit être communiquée au comité d'audit et qui i) est liée à des comptes ou des informations fournies qui sont significatifs par rapport aux états financiers consolidés et ii) pour laquelle nous avons dû porter des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes. La communication des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et, en communiquant la question critique de l'audit ci-après, nous n'exprimons pas une opinion distincte sur celle-ci ni sur les comptes ou informations connexes.

Évaluation quantitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition pour les unités d'exploitation Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz

Comme il est expliqué aux notes 2 et 15 des états financiers consolidés, le solde de l'écart d'acquisition de la société s'établissait à 35 284 M\$ au 31 décembre 2025 et inclut des soldes de l'écart d'acquisition de 17 531 M\$ et de 8 721 M\$ liés respectivement aux unités d'exploitation Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz. Tel qu'il a été communiqué par la direction, celle-ci réalise une évaluation de la dépréciation de l'écart d'acquisition au niveau de l'unité d'exploitation au 1^{er} avril de chaque année, ou plus souvent s'il survient des événements ou des changements de circonstances qui indiquent que la valeur comptable de l'écart d'acquisition peut s'être dépréciée. La direction a l'option d'évaluer en premier lieu des facteurs qualitatifs pour déterminer s'il y a lieu de soumettre l'écart d'acquisition à une évaluation quantitative de la dépréciation. La direction a réalisé une évaluation quantitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition pour les unités d'exploitation Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz. L'évaluation quantitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition consiste à déterminer la juste valeur des unités d'exploitation de la société et à comparer ces justes valeurs à la valeur comptable de chaque unité d'exploitation. Si la valeur comptable d'une unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition qui lui est attribué, dépasse sa juste valeur, la perte de valeur de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur. La juste valeur des unités d'exploitation est estimée soit au moyen d'une technique reposant sur les flux de trésorerie actualisés, soit en combinant des techniques reposant sur des multiples de capitalisation et sur les flux de trésorerie actualisés. La détermination de la juste valeur au moyen des flux de trésorerie actualisés nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses liées au taux d'actualisation, au bénéfice d'exploitation projeté, aux dépenses en immobilisations futures prévues ainsi qu'aux taux de croissance finaux pour l'unité d'exploitation Transport de gaz, et à la base tarifaire réglementaire projetée et au multiple de la base tarifaire pour l'unité d'exploitation Distribution et stockage de gaz. La détermination de la juste valeur au moyen de multiples de capitalisation nécessite la formulation d'hypothèses relatives aux bénéfices prévisibles et aux multiples de capitalisation. À la suite de l'évaluation réalisée par la direction, aucune perte de valeur n'a été comptabilisée.

Les faits ayant permis de déterminer que la mise en œuvre des procédures liées à l'évaluation quantitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition pour les unités d'exploitation Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz constitue une question critique de l'audit sont essentiellement que la direction a posé des jugements importants pour élaborer les hypothèses relatives au taux d'actualisation, au bénéfice d'exploitation projeté et aux multiples de capitalisation pour estimer la juste valeur de l'unité d'exploitation Transport de gaz et les hypothèses relatives à la base tarifaire réglementaire projetée et au multiple de la base tarifaire pour estimer la juste valeur de l'unité d'exploitation Distribution et stockage de gaz au 1^{er} avril 2025. Ainsi, un niveau élevé de jugement, d'effort et de subjectivité a été nécessaire de la part de l'auditeur dans l'évaluation du caractère raisonnable des hypothèses utilisées dans le cadre de l'évaluation quantitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition. De plus, les travaux d'audit ont nécessité le recours à des professionnels ayant des compétences et des connaissances spécialisées.

Le traitement de cette question a consisté à mettre en œuvre des procédures et à évaluer les éléments probants nécessaires à la formulation d'une opinion globale sur les états financiers consolidés. Ces procédures ont consisté notamment à tester l'efficacité des contrôles liés à l'évaluation quantitative de la perte de valeur de l'écart d'acquisition réalisée par la direction, y compris les contrôles relatifs à l'établissement de l'estimation de la juste valeur des unités d'exploitation Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz. Ces procédures ont également consisté à tester le processus suivi par la direction pour établir les estimations de la juste valeur des unités d'exploitation Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz. Tester le processus utilisé par la direction dans l'établissement des estimations de la juste valeur a consisté à évaluer le caractère approprié des modèles de flux de trésorerie actualisés et de multiples de capitalisation; à tester l'exhaustivité et l'exactitude des données sous-jacentes utilisées dans les modèles; de même qu'à évaluer le caractère raisonnable du bénéfice d'exploitation projeté et de la base tarifaire réglementaire projetée à la lumière de la performance actuelle et passée des unités d'exploitation de la société, des données externes propres au secteur d'activité et des éléments probants obtenus dans d'autres volets de l'audit, selon le cas. Des professionnels ayant des compétences et des connaissances spécialisées ont apporté leur aide pour évaluer le caractère approprié des modèles de flux de trésorerie actualisés et de multiples de capitalisation utilisés par la direction ainsi que pour évaluer le caractère raisonnable du taux d'actualisation, des multiples de capitalisation et du multiple de la base tarifaire utilisés dans les modèles, selon le cas.

/s/ PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 13 février 2026

Nous agissons en tant qu'auditeurs de la société depuis 1949.

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
Produits d'exploitation			
Ventes de marchandises	35 181	27 018	18 981
Ventes de services de distribution de gaz	9 769	6 802	5 442
Transport et autres services	20 244	19 653	19 226
Total des produits d'exploitation <i>(note 4)</i>	65 194	53 473	43 649
Charges d'exploitation			
Coûts des marchandises	34 358	26 556	18 526
Coûts liés à la distribution de gaz	3 678	2 484	2 840
Exploitation et administration	9 969	9 427	8 600
Amortissement	5 661	5 167	4 613
Perte de valeur d'actifs à long terme	570	190	419
Total des charges d'exploitation	54 236	43 824	34 998
Bénéfice d'exploitation	10 958	9 649	8 651
Quote-part du bénéfice des satellites <i>(note 13)</i>	2 224	2 304	1 816
Gain sur cession de participations dans des satellites <i>(note 13)</i>	—	1 091	—
Autres produits (charges) <i>(note 27)</i>	1 634	(1 326)	1 224
Charge d'intérêts <i>(note 17)</i>	(5 023)	(4 419)	(3 812)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	9 793	7 299	7 879
Charge d'impôts <i>(note 24)</i>	(2 004)	(1 668)	(1 821)
Bénéfice	7 789	5 631	6 058
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et à une participation ne donnant pas le contrôle rachetable	(298)	(190)	133
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	7 491	5 441	6 191
Dividendes sur les actions privilégiées	(419)	(388)	(352)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	7 072	5 053	5 839
Résultat par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 6)</i>	3,23	2,34	2,84
Résultat dilué par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 6)</i>	3,22	2,34	2,84

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice	7 789	5 631	6 058
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts			
Variation des gains latents sur les couvertures de flux de trésorerie	28	73	220
Gain (perte) sur les couvertures d'investissement net <i>(note 23)</i>	419	(1 305)	409
Autres éléments du résultat global des satellites et autres participations	24	(10)	6
Éléments exclus des couvertures de juste valeur	14	9	12
Reclassement dans le résultat des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	27	23	14
Reclassement dans le résultat des montants au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (« ACR »)	(30)	(16)	(18)
Reclassement d'un gain actuariel au titre des prestations de retraite et des ACR depuis les actifs réglementaires	38	—	—
Gains (pertes) actuariels sur régimes de retraite et ACR	126	248	(130)
Écart de conversion	(3 134)	5 895	(1 728)
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts	(2 488)	4 917	(1 215)
Résultat global	5 301	10 548	4 843
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et à une participation ne donnant pas le contrôle rachetable	(244)	(295)	131
Résultat global attribuable aux participations donnant le contrôle	5 057	10 253	4 974
Dividendes sur les actions privilégiées	(419)	(388)	(352)
Résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	4 638	9 865	4 622

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
Actions privilégiées <i>(note 20)</i>			
Solde au début et à la fin de l'exercice	6 818	6 818	6 818
Actions ordinaires <i>(note 20)</i>			
Solde au début de l'exercice	71 738	69 180	64 760
Émission d'actions, déduction faite des frais d'émission et des impôts	—	2 489	4 485
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	89	39	3
Actions émises à l'acquisition d'unités d'actions restreintes (« UAR »)	49	30	12
Rachats d'actions à leur valeur attribuée	—	—	(80)
Solde à la fin de l'exercice	71 876	71 738	69 180
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	275	268	275
Rémunération à base d'actions	113	98	71
Options sur actions exercées	(61)	(39)	(3)
UAR acquises	(85)	(52)	(20)
Acquisition de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	(28)
Autres	—	—	(27)
Solde à la fin de l'exercice	242	275	268
Déficit			
Solde au début de l'exercice	(20 046)	(17 115)	(15 486)
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	7 491	5 441	6 191
Dividendes sur les actions privilégiées	(419)	(388)	(352)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	(8 282)	(7 984)	(7 423)
Rachats d'actions à un montant supérieur à leur valeur attribuée	—	—	(45)
Ajustement de la valeur de rachat attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle rachetable <i>(note 19)</i>	(28)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	(21 284)	(20 046)	(17 115)
Cumul des autres éléments du résultat global <i>(note 22)</i>			
Solde au début de l'exercice	7 115	2 303	3 520
Autres éléments du résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, déduction faite des impôts	(2 434)	4 812	(1 217)
Solde à la fin de l'exercice	4 681	7 115	2 303
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	62 333	65 900	61 454
Participations ne donnant pas le contrôle <i>(note 19)</i>			
Solde au début de l'exercice	2 993	3 029	3 511
Bénéfice (perte) attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	270	190	(133)
Autres éléments du résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite des impôts	—	—	—
Variation des gains latents sur les couvertures de flux de trésorerie	—	9	35
Écart de conversion	(54)	96	(33)
	(54)	105	2
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	216	295	(131)
Distributions	(360)	(333)	(363)
Apports	10	4	11
Acquisition de participations ne donnant pas le contrôle	—	(2)	2
Autres	(4)	—	(1)
Solde à la fin de l'exercice	2 855	2 993	3 029
Total des capitaux propres	65 188	68 893	64 483
Dividendes payés par action ordinaire	3,77	3,66	3,55

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Activités d'exploitation			
Bénéfice	7 789	5 631	6 058
Ajustements visant à rapprocher le résultat et les rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation :			
Amortissement	5 661	5 167	4 613
Charge d'impôts reportés (note 24)	1 025	719	1 420
(Gains) pertes latents liés à la variation de la juste valeur des dérivés, montant net	(1 334)	2 082	(1 180)
Quote-part du bénéfice des satellites (note 13)	(2 224)	(2 304)	(1 816)
Distributions sur les participations dans des satellites	2 066	2 121	1 998
Perte de valeur d'actifs à long terme	570	190	419
Gain sur cession de participations dans des satellites (note 13)	—	(1 091)	—
Autres	122	218	378
Variation de l'actif et du passif d'exploitation (note 28)	(1 405)	(133)	2 311
Rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation	12 270	12 600	14 201
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(8 973)	(6 711)	(4 654)
Placements à long terme, placements soumis à restrictions et autres placements	(2 322)	(3 416)	(1 276)
Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs	681	785	1 151
Acquisition d'actifs incorporels	(192)	(219)	(222)
Acquisitions	—	(13 472)	(954)
Produit de la cession de participations dans des satellites	349	2 724	—
Variation des prêts à des sociétés affiliées, montant net	—	2	(27)
Autres	(46)	(56)	(61)
Sorties de trésorerie nettes liées aux activités d'investissement	(10 503)	(20 363)	(6 043)
Activités de financement			
Variation nette des emprunts à court terme	501	129	(1 596)
Variation nette des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit	1 296	6 549	(8 157)
Émission de débentures et de billets à terme, déduction faite des frais d'émission	10 956	9 546	15 377
Remboursements sur les débentures et les billets à terme	(6 849)	(6 633)	(4 819)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle	10	4	11
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(360)	(333)	(363)
Produit du placement dans une filiale par une participation ne donnant pas le contrôle rachetable, déduction faite des coûts de transaction	712	—	—
Apports de la participation ne donnant pas le contrôle rachetable	6	—	—
Distributions à la participation ne donnant pas le contrôle rachetable	(17)	—	—
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission	28	2 485	4 450
Rachat d'actions ordinaires	—	—	(125)
Dividendes sur les actions privilégiées	(419)	(387)	(352)
Dividendes sur les actions ordinaires	(8 220)	(7 875)	(7 276)
Variation de prêts à des sociétés affiliées, montant net	41	99	71
Autres	(85)	(40)	(85)
Sorties (rentrées) de trésorerie nettes liées aux activités de financement	(2 400)	3 544	(2 864)
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions libellés en devises	(47)	234	(216)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	(680)	(3 985)	5 078
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de la période¹	2 000	5 985	907
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de la période¹	1 320	2 000	5 985
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie			
Intérêts payés en trésorerie, déduction faite du montant capitalisé	4 924	4 134	3 380
Montants courus hors trésorerie au titre des immobilisations corporelles et des actifs incorporels	1 390	1 251	813

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

1 Au 31 décembre 2025, nous avons de la trésorerie à long terme soumise à restrictions d'un montant de 143 M\$ (105 M\$ en 2024 et néant en 2023) comprise au poste « Placements et trésorerie à long terme soumis à restrictions » aux états consolidés de la situation financière.

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i>		
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 094	1 803
Trésorerie soumise à restrictions	83	92
Comptes clients et produits non facturés	7 081	6 920
Autres actifs à court terme <i>(note 9)</i>	3 230	2 770
Montants à recevoir de sociétés affiliées	86	90
Stocks <i>(note 10)</i>	1 621	1 488
	13 195	13 163
Immobilisations corporelles, montant net <i>(note 11)</i>	131 598	131 104
Placements à long terme <i>(note 13)</i>	21 264	20 691
Placements et trésorerie à long terme soumis à restrictions	1 293	998
Montants reportés et autres actifs	11 149	11 034
Actifs incorporels, montant net <i>(note 14)</i>	3 991	4 587
Écart d'acquisition <i>(note 15)</i>	35 284	36 600
Impôts reportés <i>(note 24)</i>	701	796
Total de l'actif	218 475	218 973
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Emprunts à court terme <i>(note 17)</i>	1 030	529
Comptes fournisseurs et charges à payer	7 555	7 060
Autres passifs à court terme <i>(note 16)</i>	6 174	7 241
Montants à payer à des sociétés affiliées	38	22
Intérêts à payer	1 176	1 231
Partie à court terme de la dette à long terme <i>(note 17)</i>	5 031	7 729
	21 004	23 812
Dette à long terme <i>(note 17)</i>	98 963	93 414
Autres passifs à long terme	12 302	13 258
Impôts reportés <i>(note 24)</i>	20 282	19 596
	152 551	150 080
Engagements et éventualités <i>(note 30)</i>		
Participation ne donnant pas le contrôle rachetable <i>(note 19)</i>	736	—
Capitaux propres		
Capital-actions <i>(note 20)</i>		
Actions privilégiées	6 818	6 818
Actions ordinaires <i>(2 182 et 2 178 actions en circulation, respectivement, aux 31 décembre 2025 et 2024)</i>	71 876	71 738
Surplus d'apport	242	275
Déficit	(21 284)	(20 046)
Cumul des autres éléments du résultat global <i>(note 22)</i>	4 681	7 115
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	62 333	65 900
Participations ne donnant pas le contrôle <i>(note 19)</i>	2 855	2 993
	65 188	68 893
Total du passif et des capitaux propres	218 475	218 973

Entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») *(note 12)*

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

Approuvé au nom du conseil d'administration,

/s/ Steven W. Williams

Steven W. Williams
Président du conseil

/s/ Teresa S. Madden

Teresa S. Madden
Administratrice

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

TABLE DES MATIÈRES

	PAGE
1. Description des activités	<u>12</u>
2. Principales conventions comptables	<u>13</u>
3. Modifications de conventions comptables	<u>26</u>
4. Produits	<u>27</u>
5. Informations sectorielles	<u>31</u>
6. Résultat par action ordinaire	<u>32</u>
7. Questions de nature réglementaire	<u>33</u>
8. Acquisitions et cession	<u>38</u>
9. Autres actifs à court terme	<u>47</u>
10. Stocks	<u>47</u>
11. Immobilisations corporelles	<u>47</u>
12. Entités à détenteurs de droits variables	<u>48</u>
13. Placements à long terme	<u>52</u>
14. Actifs incorporels	<u>54</u>
15. Écart d'acquisition	<u>55</u>
16. Autres passifs à court terme	<u>55</u>
17. Dette	<u>56</u>
18. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	<u>60</u>
19. Participations ne donnant pas le contrôle	<u>60</u>
20. Capital-actions	<u>62</u>
21. Régimes d'options sur actions et d'unités d'actions	<u>65</u>
22. Composantes du cumul des autres éléments du résultat global	<u>68</u>
23. Gestion des risques et instruments financiers	<u>70</u>
24. Impôts sur les bénéfices	<u>83</u>
25. Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	<u>86</u>
26. Contrats de location	<u>95</u>
27. Autres produits (charges)	<u>97</u>
28. Variation de l'actif et du passif d'exploitation	<u>97</u>
29. Opérations entre apparentés	<u>98</u>
30. Engagements et éventualités	<u>98</u>
31. Garanties	<u>100</u>
32. Information financière trimestrielle (non audité)	<u>101</u>

1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Dans le présent rapport, à moins que le contexte ne leur donne un sens différent, les termes « nous », « nos », « notre » et « Enbridge » renvoient collectivement à Enbridge Inc. et à ses filiales. Ces termes ne sont utilisés qu'à des fins de commodité et ne se veulent pas une description précise d'une quelconque entité juridique distincte d'Enbridge.

Enbridge est une société cotée en bourse du secteur du transport et de la distribution d'énergie. Nous exerçons nos activités dans les quatre secteurs d'activité suivants : Oléoducs, Transport de gaz, Distribution et stockage de gaz et Production d'énergie renouvelable. Ces secteurs isolables sont les unités fonctionnelles stratégiques que la haute direction a établies dans le but de nous permettre d'atteindre nos objectifs à long terme plus facilement, d'aider à la prise de décisions en matière d'affectation des ressources et d'évaluer le rendement de l'exploitation.

OLÉODUCS

Le secteur Oléoducs comprend l'exploitation de pipelines de transport, de stockage et d'exportation de divers types de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides ainsi que les terminaux au Canada et aux États-Unis, et il comprend le réseau principal, le réseau régional des sables bitumineux, les réseaux de la côte du golfe et du milieu du continent ainsi que d'autres réseaux. Nos entreprises de commercialisation de pétrole brut au Canada et aux États-Unis sont également comprises dans ce secteur. Ces entreprises fournissent des services de commercialisation de l'énergie auprès des clients, exercent des activités de commercialisation de marchandises et assurent des services de logistique connexes afin de gérer nos volumes ayant fait l'objet d'un engagement sur divers réseaux pipeliniers.

TRANSPORT DE GAZ

Le secteur Transport de gaz regroupe nos participations dans des gazoducs et des installations de collecte, de traitement et de stockage de gaz naturel au Canada et aux États-Unis et comprend notamment nos entreprises de transport de gaz aux États-Unis et au Canada ainsi que d'autres actifs. Ce secteur comprend également certaines participations dans des installations de gaz naturel renouvelable (« GNR »). Le 2 juillet 2025, Stonlasec8 Indigenous Alliance Limited Partnership (le « regroupement de Premières Nations »), une entité représentant 38 Premières Nations en Colombie-Britannique, a investi dans notre réseau de gazoducs de Westcoast Energy Inc. (« Westcoast ») situé en Colombie-Britannique. Cet investissement confère au regroupement de Premières Nations une participation ne donnant pas le contrôle rachetable dans ces actifs (*note 8*).

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Le secteur Distribution et stockage de gaz se compose de nos services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés au Canada et aux États-Unis, qui desservent des clients résidentiels, commerciaux et industriels en Ontario, au Québec, en Ohio, en Caroline du Nord, en Utah, au Wyoming et en Idaho. Ce secteur comprend également Wexpro Company (« Wexpro »), qui met en valeur et exploite les réserves de gaz naturel pour nos entreprises de distribution de gaz en Utah, au Wyoming et en Idaho.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Le secteur Production d'énergie renouvelable se compose essentiellement de participations dans des installations de production d'énergie éolienne et solaire ainsi qu'une participation dans des actifs d'énergie géothermique. En Amérique du Nord, ces actifs sont situés principalement en Alberta, en Ontario et au Québec ainsi que dans les États du Colorado, du Texas, de l'Indiana, de l'Ohio et de la Virginie-Occidentale. Nous détenons également des participations dans des installations éoliennes extracôtières en service et en cours de construction et d'aménagement au Royaume-Uni, en France et en Allemagne.

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

En plus des secteurs décrits ci-dessus, l'unité Éliminations et divers comprend les charges d'exploitation et d'administration qui ne sont pas attribuables à un secteur d'exploitation donné, l'incidence du dénouement de couverture du change et les activités de notre filiale entièrement détenue qui est une société d'assurance captive. L'activité principale de notre société d'assurance captive consiste à offrir des protections d'assurance et de réassurance pour certains biens assurables et l'exposition à divers risques liés à l'exploitation de nos filiales et de certains satellites. L'unité Éliminations et divers comprend également les activités d'expansion de nouvelles entreprises, les placements non sectoriels et nos entreprises de commercialisation du gaz naturel et de l'électricité.

Le principal décideur opérationnel d'Enbridge est le président et chef de la direction. Le principal décideur opérationnel utilise le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA »), décomposé par secteur d'activité, pour évaluer le rendement sectoriel et établir les cibles principalement dans le cadre de l'établissement du budget et des prévisions annuels et à long terme. L'écart entre les montants prévus au budget et les montants réels de même que les variations du BAIIA sont pris en compte dans le processus de prise de décisions au sujet de la répartition des ressources parmi les secteurs d'activité et en vue de la réalisation de nos priorités stratégiques. Se reporter à la *note 5 – Information sectorielle* pour un rapprochement du BAIIA et du bénéfice avant impôts sur les bénéfices.

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Les présents états financiers consolidés ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (les « PCGR des États-Unis »). Sauf indication contraire, les montants sont exprimés en dollars canadiens. En tant que société inscrite à la Securities and Exchange Commission (la « SEC »), nous sommes autorisés à recourir aux PCGR des États-Unis afin de remplir nos obligations d'information continue au Canada et aux États-Unis.

MODE DE PRÉSENTATION ET UTILISATION D'ESTIMATIONS

Afin de dresser les états financiers selon les PCGR des États-Unis, la direction doit faire des estimations et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés au titre des actifs et des passifs, des produits et des charges ainsi que sur les informations fournies par voie de notes dans les états financiers consolidés sur les actifs et passifs éventuels. Les principales estimations et hypothèses retenues dans la préparation des états financiers consolidés portent notamment sur les éléments suivants : la contrepartie variable incluse dans les produits (*note 4*); la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (*note 7*); la ventilation du prix d'achat (*note 8*); les produits non facturés; les pertes de crédit attendues; les taux d'amortissement et la valeur comptable des immobilisations corporelles (*note 11*); les taux d'amortissement et la valeur comptable des actifs incorporels (*note 14*); l'évaluation de l'écart d'acquisition (*note 15*); la juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHS ») (*note 18*); l'évaluation de la rémunération à base d'actions (*note 21*); la juste valeur des instruments financiers (*note 23*); les charges d'impôts sur les bénéfices (*note 24*); les hypothèses utilisées dans l'évaluation des obligations au titre des prestations de retraite et des ACR (*note 25*); les engagements et éventualités (*note 30*); et l'estimation des pertes liées aux obligations de remise en état de l'environnement (*note 30*). Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

Certains chiffres correspondants dans les états financiers consolidés ont été reclassés afin d'en rendre la présentation conforme à celle du présent exercice.

PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les états financiers consolidés comprennent nos comptes, ceux de nos filiales ainsi que ceux d'EDDV dont nous sommes le principal bénéficiaire. Une EDDV est une entité juridique qui ne dispose pas de suffisamment de capitaux propres à risque pour financer ses activités sans un soutien financier subordonné additionnel ou qui est structurée de telle sorte que les participants aux capitaux propres n'ont pas le pouvoir de prendre des décisions importantes se rapportant aux activités de l'entité au moyen de droits de vote ou ne participent pas de manière notable aux gains et aux pertes de l'entité. À la conclusion d'une entente contractuelle, nous procédons à une évaluation pour déterminer si l'entente contient des droits variables dans une entité juridique et si cette entité juridique constitue une EDDV. Le principal bénéficiaire est celui qui possède le pouvoir de diriger les activités de l'EDDV qui ont l'incidence la plus importante sur la performance économique de l'entité et l'obligation d'absorber les pertes ou le droit de recevoir les avantages de l'EDDV qui pourraient être importants pour l'EDDV. Si nous concluons que nous sommes le principal bénéficiaire d'une EDDV, nous consolidons cette dernière. Nous évaluons tous les droits variables dans l'entité et recourons à notre jugement pour déterminer si nous en sommes le principal bénéficiaire. D'autres facteurs qualitatifs sont pris en compte, comme la responsabilité de la prise de décisions, la structure du capital de l'EDDV, le partage des risques et des avantages, les ententes contractuelles conclues avec l'EDDV, les droits de vote et le degré de participation d'autres parties. Nous évaluons la détermination du principal bénéficiaire d'une EDDV de façon continue, s'il se produit certains changements dans les faits et circonstances liés à une EDDV. Si une entité n'est pas définie comme une EDDV, le modèle d'entité à détenteurs de droits de vote est appliqué lorsqu'un investisseur détenant la majorité des droits de vote consolide l'entité. Les états financiers consolidés comprennent également les comptes de toute société en commandite dont nous sommes le commandité et dont, d'après tous les faits et circonstances pertinents, nous détenons le contrôle, à moins que le commanditaire ne détienne des droits de participation substantiels ou un droit de limogeage réel. Pour certains placements pour lesquels nous conservons une participation indivise dans les actifs et les passifs, nous comptabilisons notre quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges.

Tous les comptes et transactions intersociétés sont éliminés à la consolidation. Les participations dans des filiales représentées par d'autres parties qui ne contrôlent pas l'entité sont présentées dans les états financiers consolidés à titre d'activités et de soldes attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle. Les participations et les entités sur lesquelles nous exerçons une influence notable sont comptabilisées à la valeur de consolidation.

RÉGLEMENTATION

Certains volets de nos activités sont régis par divers organismes, y compris la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie »), la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC »), l'Alberta Energy Regulator, la British Columbia (« BC ») Energy Regulator, la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO »), la Régie de l'énergie du Québec, la Public Utilities Commission of Ohio (la « commission de l'Ohio »), la North Carolina Utilities Commission (la « commission de la Caroline du Nord »), la Utah Public Service Commission (la « commission de l'Utah »), la Wyoming Public Service Commission (la « commission du Wyoming »), et l'Idaho Public Utilities Commission (la « commission de l'Idaho »). Les organismes de réglementation exercent le pouvoir qui leur est conféré par la loi sur des questions comme la construction, les tarifs et l'établissement des tarifs et les contrats conclus avec les clients. Afin de tenir compte des répercussions économiques des mesures prises par un organisme de réglementation, la constatation de certains produits et charges peut avoir lieu à une autre date que celle prévue par les PCGR des États-Unis pour les entités qui ne sont pas des entités à tarifs réglementés.

Les actifs réglementaires correspondent aux montants que la société compte recouvrer, au moyen des tarifs, auprès des clients au cours de périodes futures. Les passifs réglementaires correspondent aux montants que la société compte rembourser au moyen des tarifs aux clients au cours de périodes futures, aux montants perçus d'avance auprès des clients avant que les coûts n'aient été engagés ou aux montants qu'elle compte payer pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation ainsi que les frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux approuvés par l'organisme de réglementation. Si des changements sont apportés à notre évaluation de la probabilité qu'un actif réglementaire soit recouvré, nous réduisons sa valeur comptable pour la ramener au solde que nous nous attendons à recouvrer auprès des clients au cours de périodes futures au moyen des tarifs. Si, par la suite, un organisme de réglementation exclut des coûts permis une partie ou la totalité des coûts capitalisés en tant qu'actifs réglementaires, nous réduisons la valeur comptable de l'actif en fonction du montant exclu. La comptabilisation des actifs et des passifs réglementaires est fondée sur les mesures prises ou devant être prises par l'organisme de réglementation. Le moment et le montant du recouvrement ou du règlement des soldes réglementaires peuvent différer sensiblement de ceux qui sont enregistrés si les mesures prises par l'organisme de réglementation diffèrent de celles auxquelles nous nous attendons. En l'absence de réglementation tarifaire, nous ne comptabiliserions pas, en règle générale, d'actifs ou de passifs réglementaires et l'incidence sur le résultat devrait être comptabilisée au cours de la période où les charges sont engagées ou les produits sont gagnés. Un actif ou un passif réglementaire est comptabilisé au titre des impôts reportés lorsque l'on s'attend à ce que les montants soient recouverts ou réglés au moyen de tarifs futurs approuvés par les organismes de réglementation. Nous estimons que le recouvrement de nos actifs réglementaires au 31 décembre 2025 est probable au cours des périodes décrites à la *note 7 – Questions de nature réglementaire*.

Au cours du quatrième trimestre de 2023, le pipeline Southern Lights a réalisé un appel au marché en vue de négocier de nouvelles ententes de services de transport. Nous n'avons pas renouvelé les ententes selon la méthode du calcul des droits en fonction du coût du service; par conséquent, le pipeline Southern Lights n'est plus assujéti au traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés. De ce fait, les passifs réglementaires connexes, les actifs d'impôts réglementaires et les passifs d'impôts réglementaires reportés s'y rattachant ont été décomptabilisés en 2023.

Nous recouvrons et conservons des fonds pour couvrir les coûts futurs liés à la cessation de l'exploitation de tous les pipelines assujettis à la réglementation de la Régie aux termes des dispositions réglementaires de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF ») en vue de provisionner les futurs coûts de mise hors service de pipelines dans l'État du Minnesota et de respecter les obligations de mise hors service des immobilisations de Wexpro lorsqu'elles cesseront d'être exploitées. Les fonds prélevés sont détenus en fiducie conformément à la réglementation en vigueur. Les fonds prélevés auprès des clients sont comptabilisés au poste « Produits d'exploitation » aux états consolidés des résultats et au poste « Placements et trésorerie à long terme soumis à restrictions » aux états consolidés de la situation financière. Parallèlement, nous comptabilisons, aux fins de l'ICQF, les coûts futurs de cessation d'exploitation en tant qu'augmentation des charges au poste « Exploitation et administration » aux états consolidés des résultats et au poste « Autres passifs à long terme » aux états consolidés de la situation financière.

Une provision pour les fonds utilisés pendant la construction est prise en compte dans le coût des immobilisations corporelles, et elle est amortie sur les périodes futures comme partie intégrante du coût total de l'actif correspondant. Cette provision comprend une composante intérêts et, si l'organisme de réglementation l'approuve, une composante liée au coût des capitaux propres, lesquelles sont toutes deux capitalisées en fonction des taux établis par entente réglementaire. L'incidence sur le résultat correspondante est prise en compte au poste « Charge d'intérêts », pour la composante intérêts, et au poste « Autres produits (charges) », pour la composante capitaux propres. En l'absence d'une réglementation tarifaire, nous capitaliserions la composante intérêts à un taux de capitalisation fondé sur le coût d'emprunt, alors que la composante capitaux propres capitalisés, le résultat connexe établi pour la période de construction et l'amortissement ultérieur se rapportant à la composante capitaux propres ne seraient pas comptabilisés. La composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction est incluse à titre d'élément de rapprochement hors trésorerie dans les rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation aux états consolidés des flux de trésorerie.

La méthode de comptabilisation de mise en commun prescrite par certains organismes de réglementation ne permet pas de déterminer la valeur comptable de la composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction ni ses effets sur l'amortissement. De même, il n'est pas possible de déterminer ou de quantifier les gains et les pertes attribuables à la mise hors service de certaines immobilisations corporelles d'un exercice.

Certaines sociétés capitalisent, comme les y autorisent les organismes de réglementation, une partie de certaines charges d'exploitation précisées. Ces sociétés ont le droit d'amortir les charges ainsi capitalisées et de tirer un rendement de leur valeur comptable nette dans des exercices ultérieurs. En l'absence de réglementation tarifaire, une partie de ces charges d'exploitation serait passée en résultat dans l'exercice au cours duquel elles sont engagées.

Dans le cas de certaines activités réglementées visées par les indications des PCGR des États-Unis portant sur les programmes d'application progressive des tarifs, les taux d'amortissement négociés recouvrés au moyen des droits de transport peuvent être inférieurs à la charge d'amortissement calculée conformément aux PCGR des États-Unis pendant les premières années des contrats à long terme, mais recouvrée au cours de périodes ultérieures lorsque les droits excèdent l'amortissement. La charge d'amortissement sur de tels actifs est comptabilisée conformément aux PCGR des États-Unis et aucun actif réglementaire n'est comptabilisé.

CONSTATATION DES PRODUITS

Les produits des secteurs non réglementés sont inscrits lorsque les produits ont été livrés ou les services fournis, que le montant des produits peut être évalué de façon fiable et que le recouvrement est raisonnablement assuré. La solvabilité des clients est évaluée avant la signature du contrat et pendant toute la durée du contrat. Certains produits tirés des activités liées aux oléoducs et aux gazoducs sont constatés conformément aux modalités de contrats de livraison plutôt que selon les droits encaissés.

Les contrats d'expédition ferme à long terme, aux termes desquels les expéditeurs sont tenus de payer des montants fixes au prorata sur la durée du contrat, peu importe les volumes expédiés, peuvent être assortis de droits de rattrapage. Les expéditeurs accumulent des droits de rattrapage lorsque le volume minimal prévu aux termes des engagements n'est pas expédié au cours de la période visée, mais, dans certaines circonstances, ces droits peuvent servir à annuler des excédents au cours de périodes futures, sous réserve des périodes d'échéance. Nous comptabilisons les produits associés aux droits de rattrapage à la première des dates suivantes : lorsque le volume de rattrapage est expédié, lorsque les droits de rattrapage expirent ou lorsqu'il est établi que la probabilité que l'expéditeur utilise les droits de rattrapage est faible. Nous avons également des contrats à long terme dont le profil des produits ne correspond pas au calendrier de réception de la trésorerie, ce qui donne lieu à la constatation de produits différés.

Aux termes de certains contrats de transport par pipeline extracôtier, nous sommes tenus de fournir des services de transport pour la durée de vie des gisements productifs sous-jacents. Selon ces contrats, les expéditeurs nous versent des droits mensuels fixes pendant une période définie qui peut être plus courte que la durée de vie estimative des réserves que renferment les gisements en question, de sorte que la durée des contrats est plus longue que la période des recouvrements en trésorerie. Les produits tirés des droits mensuels fixes sont constatés au prorata du volume engagé offert aux expéditeurs pour toute la durée contractuelle, sans prise en compte du moment des encaissements.

Quant aux secteurs à tarifs réglementés, les produits sont constatés conformément aux ententes sous-jacentes approuvées par les organismes de réglementation. Les produits tirés des services publics de distribution de gaz naturel sont généralement comptabilisés d'après les relevés réguliers des compteurs et selon l'estimation qui est faite de la consommation des clients entre leur dernier relevé des compteurs et la fin de la période. Les estimations se fondent sur les antécédents de consommation et le nombre de degrés-jours de chauffage atteint. Le nombre de degrés-jours de chauffage est une mesure du froid et constitue une indication des volumes de gaz naturel nécessaires pour le chauffage dans les zones visées par notre franchise de distribution.

Certains de nos services publics gaziers aux États-Unis disposent d'un mécanisme de dissociation des produits, désigné comme « outil de suivi de l'utilisation par les clients » ou « tarif de conservation », qui permet de percevoir des produits mensuels autorisés pour chaque client et favorise la conservation de l'énergie. Dans le cadre de ce mécanisme, les produits ne provenant pas des activités gazières sont dissociés des produits tirés de l'utilisation faite par les clients ajustée en fonction de la température. L'écart entre les produits réels et les produits mensuels autorisés par client est comptabilisé à titre d'actif ou de passif réglementaire et recouvré auprès des clients ou remboursé à ceux-ci au moyen d'ajustements tarifaires périodiques.

Les montants reportés aux termes de l'outil de suivi de l'utilisation par les clients ou du tarif de conservation découlent d'ententes particulières conclues avec les organismes de réglementation plutôt qu'avec les clients qui constituent d'autres programmes de perception de produits. Les produits issus de ces programmes sont comptabilisés au poste « Produits d'exploitation » aux états consolidés des résultats au cours du mois du report des ajustements s'y rattachant et sont présentés à titre d'autres produits ne provenant pas de contrats avec des clients lorsqu'ils sont ventilés à la *note 4 - Produits*.

Nos entreprises de commercialisation du pétrole brut, du gaz naturel et de l'électricité concluent des contrats d'achat et de vente de marchandises qui sont comptabilisés au montant brut parce que nous agissons pour notre propre compte dans ces transactions.

Aucun client non affilié ne représentait plus de 10,0 % de nos produits attribuables à des tiers pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023.

INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COUVERTURE

Instruments dérivés non admissibles

Les instruments dérivés non admissibles sont principalement utilisés pour atténuer l'exposition des résultats aux fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises. Ils sont évalués à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées à l'état des résultats dans les « Ventes de marchandises », dans les « Produits tirés du transport et des autres services », dans les « Coûts des marchandises », dans les « Charges d'exploitation et d'administration », dans les « Autres produits (charges) » et dans la « Charge d'intérêts ».

Instruments dérivés désignés comme éléments constitutifs d'une relation de couverture admissible

Nous avons recours à des instruments financiers dérivés pour atténuer notre exposition aux variations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. La comptabilité de couverture est facultative. Pour l'appliquer, nous devons documenter les relations de couverture et vérifier régulièrement si les éléments de couverture sont efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts sous-jacents. Nous présentons l'incidence des éléments de couverture sur le résultat avec les opérations de couverture. Les instruments dérivés désignés comme éléments constitutifs d'une relation de couverture admissible sont classés comme couvertures de flux de trésorerie, couvertures de juste valeur ou couvertures d'investissement net.

Couvertures de flux de trésorerie

Nous pouvons recourir à des couvertures de flux de trésorerie pour gérer notre exposition aux variations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. La variation de la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie est inscrite dans les autres éléments du résultat global, puis reclassée à l'état des résultats lorsque l'élément couvert a une incidence sur le résultat.

Si un instrument dérivé désigné comme couverture de flux de trésorerie cesse d'être efficace ou s'il est liquidé, la comptabilité de couverture prend fin, et les gains ou pertes à cette date sont reportés dans les autres éléments du résultat global et sont comptabilisés en résultat en même temps que l'opération connexe. S'il devient improbable qu'une opération prévue couverte se réalise, les gains ou pertes sont immédiatement comptabilisés en résultat. Les gains ou pertes ultérieurs attribuables à des instruments dérivés à l'égard desquels la société a cessé d'appliquer la comptabilité de couverture sont portés aux résultats de la période au cours de laquelle ils surviennent.

Couvertures de juste valeur

Nous pouvons avoir recours à des couvertures de juste valeur pour couvrir la juste valeur d'instruments de créance. Les variations de la juste valeur d'instruments de couverture sont portées aux résultats avec celles de la juste valeur du risque couvert pour les actifs ou passifs désignés comme faisant partie intégrante de la relation de couverture. Si une couverture de juste valeur est abandonnée ou cesse d'être efficace, le risque couvert pour l'actif ou le passif cesse d'être évalué à la juste valeur, et l'ajustement cumulatif (en fonction de la juste valeur) de la valeur comptable de l'élément couvert est comptabilisé dans les résultats sur la durée de vie restante de cet élément.

Couvertures d'investissement net

Les gains et les pertes découlant de la conversion de notre investissement net dans des établissements étrangers de leur monnaie fonctionnelle dans la monnaie de présentation d'Enbridge – à savoir, le dollar canadien – sont comptabilisés à titre d'écarts de conversion cumulatifs, qui sont une composante des autres éléments du résultat global. Nous avons désigné une partie de notre dette libellée en dollars américains, ainsi qu'un portefeuille de contrats de change à terme de périodes antérieures, en tant que couverture d'investissement net pour les investissements et les filiales libellés en dollars américains. Par conséquent, la variation de la juste valeur des dérivés de change et la conversion des instruments d'emprunt libellés en dollars américains sont comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global. Les montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont reclassés dans les résultats lorsqu'il y a réduction de l'investissement net couvert par suite de la cession d'un établissement étranger.

Classement des instruments dérivés

Nous inscrivons aux états consolidés de la situation financière la juste valeur des instruments dérivés dans l'actif ou le passif à court terme ou à long terme, selon le moment où ces instruments sont réglés et où les flux de trésorerie connexes sont générés. La part de la juste valeur liée aux flux de trésorerie générés après plus d'un an est classée dans les éléments à long terme.

Les rentrées et les sorties de trésorerie liées à des instruments dérivés sont classées dans les rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et aux activités de financement aux états consolidés des flux de trésorerie.

Compensation au bilan

Les actifs et passifs découlant d'instruments dérivés peuvent être compensés aux états consolidés de la situation financière lorsque nous avons le droit juridique exécutoire de compensation et que nous avons l'intention de procéder au règlement de ces instruments pour le montant net.

COÛTS DE TRANSACTION

Les coûts de transaction sont des coûts supplémentaires directement liés à l'acquisition d'un actif financier ou à l'émission d'un passif financier. Nous engageons des coûts de transaction principalement à l'émission de titres de créance et les comptabilisons en réduction de la dette à long terme aux états consolidés de la situation financière. Ces coûts sont amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif sur la durée de la dette connexe et sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

PARTICIPATIONS DANS DES SATELLITES

Les participations dans des satellites sur lesquelles nous exerçons une influence notable, mais qui ne nous donnent pas le contrôle, sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation. Ces participations sont évaluées initialement au coût ajusté pour tenir compte de notre quote-part dans les bénéfices non répartis ou la perte des satellites. Nos participations dans des satellites sont augmentées du montant des apports aux satellites et diminuées du montant des distributions reçues des satellites. Dans la mesure où un satellite entreprend des mesures qui sont nécessaires pour amorcer les principales activités prévues, nous inscrivons à l'actif le coût financier de la participation pour la période.

PLACEMENTS ET TRÉSORERIE À LONG TERME SOUMIS À RESTRICTIONS

Les placements et la trésorerie à long terme qui sont soumis à des restrictions en matière de retrait ou d'utilisation, pour financer la cessation d'exploitation de pipelines aux termes de l'ICQF de la Régie, pour provisionner les futurs coûts de mise hors service de pipelines dans l'État du Minnesota et pour respecter les obligations de mise hors service des immobilisations de Wexpro lorsqu'elles cesseront d'être exploitées, sont présentés au poste « Placements et trésorerie à long terme soumis à restrictions » des états consolidés de la situation financière.

La trésorerie et les équivalents qui, conformément aux exigences de la Régie, de l'ICQF ou d'ententes commerciales ou d'emprunt, sont soumis à des restrictions en ce qui concerne les prélèvements ou l'usage sont présentés au poste « Trésorerie soumise à restrictions » des états consolidés de la situation financière.

AUTRES PLACEMENTS

Généralement, nous classons nos participations dans des entités sur lesquelles nous n'exerçons pas une influence notable et dont la juste valeur ne peut être déterminée facilement dans les autres placements évalués à la juste valeur. Ces placements sont comptabilisés au coût diminué de la perte de valeur, le cas échéant, ajusté pour tenir compte de l'incidence des variations des prix observables lors de transactions normales visant un placement identique ou similaire du même émetteur. Les placements dans des titres de capitaux propres évalués à la juste valeur sont passés en revue à chaque période de présentation de l'information financière pour déceler des indices de dépréciation, et ils sont ramenés à leur juste valeur s'il existe un indice objectif de dépréciation.

Les participations dans des entités dont la juste valeur peut être déterminée facilement sont évaluées à la juste valeur par le biais du résultat. Les dividendes reçus au titre des placements dans des titres de capitaux propres sont inscrits à l'état des résultats lorsque le droit de recevoir le paiement est établi. Les placements dans des titres de créance sont classés dans les placements disponibles à la vente évalués à la juste valeur par le biais du cumul des autres éléments du résultat global.

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Les participations ne donnant pas le contrôle représentent les participations attribuables à des tiers dans certaines filiales consolidées. La partie des capitaux propres de ces entités que nous ne détenons pas est présentée à titre de participations ne donnant pas le contrôle à la section portant sur les capitaux propres des états consolidés de la situation financière et, en ce qui concerne la participation ne donnant pas le contrôle rachetable, à la section portant sur les capitaux propres mezzanine des états consolidés de la situation financière, entre les passifs à long terme et les capitaux propres.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

La méthode du report variable est utilisée pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Les actifs et passifs d'impôts reportés sont calculés en tenant compte des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. Selon cette méthode, les actifs et passifs d'impôts reportés sont mesurés au taux d'imposition censé s'appliquer au moment de la résorption des écarts. Pour nos activités réglementées, un passif ou un actif d'impôts reportés est comptabilisé ainsi que l'actif ou le passif réglementaire correspondant dans la mesure où les impôts peuvent être recouvrés au moyen des tarifs. Les intérêts et les pénalités d'ordre fiscal sont pris en compte dans la charge d'impôts.

OPÉRATIONS EN DEVISES ET CONVERSION DES DEVISES

Les opérations en devises désignent les opérations dont les montants sont libellés dans une monnaie autre que celle du principal environnement économique dans lequel évolue Enbridge ou une filiale présentant l'information financière, monnaie qu'on appelle la monnaie fonctionnelle. Les opérations libellées en devises sont converties dans la monnaie fonctionnelle au taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les actifs et passifs monétaires libellés en devises sont convertis dans la monnaie fonctionnelle au taux de change en vigueur à la date de clôture. Les gains et pertes de change découlant de la conversion des actifs et passifs monétaires sont comptabilisés en résultat de la période au cours de laquelle ils surviennent.

Les gains et pertes de change découlant de la conversion des monnaies fonctionnelles des établissements étrangers dans notre monnaie de présentation, soit le dollar canadien, sont portés à l'écart de conversion dans le cumul des autres éléments du résultat global et sont comptabilisés en résultat après la vente de l'établissement étranger. Les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la date de clôture, et les produits et les charges le sont aux taux de change mensuels moyens.

TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents comprennent les placements à court terme dont l'échéance à l'achat est d'au plus trois mois.

PRÊTS ET CRÉANCES

Les billets à long terme à recevoir de sociétés affiliées sont évalués au coût après amortissement, établi selon la méthode du taux d'intérêt effectif, déduction faite de toute perte de valeur comptabilisée. Les comptes clients et produits non facturés sont évalués au coût. Les produits d'intérêts sont constatés dans les résultats au fur et à mesure qu'ils sont gagnés.

PERTES DE CRÉDIT ACTUELLES ATTENDUES

En ce qui a trait aux comptes débiteurs, une matrice de provision pour pertes est utilisée afin d'évaluer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie. Cette matrice tient compte de l'historique des pertes de crédit selon l'ancienneté des comptes débiteurs, après ajustement pour tenir compte de toute information prospective et des attentes de la direction. En ce qui a trait aux autres montants à recevoir au titre de prêts et aux ententes hors bilan, une méthode fondée sur les flux de trésorerie actualisés est utilisée pour calculer la perte de crédit actuelle attendue d'après les taux de probabilité de défaillance historiques associés à la notation de crédit de la contrepartie ainsi que la durée du prêt ou de l'engagement, ces éléments étant ajustés pour tenir compte de toute information prospective et des attentes de la direction. Les comptes clients et produits non facturés sont présentés déduction faite d'une provision pour pertes de crédit attendues de 115 M\$ au 31 décembre 2025 et de 119 M\$ au 31 décembre 2024.

DÉSÉQUILIBRES DES VOLUMES DE GAZ NATUREL

Les états consolidés de la situation financière comprennent les soldes résultant de l'écart entre les volumes de gaz reçus et ceux livrés aux clients. Comme certains déséquilibres sont réglés en nature, les variations des soldes n'ont pas d'incidence sur nos états consolidés des résultats ou nos états consolidés des flux de trésorerie. La majeure partie des volumes de gaz naturel qui nous sont dus ou que nous devons sont évalués selon les indices de marché du gaz naturel à la date de clôture.

STOCKS

Les stocks comprennent le gaz naturel détenu en stockage par nos secteurs Distribution et stockage de gaz et Transport de gaz, le pétrole brut et le gaz naturel détenus par nos entreprises de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel ainsi que les stocks de matières et d'approvisionnement. Le gaz naturel détenu en stockage par notre secteur Distribution et stockage de gaz est inscrit aux prix approuvés par les organismes de réglementation dans le cadre de la détermination des tarifs de distribution. Le coût réel du gaz acheté peut différer du prix approuvé par les organismes de réglementation. La différence entre le prix approuvé et le coût réel du gaz acheté est reportée en tant que passif devant faire l'objet d'un remboursement futur ou en tant qu'actif devant faire l'objet d'un recouvrement, selon les modalités approuvées par les organismes de réglementation.

Les stocks de marchandises détenus par nos entreprises de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel sont comptabilisés au moindre du coût, déterminé selon la méthode du coût moyen pondéré, et de la valeur de marché. À leur sortie, les stocks de marchandises sont comptabilisés au poste « Coûts des marchandises » aux états consolidés des résultats, en fonction du coût moyen pondéré des stocks, compte tenu de tout ajustement comptabilisé afin de ramener les stocks à leur valeur de marché. Les stocks de matières et d'approvisionnement sont comptabilisés au coût moyen ou à la valeur nette de réalisation, selon le moins élevé des deux.

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût historique. Les dépenses se rapportant aux projets de construction et d'expansion, aux grands travaux de rénovation et aux améliorations sont capitalisées. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les dépenses se rapportant au développement d'un projet sont capitalisées si elles sont censées rapporter un avantage futur. Nous capitalisons les intérêts engagés pendant la construction d'actifs à tarifs non réglementés. Pour les actifs à tarifs réglementés, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction est portée au coût des immobilisations corporelles et amortie sur les périodes futures comme une composante du coût total de l'actif en question.

La société utilise deux méthodes d'amortissement principales. L'amortissement des actifs distincts est généralement calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie utile estimative de l'actif dès sa mise en service. Pour les groupes d'actifs fortement homogènes dont la durée de vie utile est comparable, la méthode de comptabilisation de mise en commun est appliquée, selon laquelle les actifs similaires sont regroupés et amortis comme un seul groupe. Lorsque les actifs d'un groupe sont mis hors service ou autrement cédés, les gains et les pertes ne sont généralement pas pris en compte dans le résultat, mais ils sont comptabilisés à titre d'ajustement de l'amortissement cumulé.

La méthode comptable de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse est utilisée pour les réserves mises en valeur et produites par Wexpro pour le compte de filiales gazières, d'Enbridge Gas Utah, d'Enbridge Gas Wyoming et d'Enbridge Gas Idaho, selon une facturation fondée sur le coût du service. Les réserves facturées au coût du service sont les biens dont l'exploitation et le rendement de l'investissement sont assujettis aux ententes conclues avec Wexpro. Selon la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse, Wexpro capitalise le coût d'acquisition des droits du locataire, des puits de mise en valeur et des puits de prospection fructueux ainsi que les achats liés au matériel et aux installations de soutien. Les coûts des études géologiques et géophysiques sont passés en charge à mesure qu'ils sont engagés. Les coûts capitalisés relativement aux puits de mise en valeur et aux droits du locataire sont amortis pour chaque champ selon la méthode des unités de production et selon les réserves estimées prouvées mises en valeur ou les réserves totales prouvées de gaz naturel et de pétrole brut.

CONTRATS DE LOCATION

Nous comptabilisons une entente en tant que contrat de location lorsqu'un preneur a le droit d'obtenir la presque totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation d'un actif ainsi que le droit de superviser l'utilisation de cet actif. Au moment de l'établissement du contrat, nous examinons les faits et circonstances inhérents au contrat pour déterminer s'il doit être classé comme un contrat de location-exploitation ou un contrat de location-financement aux termes de la norme Topic 842 portant sur les contrats de location. L'évaluation initiale de ces deux types de contrats de location donne lieu à la comptabilisation d'actifs au titre de droits d'utilisation et des passifs au titre de contrats de location s'y rattachant aux états consolidés de la situation financière pour les contrats de location dont la durée est d'au moins 12 mois.

Pour les contrats de location-financement, le preneur amortit l'actif au titre des droits d'utilisation et comptabilise progressivement l'obligation locative s'y rattachant au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif. Quant aux contrats de location-exploitation, ils donnent lieu à la comptabilisation d'une charge unique comptabilisée selon la méthode linéaire. Tous les actifs au titre de droits d'utilisation font l'objet d'un test de dépréciation selon la même méthode que celle utilisée pour les autres actifs à long terme.

Nous avons décidé de ne pas séparer les composantes non locatives des composantes locatives correspondantes de nos contrats de location à titre de preneur et de comptabiliser ces deux composantes comme une composante unique. Nous combinons les composantes locatives et les composantes non locatives d'un contrat de location-exploitation à titre de preneur si certaines conditions sont réunies.

Les passifs au titre de contrats de location et les actifs au titre de droits d'utilisation requièrent l'exercice du jugement et l'application d'estimations pour déterminer la durée du contrat de location, les taux d'actualisation appropriés, le fait qu'une entente constitue ou non un contrat de location, l'existence ou l'absence d'indices de dépréciation des actifs au titre de droits d'utilisation et la nécessité ou non de regrouper les actifs au titre de droits d'utilisation avec d'autres actifs à long terme aux fins du test de dépréciation. La durée du contrat de location peut comprendre les périodes associées à des options de prolongation ou de résiliation du contrat s'il est raisonnablement certain que ces options seront exercées.

MONTANTS REPORTÉS ET AUTRES ACTIFS

Les montants reportés et autres actifs sont principalement constitués des coûts dont le recouvrement au moyen de tarifs futurs a été ou sera probablement autorisé par les organismes de réglementation (*note 7*), de l'actif de régimes de retraite à prestations déterminées ou d'ACR surcapitalisés (*note 25*), des actifs au titre de droits d'utilisation relatifs aux contrats de location-exploitation (*note 26*) et des soldes bruts des dérivés à long terme (*note 23*).

ACTIFS INCORPORELS

Les actifs incorporels sont principalement constitués de certains coûts liés aux logiciels, de relations avec la clientèle et d'ententes relatives aux droits au biogaz. Nous capitalisons les coûts engagés au stade du développement des applications des projets logiciels à usage interne. Les relations avec la clientèle représentent les relations qui sous-tendent les ententes à long terme conclues avec les clients et sont capitalisées au moment de l'acquisition. Les ententes relatives aux droits au biogaz sont des ententes à long terme d'approvisionnement en gaz conclues avec les propriétaires des sites d'enfouissement qui fournissent nos installations de production de GNR à partir de sites d'enfouissement capitalisées au moment de leur acquisition. Les actifs incorporels sont en général amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée prévue, à partir du moment où ces actifs sont prêts à être utilisés.

ÉCART D'ACQUISITION

Dans le cadre d'une acquisition d'entreprise, l'écart d'acquisition correspond à l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des actifs nets identifiables acquis. La valeur comptable de l'écart d'acquisition, qui n'est pas amortie, fait l'objet d'un test de dépréciation annuellement, ou plus souvent s'il survient des événements ou des changements de circonstances qui indiquent que la valeur comptable de l'écart d'acquisition peut s'être dépréciée. Nous réalisons notre examen annuel du solde de l'écart d'acquisition le 1^{er} avril.

Nous soumettons l'écart d'acquisition à un test de dépréciation annuel au niveau des unités d'exploitation, que nous définissons en déterminant si les composantes de nos secteurs d'exploitation constituent une entreprise pour laquelle des informations financières distinctes sont disponibles, peu importe que la direction du secteur examine régulièrement les résultats d'exploitation liés à ces composantes et peu importe que les caractéristiques économiques et réglementaires soient similaires. Nos unités d'exploitation sont les secteurs Oléoducs, Transport de gaz, Distribution et stockage de gaz et Production d'énergie renouvelable.

Nous avons l'option d'évaluer en premier lieu des facteurs qualitatifs pour déterminer s'il y a lieu de soumettre l'écart d'acquisition à une évaluation de dépréciation quantitative. Dans le cadre de l'évaluation qualitative, nous déterminons les facteurs permettant d'établir la juste valeur pour chaque unité d'exploitation et déterminons si les événements et circonstances pertinents ont eu une incidence positive ou négative sur ces facteurs depuis la dernière évaluation de la juste valeur. Notre évaluation comprend notamment l'évaluation des tendances macroéconomiques (y compris l'incidence des variations des taux d'actualisation et du multiple de la base tarifaire), des changements apportés aux cadres réglementaires, de l'accessibilité des capitaux, des tendances au chapitre des résultats d'exploitation (y compris les variations des flux de trésorerie prévus tirés des activités d'exploitation, des dépenses en immobilisations prévues et de la base de tarification prévue) et des fluctuations de la conjoncture dans le secteur. En nous fondant sur notre évaluation des facteurs qualitatifs, si nous déterminons qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation soit inférieure à sa valeur comptable, nous procédons à une évaluation de dépréciation quantitative de l'écart d'acquisition.

Cette évaluation consiste à déterminer la juste valeur de nos unités d'exploitation et à comparer ces justes valeurs à la valeur comptable de chaque unité d'exploitation. Si la valeur comptable d'une unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition qui lui est attribué, dépasse sa juste valeur, la perte de valeur de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur la juste valeur. Ce montant ne doit pas être supérieur à la valeur comptable de l'écart d'acquisition. La juste valeur des unités d'exploitation est estimée soit selon une méthode reposant sur les flux de trésorerie actualisés, soit selon une méthode combinant les flux de trésorerie actualisés et des multiples de capitalisation. La détermination de la juste valeur au moyen des flux de trésorerie actualisés nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses liées aux taux d'actualisation, au bénéfice d'exploitation projeté et aux dépenses en immobilisations prévues, ainsi qu'aux taux de croissance finaux pour les secteurs Oléoducs, Transport de gaz et Production d'énergie renouvelable et à la base tarifaire réglementaire projetée et au multiple de la base tarifaire pour le secteur Distribution et stockage de gaz. La détermination de la juste valeur au moyen de multiples de capitalisation nécessite la formulation d'hypothèses relativement aux bénéfices prévisibles et aux multiples de capitalisation.

La répartition de l'écart d'acquisition aux entreprises détenues en vue de la vente et aux entreprises cédées est fondée sur la juste valeur relative des entreprises qui composent l'unité d'exploitation visée.

Le 1^{er} avril 2025, nous avons réalisé notre évaluation annuelle de la dépréciation de l'écart d'acquisition, soit une évaluation qualitative pour les secteurs Oléoducs et Production d'énergie renouvelable, et nous n'avons décelé aucun indice de dépréciation. Nous avons également réalisé une évaluation quantitative pour nos secteurs Transport de gaz et Distribution et stockage de gaz, et nous n'avons comptabilisé aucune perte de valeur. Nous n'avons relevé aucun indice de dépréciation de l'écart d'acquisition durant le reste de 2025.

DÉPRÉCIATION

Nous examinons la valeur comptable de nos actifs à long terme lorsque des événements ou des changements de circonstances le justifient. S'il est établi que la valeur comptable d'un actif dépasse les flux de trésorerie non actualisés prévus, nous calculons la juste valeur en fonction des flux de trésorerie actualisés et déprécions les actifs d'un montant correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur.

En ce qui a trait aux placements dans des titres de créance et aux participations dans des satellites, nous déterminons à la date de clôture si des éléments probants objectifs indiquent qu'un actif financier a subi une dépréciation. Pour ce faire, nous effectuons une analyse qualitative ou quantitative des facteurs qui influent sur le placement. Lorsque les éléments probants indiquent une dépréciation, nous évaluons les flux de trésorerie actualisés prévus au moyen de données observables sur le marché. Nous déterminons si la perte de valeur est durable, pour les participations dans des satellites, ou si elle est attribuable à une perte de crédit, pour les placements dans des titres de créance. Si la perte de valeur est durable pour les participations dans des satellites ou attribuable à une perte de crédit pour les placements dans des titres de créance, une perte de valeur est comptabilisée dans les résultats, une réduction compensatoire étant imputée à la valeur comptable du placement.

OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Les OMHS qui ont trait à la mise hors service d'actifs à long terme sont évaluées à la juste valeur et comptabilisées au poste « Autres passifs à court terme » ou « Autres passifs à long terme » dans la période au cours de laquelle elles peuvent être déterminées raisonnablement. La juste valeur avoisine le coût qu'un tiers facturerait pour exécuter les tâches nécessaires à la mise hors service de ces immobilisations et est comptabilisée à la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus. Les OMHS sont ajoutées à la valeur comptable de l'immobilisation connexe et amorties sur la durée de vie utile de l'immobilisation. Le passif connexe augmente en raison de l'écoulement du temps, un montant correspondant à l'augmentation étant passé en charges, et ce passif diminue en fonction des frais réellement engagés pour le démantèlement et la remise en état des lieux. Les estimations de nos coûts de mise hors service peuvent varier à la suite de changements apportés aux estimations de coûts et aux exigences réglementaires. À l'heure actuelle, pour la majorité de nos actifs, il n'est pas possible d'établir une estimation raisonnable des OMHS en raison du manque de données sur le moment et sur l'ampleur des mises hors service.

RÉGIMES DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Nous offrons des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées ainsi que des régimes d'ACR à prestations déterminées.

Les obligations et le coût net relatif aux prestations des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR sont estimés au moyen de la méthode de répartition des prestations au prorata des services ainsi que de notre estimation la plus probable des hypothèses actuarielles telles que le taux d'actualisation, l'évolution future des niveaux de salaire, l'augmentation d'autres coûts, l'âge de départ à la retraite des employés et le taux de mortalité.

Nous déterminons les taux d'actualisation en fonction des taux des obligations de qualité supérieure de sociétés dont les échéances correspondent plus ou moins au calendrier des versements futurs prévus aux termes de chacun de nos régimes.

Les actifs des régimes de retraite sont évalués à la juste valeur. Le rendement prévu sur les actifs des régimes est déterminé en fonction des répartitions d'actif à long terme cibles énoncées dans nos politiques de placement et des attentes à long terme à l'égard du marché.

Les gains et pertes actuariels découlent de la différence entre le taux de rendement réel et le taux de rendement prévu des actifs du régime et des changements apportés aux hypothèses actuarielles telles que les taux d'actualisation. Les gains et pertes actuariels nets pour la période ainsi que les coûts des services passés sont cumulés et présentés comme suit aux états consolidés de la situation financière :

- à titre de composante du cumul des autres éléments du résultat global, ou
- à titre de composante des postes « Montants reportés et autres actifs » et « Autres passifs à long terme », pour certains régimes de retraite à prestations déterminées et régimes d'ACR de nos entreprises de services publics, dans la mesure où les organismes de réglementation ont autorisé ou devraient autoriser le recouvrement des gains et pertes actuariels nets et des coûts des services passés à même les tarifs futurs.

Le coût net des prestations pour la période est comptabilisé en résultat et comprend les éléments suivants :

- le coût des prestations de retraite pour services rendus;
- le coût financier;
- le rendement prévu des actifs des régimes;
- l'amortissement du coût des services passés des régimes sur la durée résiduelle moyenne prévue de service du groupe d'employés actifs qui participent aux régimes;
- l'amortissement de l'excédent des gains et pertes actuariels nets sur 10 % du plus élevé des obligations au titre des prestations constituées et de la juste valeur de l'actif des régimes, sur la durée résiduelle moyenne prévue de service du groupe d'employés actifs qui participent aux régimes.

Nos entreprises de services publics comptabilisent également des ajustements réglementaires afin de rendre compte de l'écart entre certains coûts nets des prestations pour la période à des fins comptables et ceux aux fins de tarification. Les actifs et les passifs réglementaires compensatoires sont inscrits dans la mesure où il est probable que le coût net des prestations pour la période sera recouvré auprès des clients ou remboursé à ceux-ci, respectivement, au moyen des tarifs futurs. En l'absence d'une réglementation tarifaire, les actifs ou les passifs réglementaires ne seraient pas comptabilisés, et le coût net des prestations pour la période serait imputé au résultat et aux autres éléments du résultat global selon la méthode de la comptabilité d'exercice.

En ce qui a trait aux régimes à cotisations déterminées, nos cotisations sont passées en charges à mesure qu'elles sont versées.

RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTIONS

Les options d'achat d'actions incitatives (« OAAI ») attribuées sont inscrites à la juste valeur. Selon la méthode de la juste valeur, la charge de rémunération est évaluée à la date de l'attribution en fonction de la juste valeur des OAAI attribuées qui est calculée selon la méthode de Black-Scholes-Merton et est comptabilisée selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période d'acquisition des droits ou sur la période devant s'écouler jusqu'à l'admissibilité à la retraite anticipée, selon la plus courte des deux, et un montant correspondant est porté au crédit du surplus d'apport. Ce montant est ensuite viré au capital-actions à l'exercice des options.

Les droits rattachés aux unités d'actions fondées sur le rendement (« UAFR ») et certaines UAR sont réglés en trésorerie, ce passif étant réévalué à chaque période. Les droits visant les UAFR sont acquis après trois ans et ceux visant les UAR le sont à raison d'un tiers par année à compter de leur date d'attribution. Pendant le délai d'acquisition, une charge de rémunération est comptabilisée en fonction du nombre d'unités en circulation et du cours des actions ordinaires d'Enbridge, et un montant compensatoire est porté au poste « Autres passifs à court terme » ou « Autres passifs à long terme ». La valeur des UAFR est également fonction de notre rendement par rapport aux cibles énoncées dans le régime. Nous attribuons également à certains membres de la haute direction non-dirigeants des UAR réglées en actions qui sont acquises à la fin d'une période de trois ans. Des UAR réglées en actions dont un tiers des droits devient acquis chaque année à compter de leur date d'attribution ou après une période de douze mois sont également attribuées à des employés non-dirigeants. Pendant le délai d'acquisition des droits, la charge de rémunération est comptabilisée en fonction du nombre d'unités attribuées et du cours des actions ordinaires d'Enbridge le jour précédant immédiatement la date d'attribution, et un montant compensatoire est porté au surplus d'apport. Aucun passif associé aux attributions réglées en actions n'a été comptabilisé.

ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET PASSIFS ENVIRONNEMENTAUX

Nous passons en charges ou capitalisons, selon le cas, les dépenses engagées au titre de la conformité à la réglementation en matière environnementale se rapportant à nos activités passées ou actuelles. Nous passons en charges les coûts engagés au titre des mesures de décontamination prises à l'égard des dommages environnementaux causés par des activités passées qui ne touchent pas des périodes futures en prévenant ou en éliminant la contamination ultérieure. Nous comptabilisons des passifs au titre des questions environnementales lorsque des évaluations indiquent que les mesures correctives sont probables et que les coûts peuvent faire l'objet d'une estimation raisonnable. Les estimations relatives aux passifs environnementaux se fondent sur les données disponibles, les technologies existantes et les lois et règlements en vigueur actuellement, et tiennent compte des effets probables de l'inflation et d'autres facteurs. Ces montants tiennent également compte de l'expérience en matière de décontamination des sites, de l'expérience d'autres sociétés en matière de nettoyage et des données publiées par des organismes publics. Nos estimations pourraient être modifiées au cours des périodes futures en fonction des coûts réels ou de nouvelles informations, et elles sont inscrites à leur valeur non actualisée aux postes « Autres passifs à court terme » et « Autres passifs à long terme » des états consolidés de la situation financière. La possibilité d'engager des frais supplémentaires liés aux passifs environnementaux existe toujours compte tenu des écarts de l'une ou de l'ensemble des catégories décrites précédemment, notamment en raison de la modification ou de la mise à jour des exigences des organismes de réglementation ou en raison des amendes et des pénalités ainsi que des dépenses associées aux litiges et au règlement des demandes d'indemnisation. Nous évaluons les recouvrements au titre de la couverture d'assurance séparément du passif et, lorsqu'un recouvrement est probable, nous comptabilisons et présentons un actif séparément du passif connexe dans les états consolidés de la situation financière.

Des passifs au titre des autres engagements et éventualités sont comptabilisés lorsque, après avoir analysé entièrement les informations auxquelles nous avons accès, nous déterminons soit qu'un actif s'est probablement déprécié, soit qu'un passif a probablement été engagé, et que le montant de la perte de valeur ou de la perte peut faire l'objet d'une estimation raisonnable. Lorsqu'une fourchette de pertes probables peut être estimée, nous comptabilisons le montant le plus probable; si aucun montant n'est plus probable que les autres, nous comptabilisons le montant minimum de la fourchette des pertes probables. Nous passons en charges les frais juridiques liés aux pertes éventuelles à mesure que ces coûts sont engagés.

3. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

La convention comptable suivante est devenue importante pour Enbridge le 2 juillet 2025 :

Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle représentent les participations attribuables à des tiers dans certaines filiales consolidées. La partie des capitaux propres de ces entités que nous ne détenons pas est présentée à titre de participations ne donnant pas le contrôle à la section portant sur les capitaux propres des états consolidés de la situation financière et, en ce qui concerne la participation ne donnant pas le contrôle rachetable, à la section portant sur les capitaux propres mezzanine des états consolidés de la situation financière, entre les passifs à long terme et les capitaux propres.

Le détenteur de parts ne donnant pas le contrôle de catégorie A de Westcoast Energy Limited Partnership (« Westcoast LP ») a la possibilité, en tout temps à compter du 2 juillet 2035, d'exiger que les détenteurs de parts de catégorie B et C de Westcoast LP rachètent la totalité des parts de catégorie A contre trésorerie, à leur juste valeur à ce moment, sous réserve de certaines restrictions. En ce qui a trait à l'information trimestrielle, la valeur comptable des parts de catégorie A classées comme une participation ne donnant pas le contrôle rachetable est comptabilisée au plus élevé entre le montant résultant de l'application de l'Accounting Standards Codification (« ASC ») 810 *Consolidation* et la valeur de rachat actuelle estimée, les ajustements liés à l'évaluation de la valeur comptable de la participation ne donnant pas le contrôle rachetable étant comptabilisés dans les bénéfices non répartis (ajustement de la valeur de rachat). Les ajustements liés à l'évaluation de la participation ne donnant pas le contrôle rachetable comptabilisés dans les bénéfices non répartis ont une incidence sur notre bénéfice par action ordinaire (*note 6*). La valeur de rachat estimée actuelle est déterminée au moyen de l'approche fondée sur les bénéfices, les principales hypothèses étant les flux de trésorerie projetés et le taux d'actualisation en fonction des participants au marché.

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Informations relatives à l'impôt sur les bénéfices

En date du 1^{er} janvier 2025, nous avons adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2023-09 de façon rétrospective à compter du 1^{er} janvier 2023. Cette norme a été publiée en décembre 2023 afin d'améliorer les informations à fournir sur l'impôt sur les bénéfices en exigeant des catégories précises dans le rapprochement annuel des tarifs qui respectent les seuils quantitatifs et une ventilation plus détaillée des impôts sur les bénéfices payés par territoire. Au moment de l'adoption de cette norme, nous avons modifié la présentation de la *note 24 - Impôts sur les bénéfices* de nos états financiers pour nous conformer à cette nouvelle norme.

FUTURES MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES

Ventilation des charges comptabilisées à l'état des résultats

L'ASU 2024-03 a été publiée en novembre 2024 dans le but d'améliorer la présentation de l'information financière en exigeant des entités qu'elles présentent des informations supplémentaires au sujet de catégories de charges précises dans les notes afférentes aux états financiers pour les périodes intermédiaires et annuelles. L'ASU exige des entités qu'elles présentent : 1) les montants a) des stocks achetés, b) de la rémunération des employés, c) de l'amortissement des immobilisations corporelles, d) de l'amortissement des actifs incorporels, e) de l'amortissement et de l'épuisement associés aux activités de production de pétrole et de gaz, f) des remboursements inclus dans les dépenses comptabilisées pertinentes, et g) des dépenses liées aux ventes; et 2) une description qualitative des montants résiduels des charges comptabilisées pertinentes qui ne sont pas ventilées séparément de façon quantitative. L'ASU 2024-03 entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2027, et les obligations d'information pour les périodes intermédiaires entreront en vigueur après le 1^{er} janvier 2028. Elle pourra être appliquée de façon prospective ou rétrospective. Les obligations d'information supplémentaires seront intégrées à nos états financiers consolidés annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2027 et à nos états financiers trimestriels à compter de 2028.

4. PRODUITS

PRODUITS TIRÉS DE CONTRATS CONCLUS AVEC DES CLIENTS

Principaux produits et services

Exercice clos le 31 décembre 2025	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits tirés du transport	11 924	5 608	250	—	—	17 782
Produits tirés du stockage et autres produits	289	663	586	—	—	1 538
Produits tirés des ventes de services de distribution de gaz	—	—	9 610	—	—	9 610
Produits tirés de l'électricité	—	—	—	232	—	232
Ventes de marchandises	—	137	30	—	—	167
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	12 213	6 408	10 476	232	—	29 329
Ventes de marchandises	33 418	164	—	—	1 432	35 014
Autres produits ^{1, 2}	313	59	157	322	—	851
Produits intersectoriels	—	21	21	7	(49)	—
Total des produits	45 944	6 652	10 654	561	1 383	65 194

Exercice clos le 31 décembre 2024	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits tirés du transport	11 958	5 279	237	—	—	17 474
Produits tirés du stockage et autres produits	255	573	493	—	—	1 321
Produits tirés des ventes de services de distribution de gaz	—	—	6 746	—	—	6 746
Produits tirés de l'électricité	—	—	—	189	—	189
Ventes de marchandises	—	158	—	—	—	158
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	12 213	6 010	7 476	189	—	25 888
Ventes de marchandises	25 689	99	—	—	1 072	26 860
Autres produits ^{1, 2}	281	70	55	319	—	725
Produits intersectoriels	—	20	11	6	(37)	—
Total des produits	38 183	6 199	7 542	514	1 035	53 473

Exercice clos le 31 décembre 2023	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits tirés du transport	11 875	5 302	148	—	—	17 325
Produits tirés du stockage et autres produits	257	461	352	—	—	1 070
Produits tirés des ventes de services de distribution de gaz	—	—	5 426	—	—	5 426
Produits tirés de l'électricité	—	—	—	259	—	259
Ventes de marchandises	—	17	—	—	—	17
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	12 132	5 780	5 926	259	—	24 097
Ventes de marchandises	17 494	—	—	—	1 470	18 964
Autres produits ^{1, 2}	257	72	44	215	—	588
Produits intersectoriels	(1)	2	6	3	(10)	—
Total des produits	29 882	5 854	5 976	477	1 460	43 649

1 Comprend les gains et les pertes réalisés et latents attribuables à notre programme de couverture correspondant à des gains nets de 160 M\$ et de 23 M\$ et une perte nette de 97 M\$, respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023.

2 Comprend les produits tirés de contrats de location. Se reporter à la note 26 – Contrats de location.

Nous ventilons les produits entre des catégories qui représentent nos obligations de prestation principales au sein de chaque secteur d'activité. Ces catégories de produits représentent les principales sources de produits au sein de chaque secteur et sont par conséquent considérées comme étant l'information la plus pertinente sur les produits que la direction doit prendre en compte dans l'évaluation de la performance.

Solde des contrats

	Créances sur contrats	Actifs sous contrat	Passifs sous contrat
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Solde au 31 décembre 2025	3 799	315	2 765
Solde au 31 décembre 2024	3 764	330	2 828

Les créances sur contrats représentent le montant des créances découlant de contrats conclus avec des clients.

Les actifs sous contrat représentent le montant des produits ayant été comptabilisés à titre de paiements anticipés au titre des obligations de prestation que nous avons remplies (ou partiellement remplies) et avant le moment où notre droit à la contrepartie devient inconditionnel. Les montants inscrits dans les actifs sous contrat sont virés aux comptes débiteurs lorsque notre droit de recevoir la contrepartie devient inconditionnel.

Les passifs sous contrat représentent les paiements reçus au titre des obligations de prestation qui n'ont pas été remplies. Les passifs sous contrat visent principalement les droits de rattrapage et les produits reportés. Les produits comptabilisés pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 inclus dans les passifs sous contrat au début de la période s'établissent à 455 M\$. Les augmentations des passifs sous contrat provenant de sommes reçues, déduction faite des montants constatés dans les produits pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, se sont établies à 481 M\$.

Obligations de prestation

Secteur	Nature de l'obligation de prestation
Oléoducs	Transport et stockage de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN »)
Transport de gaz	- Transport, stockage, collecte, compression et traitement de gaz naturel - Transport de pétrole brut et de LGN - Vente de gaz naturel renouvelable et des attributs environnementaux s'y rattachant
Distribution et stockage de gaz	- Approvisionnement et livraison de gaz naturel - Transport de gaz naturel - Stockage de gaz naturel
Production d'énergie renouvelable	- Production et transport d'électricité - Livraison d'électricité depuis des installations de production d'énergie renouvelable

Il n'y a eu, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, aucun produit significatif comptabilisé au titre d'obligations de prestation remplies au cours de périodes antérieures.

Modalités de paiement

Les paiements sont reçus mensuellement des clients ayant conclu des contrats à long terme de transport, de ventes de marchandises ainsi que de collecte et de traitement de gaz. Les paiements des clients du secteur Distribution et stockage de gaz sont reçus sur une base continue en fonction de cycles de facturation préétablis.

Aux termes de certains contrats de notre entreprise extracôtière aux États-Unis, nous recevons une série de paiements mensuels fixes (« PMF ») sur une période donnée inférieure à la période au cours de laquelle les obligations de prestation sont remplies. Ainsi, une tranche des PMF est comptabilisée en tant que passif sous contrat. Les PMF ne sont pas considérés comme une entente de financement, puisque les paiements sont échelonnés de manière à coïncider avec les profils de production des champs pétroliers et gaziers extracôtiers, qui génèrent des produits supérieurs au cours des premières années de leur durée de vie productive.

Comptabilisation des produits découlant d'obligations de prestation non remplies

Le tableau qui suit présente notre estimation des produits découlant d'obligations de prestation non remplies au titre de contrats qui n'ont pas encore été comptabilisés et qui devraient l'être au cours des périodes suivantes :

	Total	1 an	2 à 5 ans	Par la suite
<i>(en milliards de dollars canadiens)</i>				
Produits attendus	59,1	9,7	24,6	24,8

Les produits exclus des montants susmentionnés fondés sur les exemptions facultatives aux termes de l'ASC 606, comme il est expliqué ci-dessous, représentent une partie significative du total de nos produits et des produits tirés de contrats conclus avec des clients. Certains produits, tels que les coûts d'exploitation imputés aux expéditeurs, sont comptabilisés au montant auquel nous avons le droit de facturer à nos clients et sont exclus du montant des produits qui seront ultérieurement comptabilisés relativement aux obligations de prestation non remplies susmentionnées. La contrepartie variable est exclue des montants précités compte tenu de l'incertitude de contrepartie connexe, qui se dissipe généralement lorsque les volumes et les prix réels sont déterminés. À titre d'exemple, nous considérons les produits tirés du service de transport avec droit d'interruption comme étant des produits variables puisqu'il n'est pas possible d'estimer le volume. De plus, les montants précités ne tiennent pas compte de l'incidence de l'indexation de certains droits en fonction de l'inflation aux termes des contrats, puisqu'il n'est pas possible d'estimer les taux d'inflation futurs avec exactitude. Les produits attribuables à des périodes se prolongeant au-delà de la durée de l'entente tarifaire en vigueur pour les contrats réglementés aux termes desquels les droits sont périodiquement ajustés par l'organisme de réglementation sont exclus des montants susmentionnés puisque les droits futurs ne sont pas connus. Enfin, les produits tirés de contrats conclus avec des clients assortis d'une durée prévue initiale d'un an ou moins sont exclus des montants susmentionnés.

JUGEMENTS SIGNIFICATIFS EXERCÉS DANS LA COMPTABILISATION DES PRODUITS

Contrats de transport à long terme

Dans le cas des contrats de transport à long terme, les jugements significatifs visent la période pour laquelle les produits sont constatés et le fait de savoir si le contrat confère des droits de rattrapage aux expéditeurs. Les produits de transport tirés des contrats de service garanti sont constatés au prorata sur la période contractuelle. Les produits de transport tirés des contrats de service interruptible ou fondé sur le volume sont constatés lorsque les services sont rendus.

Contrepartie variable

Les produits tirés d'ententes fondées sur une contrepartie variable ne sont constatés que lorsqu'il est probable que la contrepassation d'un montant significatif des produits cumulatifs comptabilisés n'aura pas lieu lorsque l'incertitude liée à la contrepartie variable se dissipera ultérieurement. Les incertitudes liées à la contrepartie variable visent principalement les différences entre les volumes et les prix estimatifs et réels. Les incertitudes sont levées chaque mois lorsque les volumes réels sont vendus ou transportés et lorsque les droits et les prix réels sont déterminés.

Le 4 mars 2024, la Régie a approuvé l'entente de tarification pour le réseau principal (l'« ETRP ») négociée. Les nouveaux droits ont été établis définitivement et sont entrés en vigueur à titre provisoire le 1^{er} juillet 2023, et l'entente globale est rétroactive au 1^{er} juillet 2021 et vient à échéance à la fin de 2028.

Comptabilisation et évaluation des produits

Exercice clos le 31 décembre 2025	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Produits tirés des produits transférés à un moment précis	—	137	161	55	353
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ¹	12 213	6 271	10 315	177	28 976
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	12 213	6 408	10 476	232	29 329

Exercice clos le 31 décembre 2024	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Produits tirés des produits transférés à un moment précis	—	158	137	—	295
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ¹	12 213	5 852	7 339	189	25 593
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	12 213	6 010	7 476	189	25 888

Exercice clos le 31 décembre 2023	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Produits tirés des produits transférés à un moment précis	—	17	138	—	155
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ¹	12 132	5 763	5 788	259	23 942
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	12 132	5 780	5 926	259	24 097

¹ Produits tirés du transport de pétrole brut et de gaz naturel par pipelines, du stockage, de la collecte, de la compression et du traitement de gaz naturel, de la distribution de gaz naturel, des services de stockage de gaz naturel et des ventes d'électricité.

Obligations de prestation remplies progressivement

Dans le cas des ententes prévoyant le transport et la vente de produits pétroliers et de gaz naturel selon lesquelles les services de transport ou les marchandises sont simultanément reçus et consommés par l'expéditeur ou le client, nous constatons les produits progressivement au moyen d'une méthode de sortie en fonction des volumes de marchandises livrés ou transportés. La mesure des volumes transportés ou livrés correspond directement aux avantages reçus par les expéditeurs ou les clients au cours de cette période.

Détermination des prix de transaction

Les prix des services de transport et de traitement de gaz sont déterminés en fonction du coût en capital des installations, des pipelines et des infrastructures connexes requises pour fournir de tels services, majoré d'un taux de rendement sur le capital investi établi par voie de négociations avec les clients ou des processus réglementaires pour les activités assujetties à la réglementation des tarifs.

Les prix des marchandises vendues sont déterminés par référence aux indices de prix du marché majorés ou diminués d'un écart de prix négocié et, dans certains cas, de droits de commercialisation.

Les prix du gaz naturel vendu et des services de distribution fournis par des entreprises de distribution de gaz naturel réglementées sont prescrits par règlement.

5. INFORMATIONS SECTORIELLES

Exercice clos le 31 décembre 2025	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz ¹	Production d'énergie renouvelable	Total pour les secteurs à présenter
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Produits d'exploitation ²	45 944	6 652	10 654	561	63 811
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(33 038)	(68)	(3 709)	2	(36 813)
Exploitation et administration	(4 440)	(2 252)	(3 030)	(332)	(10 054)
Perte de valeur d'actifs à long terme	(240)	—	(330)	—	(570)
Quote-part du bénéfice des satellites	1 091	853	4	291	2 239
Autres produits	79	306	220	98	703
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	9 396	5 491	3 809	620	19 316
Élimination et divers					1 161
Amortissement					(5 661)
Charge d'intérêts <i>(note 17)</i>					(5 023)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices					9 793

Exercice clos le 31 décembre 2024	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz ¹	Production d'énergie renouvelable	Total pour les secteurs à présenter
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Produits d'exploitation ²	38 183	6 199	7 542	514	52 438
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(25 283)	(130)	(2 501)	4	(27 910)
Exploitation et administration	(4 495)	(2 322)	(2 276)	(304)	(9 397)
Perte de valeur d'actifs à long terme	(2)	(162)	(3)	(23)	(190)
Quote-part du bénéfice des satellites	1 051	812	3	455	2 321
Gain sur cession de participations dans des satellites <i>(note 13)</i>	—	1 063	—	28	1 091
Autres produits	77	196	104	59	436
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	9 531	5 656	2 869	733	18 789
Éliminations et divers					(1 904)
Amortissement					(5 167)
Charge d'intérêts <i>(note 17)</i>					(4 419)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices					7 299

Exercice clos le 31 décembre 2023	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz ¹	Production d'énergie renouvelable	Total pour les secteurs à présenter
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Produits d'exploitation ²	29 882	5 854	5 976	477	42 189
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(17 106)	(15)	(2 871)	(20)	(20 012)
Exploitation et administration	(4 659)	(2 380)	(1 285)	(261)	(8 585)
Perte de valeur d'actifs à long terme ³	145	—	(281)	(283)	(419)
Quote-part du bénéfice des satellites	1 007	688	2	140	1 837
Autres produits	114	117	51	96	378
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	9 383	4 264	1 592	149	15 388
Éliminations et divers					916
Amortissement					(4 613)
Charge d'intérêts <i>(note 17)</i>					(3 812)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices					7 879

¹ Se rapporte essentiellement aux entreprises de services publics réglementées.

² Se reporter à la note 4 – Produits pour un rapprochement des produits d'exploitation sectoriels et des états consolidés des résultats.

³ Le secteur Oléoducs comprend l'incidence d'un gain découlant de la décomptabilisation du montant net d'un passif réglementaire en raison de la cessation du traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés du pipeline Southern Lights.

Dépenses en immobilisations¹

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
(en millions de dollars canadiens)			
Oléoducs	1 358	1 157	1 158
Transport de gaz	3 271	2 571	1 944
Distribution et stockage de gaz	3 351	2 386	1 451
Production d'énergie renouvelable	947	661	100
Éliminations et divers	174	59	55
	9 101	6 834	4 708

¹ Les dépenses en immobilisations se composent de la trésorerie et de la composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction.

Immobilisations corporelles

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024
(en millions de dollars canadiens)		
Oléoducs	51 689	53 863
Transport de gaz	35 421	34 683
Distribution et stockage de gaz	39 644	38 636
Production d'énergie renouvelable	4 439	3 612
Éliminations et divers	405	310
	131 598	131 104

RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE

Produits¹

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
(en millions de dollars canadiens)			
Canada	23 077	22 001	23 781
États-Unis	42 117	31 472	19 868
	65 194	53 473	43 649

¹ Les produits sont fondés sur le pays d'origine du produit vendu ou du service rendu.

Immobilisations corporelles¹

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024
(en millions de dollars canadiens)		
Canada	49 642	48 873
États-Unis	81 956	82 231
	131 598	131 104

¹ Les montants sont fondés sur l'endroit où les actifs sont détenus.

6. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

NUMÉRATEUR

Le numérateur utilisé pour calculer le résultat de base par action et le résultat dilué par action correspond au bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires figurant aux états consolidés des résultats, diminué de l'ajustement lié à la valeur de rachat attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle rachetable figurant aux états consolidés des variations des capitaux propres.

DÉNOMINATEUR

Le dénominateur utilisé dans le calcul du résultat de base par action ordinaire correspond au nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

Le dénominateur utilisé dans le calcul du résultat dilué par action ordinaire repose sur la méthode du rachat d'actions afin de déterminer l'effet dilutif des options sur actions et des UAR réglées en actions. Cette méthode suppose que tout produit de l'exercice d'options sur actions et de l'acquisition d'UAR réglées en actions est utilisé pour racheter des actions ordinaires au cours moyen de la période. Le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est ajusté pour tenir compte de cet effet dilutif afin de déterminer le nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation.

Voici les nombres moyens pondérés d'actions ordinaires en circulation utilisés pour le calcul du résultat de base et du résultat dilué par action ordinaire :

31 décembre	2025	2024	2023
<i>(nombre d'actions ordinaires en millions)</i>			
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	2 180	2 155	2 056
Effet dilutif des options et des UAR	6	3	2
Nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation	2 186	2 158	2 058

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023, respectivement, 1,2 million, 14,6 millions et 19,3 millions d'options sur actions à effet antidilutif à des prix d'exercice moyens pondérés respectifs de 60,37 \$, de 54,37 \$ et de 54,42 \$ ont été exclues du calcul du résultat dilué par action ordinaire.

7. QUESTIONS DE NATURE RÉGLEMENTAIRE

Nous comptabilisons les actifs et les passifs découlant de processus de réglementation tarifaire qui ne seraient pas comptabilisés selon les PCGR des États-Unis applicables aux entités non réglementées. Pour un complément d'information, se reporter à la *note 2 – Principales conventions comptables*. Nos principales entreprises réglementées et les incidences de la réglementation sur le traitement comptable sont décrites ci-après.

Aux termes de l'actuelle structure tarifaire autorisée pour certaines activités, la charge d'impôts est recouvrée à même les tarifs en fonction de l'impôt exigible à payer et ne tient pas compte de la charge d'impôts reportés. Cependant, lorsqu'un impôt deviendra exigible à la suite de la résorption des différences temporaires ayant donné lieu à l'impôt reporté, les tarifs seront vraisemblablement ajustés pour recouvrer cet impôt. Comme la plupart des différences temporaires ont trait aux coûts des immobilisations corporelles, ce recouvrement devrait se faire sur la durée d'utilité des actifs en question. En l'absence d'un traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés, cet actif d'impôts réglementaire et l'incidence connexe sur le bénéfice ne seraient pas comptabilisés.

OLÉODUCS

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada comprend le tronçon canadien du réseau principal d'Enbridge. L'ETRP, qui régit les droits payés pour les produits expédiés sur le réseau principal au Canada, à l'exception des canalisations 8 et 9 qui font l'objet de droits séparés, a été approuvée par la Régie le 4 mars 2024. L'ETRP sera en vigueur pendant sept ans et demi, soit jusqu'à la fin de 2028, et fixe les droits locaux canadiens pour tous les volumes expédiés au moyen du réseau principal au Canada ainsi qu'un tarif international conjoint s'appliquant aux volumes prenant origine à des points de réception dans l'Ouest canadien et aboutissant à des points du réseau de Lakehead d'Enbridge. Nous avons comptabilisé un actif réglementaire de 2,0 G\$ aux 31 décembre 2025 et 2024 pour compenser les impôts reportés, le recouvrement ultérieur étant permis en vertu d'une ordonnance de la Régie qui régit le traitement fiscal correspondant. De plus, nous prélevons et mettons de côté des montants pour couvrir les coûts des futures cessations d'exploitation pour tous nos pipelines réglementés en raison des dispositions réglementaires aux termes de l'ICQF (*note 23*). Les montants que nous prévoyons déboursier à l'égard de ces coûts futurs sont comptabilisés comme des passifs réglementaires à long terme. Aucun autre actif ou passif réglementaire important n'est comptabilisé aux termes de l'ETRP.

TRANSPORT DE GAZ

British Columbia Pipeline et Maritimes & Northeast Canada

Les réseaux British Columbia Pipeline (« BC Pipeline ») et Maritimes & Northeast Canada (« M&N Canada ») sont réglementés par la Régie. Les tarifs sont approuvés par la Régie dans le cadre d'ententes de règlement tarifaire négociées en fonction du coût des services. Nos réseaux BC Pipeline et M&N Canada exercent tous deux leurs activités conformément aux modalités de leurs ententes de règlement tarifaire respectives pour 2022-2026 et 2024-2025, lesquelles autorisent un rendement des capitaux propres (« RCP ») déterminé ainsi que le maintien et l'établissement de certains comptes de report et comptes d'écart. L'entente de règlement tarifaire de M&N Canada pour 2024-2025 a expiré à la fin de 2025. M&N Canada a conclu une nouvelle entente de règlement tarifaire avec ses expéditeurs pour la période d'effet comprise entre le 1^{er} janvier 2026 et le 31 décembre 2027. Le 15 décembre 2025, M&N Canada a déposé l'entente de règlement tarifaire pour 2026-2027 auprès de la Régie pour examen et approbation, laquelle n'a pas encore été accordée.

Transport de gaz aux États-Unis

La plupart des services de transport et de stockage de gaz naturel aux États-Unis sont réglementés par la FERC et peuvent également être assujettis à la réglementation d'autres organismes fédéraux, étatiques et régionaux. La FERC régit le transport du gaz naturel pour le commerce américain inter-États, notamment en fixant les tarifs des services, tandis que les services interétatiques et de collecte sont régis par les commissions de réglementation du gaz étatiques pertinentes. Les tarifs réglementés sont établis en fonction du coût des services, bien que la FERC autorise également l'application de tarifs négociés et actualisés dans les contrats avec les expéditeurs pouvant donner lieu à des tarifs supérieurs ou inférieurs au taux de recours réglementé par la FERC pour le service en question.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Enbridge Gas Ontario

Les tarifs de distribution d'Enbridge Gas Ontario, entrés en vigueur en 2024, ont été établis par la CEO selon un régime de réglementation incitative pour cinq ans. Ce régime prévoit l'établissement de tarifs de base pour 2024 en fonction du coût des services et, pour 2025 à 2028, l'établissement des tarifs de base au moyen d'une méthode de plafonnement des tarifs. Cette méthode établit de nouveaux tarifs chaque année fondés sur certains ajustements et certaines mises à jour du tarif de base annuel indexé sur l'inflation et diminué d'un facteur de productivité de 0,28 %. La méthode de plafonnement des tarifs prévoit l'établissement et le maintien de certains comptes de report et comptes d'écart ainsi qu'un mécanisme de partage de bénéfices selon lequel Enbridge Gas Ontario est tenue de partager en parts égales avec ses clients tout bénéfice supérieur à 100 points de base en sus du RCP autorisé et de partager 90 % de tout bénéfice supérieur à 300 points de base en sus du RCP autorisé.

Enbridge Gas Ohio

Enbridge Gas Ohio est réglementée par la commission de l'Ohio, et ses ventes de gaz naturel et de services de transport et de stockage de gaz naturel sont assujetties à la grille tarifaire approuvée par cet organisme de réglementation. Enbridge Gas Ohio utilise une structure tarifaire linéaire fixe-variable selon laquelle la majorité des coûts d'exploitation sont recouverts au moyen de frais mensuels, conformément au règlement du dossier tarifaire de 2008.

En octobre 2023, Enbridge Gas Ohio a déposé auprès de la commission de l'Ohio son premier dossier tarifaire de base depuis 2007, dans lequel elle propose une augmentation annuelle des produits au titre des tarifs de base entrant en vigueur en janvier 2025. L'augmentation des tarifs de base a été proposée pour récupérer l'important investissement dans l'infrastructure de distribution dont bénéficient les clients de l'Ohio, y compris un RCP de 10,40 %.

En juin 2025, la commission de l'Ohio a ordonné une diminution des produits annuels de 26,3 M\$ US, ce qui permet un RCP de 9,79 % et une augmentation de la part des capitaux propres la portant à 51,9 %. L'ordonnance stipule que des déductions totalisant 330 M\$ (240 M\$ US) ne sont plus permises, ce qui comprend des actifs réglementaires au titre des prestations de retraite de 280 M\$ (204 M\$ US) et d'autres déductions non permises de 50 M\$ (36 M\$ US). La perte de valeur de 330 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 est comptabilisée au poste « Perte de valeur d'actifs à long terme » aux états consolidés des résultats.

L'ordonnance a autorisé la poursuite du programme de remplacement de l'infrastructure pipelinière et du programme de dépenses en immobilisations jusqu'en 2028, compte tenu d'une augmentation annuelle de 3 % des dépenses en immobilisation au titre du programme de remplacement de l'infrastructure pipelinière. Le coût de détention des actifs mis en service est comptabilisé progressivement selon le coût de la dette à long terme approuvée dans le plus récent dossier tarifaire, jusqu'à son intégration aux tarifs dans le cadre des dossiers tarifaires déposés annuellement.

En juillet 2025, Enbridge Gas Ohio a déposé une demande de nouvelle audience concernant certains aspects de l'ordonnance. La commission de l'Ohio a corrigé des erreurs dans son ordonnance visant la demande de nouvelle audience, ce qui s'est traduit par une réduction de la diminution annuelle initiale ramenant ce montant à 14,3 M\$ US. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} novembre 2025. Le 12 décembre 2025, Enbridge Gas Ohio a déposé un avis d'appel auprès de la Cour suprême de l'Ohio portant sur le traitement par la commission de l'Ohio des coûts liés à la caisse de retraite et à la rémunération incitative capitalisée.

En décembre 2025, Enbridge Gas Ohio a déposé un dossier tarifaire de base dans lequel elle propose une augmentation annuelle des produits de 163 M\$ US, sous réserve de mise à jour et d'ajustements, entrant en vigueur au début de 2027. L'augmentation des tarifs de base a été proposée afin de récupérer l'investissement d'Enbridge Gas Ohio 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.

Le programme de dépenses en immobilisations permet à Enbridge Gas Ohio de reporter la charge d'amortissement, l'impôt foncier et les coûts de détention au taux appliqué à la dette, soit 6,5 %, pour les investissements en capital non compris dans son programme de remplacement de l'infrastructure pipelinière. En septembre 2024, la commission de l'Ohio a approuvé les ajustements du taux de recouvrement des coûts du programme de remplacement de l'infrastructure pipelinière pour les coûts engagés en 2023. En mars 2025, Enbridge Gas Ohio a déposé une requête auprès de la commission de l'Ohio demandant l'ajustement du taux de recouvrement des coûts engagés en 2024. Bien que l'examen de cette requête soit toujours en cours, les tarifs de base révisés sont entrés en vigueur en novembre 2025 de façon intérimaire, et tout ajustement ultérieur sera pris en compte dans les futurs dossiers tarifaires annuels qui seront déposés. Enbridge Gas Ohio a également mis à jour le taux appliqué à la dette pour tenir compte du coût de possession de 3,16 %.

Le programme de remplacement de l'infrastructure pipelinière vise à remplacer 25 % du réseau pipelinier. En juin 2025, la commission de l'Ohio a prolongé le programme de remplacement de l'infrastructure pipelinière jusqu'en 2028.

Enbridge Gas Utah, Enbridge Gas Wyoming et Enbridge Gas Idaho

Enbridge Gas Utah, Enbridge Gas Wyoming et Enbridge Gas Idaho sont réglementées par la commission de l'Utah, la commission du Wyoming et la commission de l'Idaho. Aux fins de la surveillance des tarifs appliqués par Enbridge Gas Idaho dans une petite région du sud-est de l'Idaho, la commission de l'Idaho a conclu un contrat avec la commission de l'Utah. La commission de l'Utah et la commission du Wyoming permettent toutes deux le recouvrement des coûts du gaz au moyen d'un mécanisme d'équilibrage des comptes.

Enbridge Gas Utah, Enbridge Gas Wyoming et Enbridge Gas Idaho utilisent divers mécanismes pour gérer les coûts et favoriser l'efficacité, notamment :

- le recouvrement des coûts du gaz au moyen d'un mécanisme d'équilibrage des comptes selon lequel les tarifs sont ajustés périodiquement afin de refléter les variations des coûts du gaz naturel;
- un mécanisme d'intégration aux tarifs de base des dépenses en immobilisations associées au programme de remplacement de l'infrastructure de manière à obtenir un rendement sur ces montants;
- la dissociation des produits ne provenant pas des activités gazières aux termes du tarif de conservation afin de percevoir les produits autorisés pour chaque client et de favoriser la conservation de l'énergie;
- la promotion de la conservation du gaz naturel au moyen de publicités, de rabais et de programmes de gestion énergétique résidentiels dans le cadre du programme d'efficacité énergétique.

En mai 2025, Enbridge Gas Utah a déposé son premier dossier tarifaire depuis 2022 auprès de la commission de l'Utah dans lequel elle propose le recouvrement des coûts d'acheminement du gaz naturel jusqu'aux clients et des investissements dans l'infrastructure aux fins du rehaussement de la fiabilité des services et de l'accroissement de la clientèle.

En septembre 2025, Enbridge Gas Utah a déposé un règlement, et une ordonnance définitive approuvant une augmentation globale des produits de 61 M\$ US a été rendue le 24 décembre 2025 avec entrée en vigueur des nouveaux tarifs le 1^{er} janvier 2026.

Enbridge Gas North Carolina

Les tarifs d'Enbridge Gas North Carolina ainsi que d'autres aspects de ses activités sont réglementés par la commission de la Caroline du Nord. Les tarifs de base d'Enbridge Gas North Carolina sont établis essentiellement selon une méthode d'établissement des tarifs permettant de recouvrer la majeure partie des coûts d'exploitation au moyen de frais liés au volume. La commission de la Caroline du Nord a autorisé Enbridge Gas North Carolina à utiliser un système de suivi de l'utilisation pour recouvrer les coûts liés à l'intégrité des pipelines et aux exigences de sécurité qui ne sont pas compris dans les tarifs de base actuels.

Enbridge Gas North Carolina a recours à plusieurs mécanismes pour ajuster ses tarifs et recouvrer ses coûts. L'outil de suivi de l'utilisation par les clients permet d'ajuster les tarifs en fonction des changements dans les profils d'utilisation des clients. L'avenant D autorise le recouvrement de l'achat de gaz auprès des clients, et les tarifs sont ajustés périodiquement pour rendre compte des variations des prix sur le marché.

En avril 2025, Enbridge Gas North Carolina a déposé son premier dossier tarifaire depuis 2021 auprès de la commission de la Caroline du Nord dans lequel elle propose le recouvrement des coûts d'acheminement du gaz naturel jusqu'aux clients et des investissements dans l'infrastructure aux fins du rehaussement de la fiabilité des services et de l'accroissement de la clientèle.

En septembre 2025, une entente de règlement a été déposée qui tient compte d'une augmentation annuelle des produits de 33 M\$ US. La demande a été approuvée par la commission de la Caroline du Nord le 9 décembre 2025, et l'entrée en vigueur des tarifs mis à jour a été fixée au 1^{er} novembre 2025.

Le règlement comprend un avenant pour les grands projets, notamment pour l'installation de GNL du centre énergétique Moriah et le projet de fiabilité T-15, qui fait office de mécanisme autonome de recouvrement des coûts entre les dossiers tarifaires de base.

INCIDENCE SUR LES ÉTATS FINANCIERS

La comptabilité des activités à tarifs réglementés a donné lieu à la comptabilisation, aux états consolidés de la situation financière, des actifs et passifs réglementaires indiqués ci-après.

31 décembre	2025	2024	Fin de la période de recouvrement/ remboursement
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Actifs réglementaires à court terme			
Écart du coût du gaz acheté	124	74	2026
Insuffisance de recouvrement de coûts de carburant	144	4	2026
Coûts des projets reportés ¹	96	90	2026
Autres actifs réglementaires à court terme	330	304	2026
Total des actifs réglementaires à court terme² (note 9)	694	472	
Actifs réglementaires à long terme			
Impôts reportés ³	4 847	4 698	Diverses
Coûts des projets reportés ¹	1 009	1 045	Diverses
Dettes à long terme ⁴	291	318	2032-2046
Récupération négative ⁵	208	136	Diverses
Coûts de gestion de la demande	185	237	Diverses
Montant à recevoir au titre des régimes de retraite ⁶	18	266	Diverses
Autres actifs réglementaires à long terme	347	447	Diverses
Total des actifs réglementaires à long terme²	6 905	7 147	
Total des actifs réglementaires	7 599	7 619	
Passifs réglementaires à court terme			
Écart du coût du gaz acheté	200	292	2026
Autres passifs réglementaires à court terme	333	324	2026
Total des passifs réglementaires à court terme⁸ (note 16)	533	616	
Passifs réglementaires à long terme			
Provisions pour frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux ⁹	3 029	2 964	Diverses
Passif réglementaire lié aux impôts des États-Unis ⁷	1 852	2 021	Diverses
Coûts futurs de cessation d'exploitation de pipelines (note 23)	949	826	Diverses
Montant à verser au titre des régimes de retraite ⁶	100	59	Diverses
Autres passifs réglementaires à long terme	283	242	Diverses
Total des passifs réglementaires à long terme⁸	6 213	6 112	
Total des passifs réglementaires	6 746	6 728	

1 Montants devant être recouverts auprès des clients de la zone de desserte de l'est de l'Ohio pour les projets figurant aux avenants, notamment le programme de dépenses en immobilisations, le programme de remplacement de l'infrastructure pipelinière et les coûts liés au programme de gestion de la sécurité des pipelines. Les périodes de recouvrement pour ces dépenses varient selon les stipulations de chaque avenant. Pour Enbridge Gas North Carolina, ces montants ont trait à la gestion de l'intégrité des pipelines. Ils correspondent aux coûts d'exploitation engagés pour se conformer aux exigences réglementaires fédérales visant les gazoducs et ont été reportés jusqu'à ce que le recouvrement au moyen des tarifs soit autorisé dans l'avenir.

2 Les actifs réglementaires à court terme sont inscrits au poste « Autres actifs à court terme », et les actifs réglementaires à long terme, au poste « Montants reportés et autres actifs ».

3 Compensation réglementaire des passifs d'impôts reportés, dans la mesure où il est prévu que ces impôts seront compris dans les tarifs futurs approuvés par les organismes de réglementation et recouverts auprès des clients. La période de recouvrement dépend du calendrier de résorption des écarts temporaires. En l'absence d'un traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés, ce solde réglementaire et l'incidence connexe sur le bénéfice ne seraient pas comptabilisés. Ce solde correspond au montant après déduction des radiations d'impôts reportés réglementaires.

4 Compensation réglementaire que nous avons réalisée des ajustements de juste valeur par rapport à la dette prise en charge dans le cadre de la fusion avec Spectra Energy Corp. (« Spectra Energy »). Cette compensation est considérée comme un remplacement de l'actif réglementaire qui serait comptabilisé advenant qu'une telle dette soit éteinte à un montant supérieur à sa valeur comptable.

5 Recouvrement à même les tarifs futurs du coût réel de l'enlèvement d'installations déjà mises hors service, conformément à l'approbation de la FERC.

- 6 *Compensation réglementaire du passif des régimes de retraite dans la mesure où il est prévu qu'il soit inclus dans les tarifs futurs approuvés par l'organisme de réglementation et recouvré auprès des clients. La période de règlement de ce solde ne peut être déterminée. En l'absence d'un traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés, le solde réglementaire et la charge de retraite correspondante seraient comptabilisés dans les résultats et les autres éléments du résultat global.*
- 7 *Passif réglementaire lié aux impôts des États-Unis découlant de l'adoption de la loi sur la réforme fiscale américaine le 22 décembre 2017. Ce solde sera remboursé aux clients conformément aux ententes de règlement tarifaire respectives approuvées par la FERC pour nos gazoducs aux États-Unis et par les commissions étatiques pertinentes pour chaque franchise de distribution de gaz aux États-Unis.*
- 8 *Les passifs réglementaires à court terme sont inscrits au poste « Autres passifs à court terme », et les passifs réglementaires à long terme, au poste « Autres passifs à long terme ».*
- 9 *Les provisions pour frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux sont constituées des montants prélevés auprès des clients, avec l'approbation des organismes de réglementation respectifs, afin de financer les coûts futurs d'enlèvement et de restauration des lieux se rapportant aux immobilisations corporelles. Ces frais sont perçus dans le cadre de la dotation à l'amortissement des immobilisations corporelles qui est inscrite dans les tarifs. Le règlement de ce solde aura lieu à long terme, à mesure que les coûts seront engagés. En l'absence d'un traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés, le taux d'amortissement ne comprendrait pas de charge au titre de l'enlèvement et de la restauration des lieux, les coûts seraient imputés aux résultats de la période où ils sont engagés, et les montants prélevés antérieurement seraient comptabilisés dans les produits.*

8. ACQUISITIONS ET CESSIION

REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES

Nous avons comptabilisé chacune des acquisitions dont il est question ci-après au moyen de la méthode de l'acquisition prescrite par l'ASC 805 *Business Combinations*. Selon les méthodes d'évaluation décrites dans l'ASC 820 *Fair Value Measurement*, les actifs acquis et les passifs pris en charge ont été comptabilisés à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition.

La juste valeur des actifs et passifs réglementaires, qui sont assujettis à un processus d'établissement des tarifs et de recouvrement des coûts aux termes de l'ASC 980 *Regulated Operations*, est égale à leur valeur comptable au moment de l'acquisition. La comptabilisation des actifs et des passifs réglementaires est fondée sur les mesures prises ou les mesures prévues qui seront prises par l'organisme de réglementation. Si les mesures de l'organisme de réglementation diffèrent de nos attentes, le moment et le montant du recouvrement ou du règlement des soldes réglementaires pourraient différer considérablement des sommes comptabilisées au moment de l'acquisition.

Public Service Company of North Carolina, Incorporated

Le 30 septembre 2024, par l'intermédiaire d'une filiale américaine entièrement détenue, nous avons fait l'acquisition de tous les titres de participation de Fall North Carolina Holdco LLC, qui détient en totalité Public Service Company of North Carolina, Incorporated (« PSNC »), pour une contrepartie en trésorerie de 2,7 G\$ (2,0 G\$ US) (l'« acquisition de PSNC »). PSNC est un service public d'achat, de vente, de transport et de distribution de gaz naturel qui dessert des clients résidentiels, commerciaux et industriels en Caroline du Nord. PSNC exerce ses activités conformément aux tarifs approuvés par la commission de la Caroline du Nord. Depuis son acquisition, PSNC exerce ses activités sous le nom d'Enbridge Gas North Carolina.

Le tableau suivant résume les justes valeurs estimatives qui ont été attribuées aux actifs nets de PSNC :

30 septembre
2024¹

(en millions de dollars canadiens)

Juste valeur des actifs nets acquis :

Actifs à court terme a)	303
Immobilisations corporelles b)	4 147
Actifs à long terme c)	189
Passifs à court terme	277
Dettes à long terme d)	1 529
Autres passifs à long terme e)	653
Passifs d'impôts reportés	365
Écart d'acquisition f)	895

Prix d'achat :

Trésorerie	2 710
------------	-------

¹ Au quatrième trimestre de 2024, des ajustements non significatifs ont été apportés à la répartition du prix d'achat de l'acquisition de PSNC.

- a) Les actifs à court terme se composent essentiellement de la trésorerie, des comptes débiteurs et autres créances clients, des actifs réglementés et des stocks. La juste valeur des créances clients avoisine leur valeur comptable de 70 M\$ en raison de la courte période à courir jusqu'à l'échéance. Une provision de 2 M\$ a été comptabilisée pour les pertes de crédit attendues associées aux comptes débiteurs.
- b) Les immobilisations corporelles de PSNC se composent d'un réseau intégré d'actifs de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés. La juste valeur des actifs à tarifs réglementés a été établie du point de vue d'un participant au marché. En raison de la nature réglementée des actifs et du rendement fixe qu'ils génèrent, la juste valeur des immobilisations corporelles acquises est égale à leur valeur comptable.
- c) Les actifs à long terme se composent essentiellement d'actifs réglementés totalisant 114 M\$ qui devraient être recouvrés auprès des clients à même les tarifs des périodes futures ainsi que de participations dans une installation de stockage de gaz naturel liquéfié (« GNL ») en Caroline du Nord et dans un gazoduc inter-États.
- d) La juste valeur de la dette à long terme a été déterminée en fonction des taux d'intérêt sous-jacents actuellement offerts par le Trésor américain sur des instruments dont l'échéance est similaire et qui présentent un rendement et un risque de crédit comparables ainsi que d'un écart de taux implicite selon les conditions actuelles du marché. Nous avons comptabilisé un ajustement de juste valeur en vue de réduire la dette à long terme de 156 M\$ et aucun montant compensatoire réglementaire correspondant.
- e) Les autres passifs à long terme se composent essentiellement des montants liés aux passifs réglementaires devant être remboursés aux clients à même les tarifs des périodes futures.
- f) L'écart d'acquisition est surtout attribuable aux actifs existants assemblés et à la main-d'œuvre de PSNC qui ne peuvent être reproduits au même coût par un nouvel intervenant ainsi qu'à l'ampleur et à la diversité géographique accrues de notre entreprise de distribution de gaz naturel réglementée, ce qui offre une plateforme favorisant la croissance future et l'optimisation des actifs existants. Le solde de l'écart d'acquisition comptabilisé a été affecté à notre secteur Distribution et stockage de gaz et n'est pas déductible fiscalement.

À la clôture de l'acquisition de PSNC, nous avons inclus PSNC dans notre périmètre de consolidation. Pour la période allant du 30 septembre 2024 jusqu'au 31 décembre 2024, PSNC a généré des produits d'exploitation de 284 M\$ et un bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 50 M\$.

Notre information financière consolidée pro forma complémentaire pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, y compris les résultats d'exploitation de PSNC comme si l'acquisition de PSNC avait eu lieu le 1^{er} janvier 2023, est présentée ci-après :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>		
Produits d'exploitation	54 116	44 614
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ¹	5 149	5 944

¹ Comprend l'ajustement au titre de la charge d'intérêts sur le financement de la dette pro forma relativement à l'acquisition de PSNC de 48 M\$ (37 M\$ après impôts), pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Questar Gas Company

Le 31 mai 2024, par l'intermédiaire d'une filiale américaine entièrement détenue, nous avons fait l'acquisition de tous les titres de participation de Fall West Holdco LLC, qui détient en totalité Questar et Wexpro pour une contrepartie en trésorerie de 4,1 G\$ (3,0 G\$ US) (l'« acquisition de Questar »). Questar est un service public de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel qui dessert des clients résidentiels, commerciaux et industriels en Utah, dans le sud-ouest du Wyoming et dans le sud-est de l'Idaho. La commission de l'Utah, la commission du Wyoming et la commission de l'Idaho ont accordé à Questar les autorisations réglementaires nécessaires pour desservir ces régions. Wexpro met en valeur des réserves de gaz naturel et en fait la production pour Questar selon une facturation basée sur le coût du service, et elle exerce ses activités dans le cadre d'ententes conclues avec l'État de l'Utah et l'État du Wyoming. Depuis l'acquisition, Questar exerce ses activités sous le nom d'Enbridge Gas Utah, d'Enbridge Gas Wyoming et d'Enbridge Gas Idaho, respectivement, dans chacun de ces États.

Le tableau suivant résume les justes valeurs estimatives qui ont été attribuées aux actifs nets de Questar et de Wexpro :

	31 mai 2024 ¹
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Juste valeur des actifs nets acquis :	
Actifs à court terme a)	380
Immobilisations corporelles b)	6 013
Actifs à long terme c)	163
Passifs à court terme	416
Dette à long terme d)	1 343
Autres passifs à long terme e)	919
Passifs d'impôts reportés	527
Écart d'acquisition f)	793
Prix d'achat :	
Trésorerie	4 144

¹ Au quatrième trimestre de 2024, des ajustements non significatifs ont été apportés à la répartition du prix d'achat de l'acquisition de Questar.

- a) Les actifs à court terme se composent essentiellement de la trésorerie, des comptes débiteurs et autres créances clients et des stocks. La juste valeur des créances clients avoisine leur valeur comptable de 202 M\$ en raison de la courte période à courir jusqu'à l'échéance. Une provision de 9 M\$ a été comptabilisée pour les pertes de crédit attendues associées aux créances clients.

- b) Les immobilisations corporelles de Questar se composent d'un réseau intégré d'actifs de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés. Les immobilisations corporelles de Wexpro se composent d'actifs gaziers et pétroliers mis en valeur et produits pour Questar selon une facturation basée sur le coût du service. La juste valeur des actifs à tarifs réglementés a été établie du point de vue d'un participant au marché. En raison de la nature réglementée des actifs et du rendement fixe qu'ils génèrent, la juste valeur des immobilisations corporelles acquises est égale à leur valeur comptable.
- c) Les actifs à long terme se composent essentiellement des fonds versés à Wexpro par Questar qui sont détenus en fiducie pour financer les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans l'avenir ainsi que d'actifs réglementés devant être recouvrés auprès des clients à même les tarifs des périodes futures.
- d) La juste valeur de la dette à long terme a été déterminée en fonction des taux d'intérêt sous-jacents actuellement offerts par le Trésor américain sur des instruments dont l'échéance est similaire et qui présentent un rendement et un risque de crédit comparables ainsi que d'un écart de taux implicite selon les conditions actuelles du marché. Nous avons comptabilisé un ajustement de juste valeur en vue de réduire la dette à long terme de 301 M\$ et aucun montant compensatoire réglementaire correspondant.
- e) Les autres passifs à long terme se composent essentiellement des passifs réglementaires, qui doivent être remboursés aux clients à même les tarifs des périodes futures, de même que des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. La juste valeur de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations a été déterminée au moyen de la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie.
- f) L'écart d'acquisition est surtout attribuable aux actifs existants assemblés et à la main-d'œuvre de Questar et de Wexpro qui ne peuvent être reproduits au même coût par un nouvel intervenant ainsi qu'à l'ampleur et à la diversité géographique accrues de notre entreprise de distribution de gaz naturel réglementée, ce qui offre une plateforme favorisant la croissance future et l'optimisation des actifs existants. Le solde de l'écart d'acquisition comptabilisé a été affecté à notre secteur Distribution et stockage de gaz et n'est pas déductible fiscalement.

À la clôture de l'acquisition de Questar, nous avons inclus les actifs de Questar et de Wexpro dans notre périmètre de consolidation. Pour la période allant du 31 mai 2024 jusqu'au 31 décembre 2024, Questar et Wexpro ont généré des produits d'exploitation de 755 M\$ et un bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 75 M\$.

Notre information financière consolidée pro forma complémentaire pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, y compris les résultats d'exploitation de Questar et de Wexpro comme si l'acquisition de Questar avait eu lieu le 1^{er} janvier 2023, est présentée ci-après :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>		
Produits d'exploitation	54 698	45 918
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ¹	5 193	6 005

¹ Comprend l'ajustement au titre de la charge d'intérêts sur le financement de la dette pro forma relativement à l'acquisition de Questar de 70 M\$ (53 M\$ après impôts), pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

The East Ohio Gas Company

Le 6 mars 2024, par l'intermédiaire d'une filiale américaine entièrement détenue, nous avons acquis toutes les actions en circulation d'East Ohio Gas Company (« EOG ») pour une contrepartie en trésorerie de 5,8 G\$ (4,3 G\$ US) (l'« acquisition d'EOG »). EOG est un service public de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel qui dessert des clients résidentiels, commerciaux et industriels en Ohio et qui est réglementé par la commission de l'Ohio. Depuis l'acquisition, EOG exerce ses activités sous le nom d'Enbridge Gas Ohio.

Le tableau suivant résume les justes valeurs estimatives qui ont été attribuées aux actifs nets d'EOG :

	6 mars 2024 ¹
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Juste valeur des actifs nets acquis :	
Actifs à court terme a)	493
Immobilisations corporelles b)	7 276
Actifs à long terme c)	1 689
Passifs à court terme	551
Dettes à long terme d)	2 612
Autres passifs à long terme e)	1 001
Passifs d'impôts reportés	1 045
Écart d'acquisition f)	1 603
Prix d'achat :	
Trésorerie	5 852

¹ Au quatrième trimestre de 2024, des ajustements non significatifs ont été apportés à la répartition du prix d'achat de l'acquisition d'EOG.

- a) Les actifs à court terme se composent essentiellement des comptes débiteurs et autres créances clients, des charges payées d'avance, des actifs réglementaires et des stocks. La juste valeur des créances clients avoisine leur valeur comptable de 379 M\$ en raison de la courte période à courir jusqu'à l'échéance. Une provision de 3 M\$ a été comptabilisée pour les pertes de crédit attendues associées aux créances clients.
- b) Les immobilisations corporelles d'EOG se composent d'un réseau intégré d'actifs de transport, de collecte, de distribution et de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés. La juste valeur des actifs à tarifs réglementés a été établie du point de vue d'un participant au marché. En raison de la nature réglementée des actifs et du rendement fixe qu'ils génèrent, la juste valeur des immobilisations corporelles acquises est égale à leur valeur comptable.
- c) Les actifs à long terme se composent essentiellement de l'actif du régime de retraite surcapitalisé s'élevant à 367 M\$ ainsi que d'un montant de 1,2 G\$ lié aux actifs réglementés devant être recouvrés auprès des clients à même les tarifs des périodes futures.

L'actif du régime de retraite attribuable à la main-d'œuvre acquise d'EOG a été transféré en trésorerie à un régime de retraite offert par Enbridge, selon sa juste valeur au 6 mars 2024. La juste valeur de l'actif du régime a été établie en fonction des cours non ajustés s'appliquant à des placements identiques sur les marchés.

- d) La juste valeur de la dette à long terme a été déterminée en fonction des taux d'intérêt sous-jacents actuellement offerts par le Trésor américain sur des instruments dont l'échéance est similaire et qui présentent un rendement et un risque de crédit comparables ainsi que d'un écart de taux implicite selon les conditions actuelles du marché. Nous avons comptabilisé un ajustement de juste valeur en vue de réduire la dette à long terme de 478 M\$ et aucun montant compensatoire réglementaire correspondant.

- e) Les autres passifs à long terme se composent essentiellement des montants liés aux passifs réglementaires devant être remboursés aux clients à même les tarifs des périodes futures.
- f) L'écart d'acquisition est surtout attribuable aux actifs existants assemblés et à la main-d'œuvre d'EOG qui ne peuvent être reproduits au même coût par un nouvel intervenant ainsi qu'à l'ampleur et à la diversité géographique accrues de notre entreprise de distribution de gaz naturel réglementée, ce qui offre une plateforme favorisant la croissance future et l'optimisation des actifs existants. Le solde de l'écart d'acquisition comptabilisé a été affecté à notre secteur Distribution et stockage de gaz et n'est pas déductible fiscalement.

À la clôture de l'acquisition d'EOG, nous avons inclus EOG dans notre périmètre de consolidation. Pour la période allant du 6 mars 2024 jusqu'au 31 décembre 2024, EOG a généré des produits d'exploitation de 1,2 G\$ et un bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 190 M\$.

Notre information financière consolidée pro forma complémentaire pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, y compris les résultats d'exploitation d'EOG comme si l'acquisition d'EOG avait eu lieu le 1^{er} janvier 2023, était présentée comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2024	2023
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>		
Produits d'exploitation	53 788	45 058
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ¹	5 130	5 961

¹ Comprend l'ajustement au titre de la charge d'intérêts sur le financement de la dette pro forma relativement à l'acquisition d'EOG de 100 M\$ (77 M\$ après impôts), pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

L'acquisition de PSNC, l'acquisition de Questar et l'acquisition d'EOG (collectivement, les « Acquisitions ») permettent de diversifier davantage nos activités de distribution de gaz et sont complémentaires à celles-ci.

Acquisition des installations de GNR

Le 2 janvier 2024, par l'intermédiaire d'une filiale américaine entièrement détenue, nous avons acquis auprès de Morrow Renewables six installations de production de GNR à partir de sites d'enfouissement (« Tomorrow RNG ») situés au Texas et en Arkansas pour une contrepartie totalisant 1,3 G\$ (1,0 G\$ US), dont une tranche de 584 M\$ (439 M\$ US) a été payée à la clôture de la transaction, à laquelle s'ajoute une contrepartie différée d'une juste valeur de 757 M\$ (568 M\$ US) à payer dans un délai de deux ans (l'« acquisition des installations de GNR »). Les actifs acquis s'harmonisent avec notre stratégie à faibles émissions de carbone et la font progresser.

Le tableau suivant résume les justes valeurs estimatives qui ont été attribuées aux actifs nets de Tomorrow RNG :

	2 janvier 2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Juste valeur des actifs nets acquis :	
Actifs à court terme	31
Actifs incorporels a)	925
Immobilisations corporelles b)	174
Passifs à court terme	5
Écart d'acquisition c)	223
Prix d'achat :	
Trésorerie	584
Contrepartie différée d) :	
Tranche à court terme de la dette à long terme	550
Dette à long terme	207
Autres ajustements	7
	1 348

- a) Les actifs incorporels se composent d'ententes à long terme d'approvisionnement en gaz avec chaque propriétaire de site d'enfouissement. La juste valeur a été déterminée au moyen d'une approche fondée sur les bénéfices, plus particulièrement la méthode des bénéfices excédentaires multipériodes, en estimant la valeur actualisée après impôts des flux de trésorerie attribuables aux droits gaziers. Les actifs incorporels seront amortis selon la méthode linéaire sur la durée de chaque contrat, y compris les options de prolongation, qui vont de 13 à 42 ans (environ neuf années jusqu'à la prochaine période de prolongation selon une moyenne pondérée).
- b) Les immobilisations corporelles de Tomorrow RNG se composent d'usines de production de gaz naturel à partir de sites d'enfouissement spécialisées ainsi que de l'équipement nécessaire à la collecte du gaz produit par la décomposition des déchets, au traitement de ce gaz et à sa compression en vue de son acheminement par pipeline. La méthode fondée sur le coût de remplacement direct a été utilisée pour déterminer la plus grande partie de la juste valeur des immobilisations corporelles. Par la suite, des ajustements ont été appliqués pour tenir compte de la détérioration physique estimée.
- c) L'écart d'acquisition est surtout attribuable aux rendements futurs attendus d'un portefeuille d'actifs de GNR en exploitation et pouvant prendre de l'expansion, ce qui rehausse la diversité de nos projets d'énergie renouvelable et permet d'accélérer l'atteinte de nos objectifs de transition énergétique. Le solde de l'écart d'acquisition comptabilisé a été affecté à notre secteur Transport de gaz et est déductible fiscalement pendant 15 ans.
- d) Nous avons conclu six billets à ordre ne portant pas intérêt en faveur de Morrow Renewables dont la valeur totale représente la contrepartie différée de 808 M\$ (606 M\$ US) payable dans deux ans. Le premier versement a été effectué le 2 janvier 2025 et le second versement, le 31 décembre 2025. Le montant de 757 M\$ (568 M\$ US) comptabilisé dans le prix d'achat correspond à la juste valeur de la contrepartie différée à la date de l'acquisition calculée selon la méthode du taux d'intérêt implicite sur la durée des billets à ordre.

À la clôture de l'acquisition des installations de GNR, nous avons inclus les actifs de Tomorrow RNG dans notre périmètre de consolidation. Pour la période ouverte le 2 janvier 2024 et close le 31 décembre 2024, les produits d'exploitation et le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires tirés de Tomorrow RNG étaient non significatifs. L'incidence sur nos produits d'exploitation et notre bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires consolidés pro forma complémentaires pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, comme si l'acquisition des installations de GNR avait eu lieu le 1^{er} janvier 2023, était également non significative.

Installations de stockage de gaz Aitken Creek

Le 1^{er} novembre 2023, par l'intermédiaire d'une filiale canadienne entièrement détenue, nous avons acquis une participation de 93,8 % dans l'installation de stockage de gaz Aitken Creek et une participation de 100 % dans l'installation de stockage de gaz Aitken Creek North (collectivement, « Aitken Creek »), situées en Colombie-Britannique, au Canada, pour 400 M\$ (l'« acquisition d'Aitken Creek »). Aitken Creek est la seule installation souterraine de stockage de gaz naturel en Colombie-Britannique et est reliée à tous les grands gazoducs de l'Ouest canadien. L'acquisition d'Aitken Creek nous permet de continuer à répondre aux besoins en énergie régionaux et de répondre à la demande croissante d'exportations de GNL.

Le tableau suivant résume les justes valeurs estimatives qui ont été attribuées aux actifs nets d'Aitken Creek :

	1 ^{er} novembre 2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Juste valeur des actifs nets acquis :	
Actifs à court terme a)	105
Immobilisations corporelles b)	466
Passifs à court terme	20
Passifs à long terme c)	130
Écart d'acquisition d)	46
Prix d'achat :	
Trésorerie	397
Contrepartie additionnelle e)	70
	467

a) Les actifs à court terme se composent essentiellement des stocks, dont la nature est à court terme, et correspondent au gaz naturel stocké. La juste valeur a été déterminée d'après le cours de marché du gaz naturel à la date d'acquisition.

b) Les immobilisations corporelles d'Aitken Creek constituent un système intégré d'installations de stockage en caverne, de gazoducs collecteurs, de terrains et de droits de passage. La méthode du coût de remplacement net amorti a été adoptée en tant que principale méthode d'évaluation pour déterminer la juste valeur des immobilisations corporelles, compte non tenu du réservoir de stockage. Pour déterminer le coût de remplacement, nous avons établi les coûts de façon indirecte au moyen des indices d'inflation pertinents et de façon directe au moyen des cours de marché pertinents. Par la suite, des ajustements ont été appliqués pour tenir compte de la détérioration physique ainsi que de l'obsolescence fonctionnelle et économique.

La juste valeur du réservoir de stockage a été déterminée au moyen d'une approche résiduelle selon laquelle le prix d'achat rajusté a été affecté à la juste valeur du montant net des immobilisations corporelles, à l'exclusion du réservoir de stockage, et la valeur résiduelle a été attribuée au réservoir de stockage. L'approche fondée sur les bénéfices a également été utilisée pour confirmer que les flux de trésorerie attribuables au réservoir de stockage correspondent à la valeur résiduelle.

- c) Les passifs à long terme se composent essentiellement des passifs d'impôts reportés découlant des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs à la date d'acquisition.
- d) L'écart d'acquisition est principalement attribuable à la comptabilisation d'un passif d'impôts reportés. Le solde de l'écart d'acquisition comptabilisé a été affecté à notre secteur Transport de gaz et n'est pas déductible fiscalement.
- e) La contrepartie additionnelle de 70 M\$ comptabilisée dans le prix d'achat correspond à la juste valeur des contrats dérivés et de la capacité de stockage utile au 31 mars 2023.

À la conclusion de l'acquisition d'Aitken Creek, nous avons inclus Aitken Creek dans notre périmètre de consolidation. Pour la période comprise entre le 1^{er} novembre 2023 et le 31 décembre 2023, les produits d'exploitation et le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires tirés d'Aitken Creek étaient négligeables. L'incidence sur nos produits d'exploitation et notre bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires consolidés pro forma complémentaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, comme si l'acquisition d'Aitken Creek avait eu lieu le 1^{er} janvier 2022, était également négligeable.

INVESTISSEMENT DANS UNE PARTICIPATION NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Westcoast Energy Limited Partnership

Le 1^{er} juillet 2025, Westcoast a procédé à une restructuration dans le cadre de laquelle la quasi-totalité des biens et actifs liés au réseau BC Pipeline ont été transférés à une nouvelle société en commandite, Westcoast LP. Le 2 juillet 2025, le regroupement de Premières Nations a investi un montant d'environ 736 M\$ pour souscrire la totalité des parts de catégorie A de Westcoast LP, ce qui lui a conféré une participation de 12,50 % dans cette société. La contrepartie en trésorerie de 736 M\$ et la participation ne donnant pas le contrôle rachetable s'y rattachant, qui est fonction de la contrepartie reçue diminuée des coûts de transaction, ont été comptabilisées aux états consolidés de la situation financière à la date de clôture, afin de rendre compte de la participation détenue par le regroupement de Premières Nations.

Nous continuons de gérer et d'exploiter le réseau BC Pipeline. Se reporter à la *note 12 – Entités à détenteurs de droits variables* et à la *note 19 – Participations ne donnant pas le contrôle*.

ACQUISITION D'ACTIFS

Tres Palacios Holdings LLC

Le 3 avril 2023, nous avons fait l'acquisition de Tres Palacios Holdings LLC (« Tres Palacios ») en contrepartie d'un montant en trésorerie de 451 M\$ (335 M\$ US). Tres Palacios détient et exploite une installation de stockage de gaz naturel située sur la côte américaine du golfe dont l'infrastructure sert à la production d'électricité alimentée au gaz au Texas ainsi qu'à l'exportation de GNL et aux exportations sur des réseaux mexicains.

Nous avons affecté des actifs d'une juste valeur de 790 M\$ (588 M\$ US) aux immobilisations corporelles, montant net, dont une tranche de 254 M\$ (189 M\$ US) se rapporte aux droits d'utilisation de la caverne de stockage, et nous avons comptabilisé les passifs au titre de contrats de location s'y rattachant de 7 M\$ (5 M\$ US) et de 248 M\$ (184 M\$ US), respectivement, aux postes « Partie à court terme de la dette à long terme » et « Dette à long terme » des états consolidés de la situation financière. Les actifs acquis sont compris dans notre secteur Transport de gaz.

9. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Déséquilibres des volumes de gaz	705	517
Actifs réglementaires (note 7)	694	472
Actifs dérivés (note 23)	591	557
Impôts à recevoir	346	375
Autres	894	849
	3 230	2 770

10. STOCKS

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Gaz naturel	901	811
Pétrole brut	548	479
Autres	172	198
	1 621	1 488

11. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

31 décembre	Taux d'amortissement moyen pondéré	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Pipelines	2,8 %	72 233	73 633
Installations et matériel	3,2 %	44 101	43 439
Terrains et droits de passage ¹	2,9 %	4 330	4 181
Conduites principales, services liés au gaz et autres	3,0 %	27 927	26 925
Installations de stockage	2,5 %	6 673	6 455
Turbines éoliennes, panneaux solaires et autres	3,4 %	5 818	4 798
Autres	9,3 %	4 416	3 987
En construction	— %	7 240	5 648
Total des immobilisations corporelles ²		172 738	169 066
Total de l'amortissement cumulé ²		(41 140)	(37 962)
Immobilisations corporelles, montant net		131 598	131 104

¹ L'évaluation du taux d'amortissement moyen pondéré exclut les actifs non amortissables.

² Au 31 décembre 2025, le coût et l'amortissement cumulé des actifs loués comptabilisés comme contrats de location-exploitation à titre de preneur étaient respectivement de 4,7 G\$ et de 2,1 G\$ (respectivement 4,7 G\$ et 2,0 G\$ au 31 décembre 2024).

La charge d'amortissement des exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 s'est établie à 5,1 G\$, à 4,6 G\$ et à 4,0 G\$, respectivement.

12. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

WESTCOAST ENERGY LIMITED PARTNERSHIP

Westcoast LP est une société en commandite de la Colombie-Britannique qui détient et exploite notre réseau BC Pipeline et qui dessert des clients dans l'ouest du Canada et dans la région du nord-ouest des États-Unis, sur la côte du Pacifique. Les commanditaires, Westcoast et le regroupement de Premières Nations, détiennent respectivement 87,52 % et 12,47 % de Westcoast LP. La tranche restante de 0,01 % est détenue par le commandité, Westcoast Energy GP Inc., notre filiale entièrement détenue.

Westcoast LP est considérée comme une EDDV, puisque ses commanditaires ne détiennent pas de droits de participation substantiels ni de droits de limogeage réel. En plus de l'obligation d'absorber les pertes et du droit aux rendements prévus, nous avons, par l'intermédiaire de nos participations directes et de l'entente d'exploitation conclue entre Westcoast et Westcoast LP, le pouvoir de diriger les activités principales de Westcoast LP, ce qui fait de nous le principal bénéficiaire de cette EDDV. Westcoast LP est consolidée comme une EDDV d'Enbridge.

ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES ENTRANT DANS LE PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Nos EDDV consolidées sont des entités juridiques dont nous sommes le principal bénéficiaire. Nous sommes le principal bénéficiaire lorsque notre participation variable nous confère i) le pouvoir de diriger les activités de l'EDDV qui ont l'incidence la plus importante sur la performance économique de l'entité et ii) l'obligation d'absorber les pertes ou le droit de recevoir les avantages de l'EDDV qui pourraient être importants pour l'EDDV. Pour déterminer si nous sommes le principal bénéficiaire d'une EDDV, nous prenons en compte des facteurs qualitatifs et quantitatifs, notamment, sans s'y limiter, la responsabilité de la prise de décisions, la structure du capital de l'EDDV, le partage des risques et des avantages, les ententes contractuelles conclues avec l'EDDV, les droits de vote et le degré de participation d'autres parties.

Le tableau qui suit ne comprend que les actifs qui serviront au règlement des passifs de nos EDDV consolidées. Les créanciers des passifs de nos EDDV consolidées n'ont aucun recours contre nous en tant que principal bénéficiaire. Ces actifs et ces passifs sont inclus aux états consolidés de la situation financière.

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Actifs		
Actifs à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	681	448
Trésorerie soumise à restrictions	15	11
Comptes clients et produits non facturés	221	138
Autres actifs à court terme	31	5
Montants à recevoir de sociétés affiliées	50	13
Stocks	45	13
	1 043	628
Immobilisations corporelles, montant net	12 543	6 934
Placements à long terme	2	20
Placements et trésorerie à long terme soumis à restrictions	308	141
Montants reportés et autres actifs	171	145
Actifs incorporels, montant net	83	77
	14 150	7 945
Passifs		
Passifs à court terme		
Comptes fournisseurs et charges à payer	325	108
Autres passifs à court terme	144	124
Montants à payer à des sociétés affiliées	1	22
	470	254
Autres passifs à long terme	1 293	1 133
Impôts reportés	9	6
	1 772	1 393
	12 378	6 552

Le 2 juillet 2025, nous avons conclu avec Westcoast LP une convention de crédit aux termes de laquelle nous avons mis à sa disposition une facilité de crédit à terme non renouvelable d'une durée d'un an et d'un montant allant jusqu'à 100 M\$. Au 31 décembre 2025, aucun montant n'avait été prélevé sur cette facilité de crédit. Nous n'avons pas l'obligation de fournir, et n'avons pas fourni, un soutien financier supplémentaire aux autres EDDV dont les résultats sont consolidés.

ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES EXCLUES DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Nous détenons également des participations dans des EDDV exclues du périmètre de consolidation dont nous ne sommes pas le principal bénéficiaire, puisque nous n'avons pas le pouvoir de diriger les activités de ces EDDV qui ont l'incidence la plus importante sur la performance économique de l'entité. Ces participations comprennent des placements dans des sociétés en commandite qui sont évaluées en tant qu'EDDV puisque les commanditaires ne détiennent pas de droits de participation substantiels ni de droit de limogeage réel. Le pouvoir de diriger les activités de la majeure partie de ces EDDV exclues du périmètre de consolidation est partagé entre les commanditaires. Chaque commanditaire est représenté au comité de direction qui prend les décisions importantes pour une EDDV donnée, et aucun des commanditaires ne peut prendre de décisions importantes unilatéralement.

La valeur comptable de notre participation dans ces EDDV et notre exposition maximale au risque de perte estimative aux 31 décembre 2025 et 2024 sont présentées ci-après :

	Valeur comptable des participations dans une EDDV	Exposition maximale à des pertes
31 décembre 2025		
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Rampion Offshore Wind Limited ¹	365	408
Vector Pipeline ²	179	295
Woodfibre LNG Limited Partnership ³	2 081	4 490
Whistler Parent JV ⁴	949	1 001
Autres ³	187	1 364
	3 761	7 558
31 décembre 2024		
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Rampion Offshore Wind Limited ¹	387	490
Vector Pipeline ²	193	314
Woodfibre LNG Limited Partnership ³	1 275	3 153
Whistler Parent JV ⁴	1 102	1 425
Autres ³	168	501
	3 125	5 883

1 Aux 31 décembre 2025 et 2024, notre exposition maximale à des pertes comprenait les garanties que nous avons consenties à titre de société mère à l'égard de contrats de projets pour lesquels nous serions responsables advenant un cas de défaillance mettant en cause l'EDDV visée ainsi que la valeur comptable d'un dividende à recevoir d'une société affiliée de néant et de 73 M\$, respectivement.

2 Comprend Vector Pipeline Limited Partnership au Canada et Vector Pipeline L.P. aux États-Unis. Aux 31 décembre 2025 et 2024, notre exposition maximale à des pertes comprenait la valeur comptable de prêts consentis à des sociétés affiliées de 11 M\$ et de 16 M\$, respectivement, ainsi que la quote-part qui nous revient de la facilité de crédit disponible de l'EDDV de 105 M\$.

3 Notre exposition maximale à des pertes comprenait les garanties que nous avons consenties à titre de société mère et les obligations de financement en lien avec les projets pour lesquels nous serions responsables advenant un cas de défaillance mettant en cause l'EDDV visée.

4 Notre exposition maximale à des pertes comprend les obligations de financement à l'égard de contrats de projets pour lesquels nous serions responsables advenant un cas de défaillance mettant en cause l'EDDV visée.

En ce qui a trait à notre participation dans Woodfibre LNG Limited Partnership, nous fournissons certaines garanties relatives à la construction et à l'exploitation. Bien que certaines garanties ne comportent aucune limite contractuelle à l'égard des futurs paiements potentiels, notre exposition maximale au risque de perte estimative non actualisée en lien avec ces garanties au 31 décembre 2025 se chiffrait à environ 2,4 G\$ (1,9 G\$ en 2024). Les garanties relatives à la construction expirent à l'achèvement des activités de construction sous-jacentes. Les garanties relatives à l'exploitation devraient expirer sur une période allant de 17 à 42 ans. Certaines de ces garanties comprennent également des droits à indemnisation contractuels qui nous permettent de récupérer les montants versés au titre de ces garanties auprès d'autres participants au projet. Ces droits à indemnisation sont distincts et juridiquement indépendants de nos obligations de garantie.

Nous n'avons pas l'obligation de fournir, et n'avons pas fourni, un soutien financier supplémentaire aux EDDV non consolidées au cours des exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024. Pour plus de détails sur les accords de garantie conclus avec nos EDDV, se reporter à la *note 31 – Garanties*.

13. PLACEMENTS À LONG TERME

31 décembre	Participation	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
PARTICIPATIONS DANS DES SATELLITES			
Oléoducs			
Cactus II Pipeline LLC	30,0 %	594	651
DCP Midstream, LLC (parts de catégorie B) ¹	90,0 %	1 437	1 554
Illinois Extension Pipeline Company, L.L.C.	65,0 %	566	608
MarEn Bakken Company LLC ²	75,0 %	2 090	2 296
Seaway Crude Holdings LLC	50,0 %	2 630	2 820
Autres	30,0 % - 62,5 %	173	96
Transport de gaz			
DCP Midstream, LLC (parts de catégorie A) ³	23,4 %	736	480
Delaware Basin Residue, LLC ⁴	15,0 %	320	319
Gulfstream Natural Gas System, L.L.C.	50,0 %	1 240	1 316
Pipeline Matterhorn Express ⁵	10,0 %	454	—
NEXUS Gas Transmission, LLC	50,0 %	1 223	1 301
Sabal Trail Transmission, LLC	50,0 %	1 456	1 565
Southeast Supply Header, LLC	50,0 %	348	355
Steckman Ridge, LP	50,0 %	104	101
Vector Pipeline	60,0 %	179	193
Whistler Parent JV ⁶	19,0 %	949	1 102
Woodfibre LNG Limited Partnership	30,0 %	2 081	1 275
Projets extracôtiers, diverses coentreprises	22,0 % - 74,3 %	294	260
Autres	21,3 % - 24,8 %	18	49
Distribution et stockage de gaz			
Autres	17,0 % - 50,0 %	66	67
Production d'énergie renouvelable			
East-West Tie Limited Partnership ⁷	24,1 %	—	106
ElH S.à r.l. ⁸	51,0 %	156	89
Fox Squirrel Solar LLC	50,0 %	723	783
Parcs éoliens extracôtiers Hohe See et Albatros	49,9 %	1 641	1 606
Rampion Offshore Wind Limited	24,9 %	365	387
Autres	16,4 % - 50,0 %	87	93
AUTRES PLACEMENTS À LONG TERME			
Transport de gaz		139	139
Distribution et stockage de gaz		25	27
Production d'énergie renouvelable		21	21
Éliminations et divers ⁹		1 149	1 032
		21 264	20 691

1 Nous détenons 90,0 % des parts de catégorie B de DCP Midstream, LLC. Cette catégorie de parts comprend la participation de 65,0 % de DCP Midstream, LLC dans Gray Oak Pipeline, LLC (« Gray Oak »), ce qui nous confère une participation de 58,5 % dans Gray Oak par le biais de notre participation dans DCP Midstream, LLC. Nous avons également acquis une participation directe supplémentaire de 10,0 % dans Gray Oak, ce qui porte notre participation effective dans Gray Oak à 68,5 %.

2 Nous détenons 75,0 % de MarEn Bakken Company LLC, qui détient une participation de 49,0 % dans Bakken Pipeline Investments LLC. Bakken Pipeline Investments LLC détient une participation de 75,0 % dans le réseau pipelinier Bakken, ce qui nous confère une participation effective de 27,6 % dans le réseau pipelinier Bakken. Nous fournissons une garantie de financement à l'égard de certaines obligations relatives au service de la dette. Notre exposition maximale au risque de perte non actualisée en lien avec cette garantie au 31 décembre 2025 se chiffrait à environ 320 M\$ (337 M\$ en 2024). La garantie expire en 2029.

3 Nous détenons 23,4 % des parts de catégorie A de DCP Midstream, LLC. Ces parts comprennent la participation de 56,5 % de DCP Midstream, LLC dans DCP Midstream, LP (« DCP »), ce qui nous confère une participation effective de 13,2 % dans DCP.

4 Le 31 octobre 2024, nous avons acquis une participation effective de 15,0 % dans Delaware Basin Residue, LLC pour une contrepartie en trésorerie de 303 M\$ (220 M\$ US).

5 Le 16 juin 2025, nous avons acquis une participation de propriétaire non exploitant de 10 % dans le gazoduc Matterhorn Express pour la somme de 413 M\$ (302 M\$ US).

- 6 Le 29 mai 2024, nous avons formé une coentreprise avec WhiteWater/I Squared Capital et MPLX LP. Nous détenons une participation de 19,0 % dans cette coentreprise, qui détient une participation de 100 % dans le projet de pipeline Rio Bravo.
- 7 Le 4 mars 2025, nous avons conclu la vente de notre participation de 24,1 % dans East-West Tie Limited Partnership pour un produit de 130 M\$.
- 8 EIH S.à r.l. détient une participation de 50,0 % dans Éolien Maritime France SAS (« EMF »). Par le truchement de notre participation dans EMF, nous détenons des participations dans trois projets éoliens extracôtiers en France, notamment des participations effectives dans les projets Saint-Nazaire (25,5 %), Fécamp (17,9 %) et Courseulles (Calvados) (21,7 %).
- 9 Consiste en des placements dans des titres de créance détenus par une filiale entièrement détenue qui est une société d'assurance captive. Se reporter à la note 23 – Gestion des risques et instruments financiers.

Les participations dans des satellites comprennent l'excédent non amorti du prix d'achat sur la valeur comptable nette sous-jacente des actifs des satellites à la date d'acquisition. Au 31 décembre 2025, cet écart se chiffrait à 3,9 G\$ (3,7 G\$ en 2024), dont une tranche de 1,8 G\$ (1,7 G\$ en 2024) était amortissable.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023, les distributions reçues des participations dans des satellites se sont respectivement établies à 2,7 G\$, à 2,9 G\$ et à 3,1 G\$. Ces distributions sont comptabilisées dans les activités d'exploitation et les activités d'investissement aux états consolidés des flux de trésorerie.

L'information financière combinée relative à nos satellites non consolidés (sur une base de 100 %) est résumée dans les tableaux ci-après :

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Produits d'exploitation	23 721	20 657	22 586
Charges d'exploitation	16 860	14 692	17 111
Bénéfice	6 346	5 177	4 818
Bénéfice attribuable à Enbridge	2 224	2 304	1 816

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Actif à court terme	8 503	8 611
Actif à long terme	72 855	69 381
Passif à court terme	5 049	7 240
Passif à long terme	30 800	27 491
Participations ne donnant pas le contrôle	5 564	4 979

CESSION

Cession de nos participations dans le pipeline Alliance et dans Aux Sable

Le 1^{er} avril 2024, nous avons conclu la vente de notre participation de 50,0 % dans le pipeline Alliance, de notre participation dans Aux Sable et de notre participation dans NRGreen Power Limited Partnership (« NRGreen ») à Pembina Pipeline Corporation en contrepartie de 3,1 G\$, y compris une dette sans recours de 327 M\$. Un gain sur cession de 1,1 G\$ avant impôts, après déduction d'un montant de 1,0 G\$ lié à l'écart d'acquisition de notre secteur Transport de gaz affecté au groupe d'actifs sortis, a été comptabilisé au poste « Gain sur cession de participations dans des satellites » aux états consolidés des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2024. Nos participations dans le pipeline Alliance et dans Aux Sable étaient auparavant comptabilisées dans le secteur Transport de gaz. Notre participation dans NRGreen était auparavant comptabilisée dans le secteur Production d'énergie renouvelable.

AUTRES TRANSACTIONS TOUCHANT NOS SATELLITES

Coentreprise avec WhiteWater/I Squared et MPLX

Le 29 mai 2024, nous avons formé une coentreprise (« Whistler Parent JV ») avec WhiteWater/I Squared Capital (« WhiteWater/I Squared ») et MPLX LP (« MPLX ») dont l'objectif sera d'aménager, de construire, de détenir et d'exploiter un gazoduc et des actifs de stockage de gaz naturel permettant d'accéder aux stocks de gaz naturel du bassin permien en vue de répondre à la demande croissante de GNL ainsi qu'à d'autres demandes en provenance de la côte américaine du golfe. La coentreprise Whistler Parent JV est détenue par WhiteWater/I Squared (50,6 %), MPLX (30,4 %) et Enbridge (19,0 %) et est comptabilisée comme un satellite.

Dans le cadre de la création de la coentreprise Whistler Parent JV, nous avons versé un apport correspondant à la totalité de notre participation dans le projet de pipeline Rio Bravo ainsi qu'un montant de 487 M\$ (357 M\$ US) en trésorerie à la coentreprise Whistler Parent JV. Outre notre participation de 19,0 % dans la coentreprise Whistler Parent JV, nous avons reçu une participation spéciale dans Whistler Parent JV nous conférant une participation économique de 25,0 % dans le projet de pipeline Rio Bravo. Cette participation est assujettie à certains droits de rachat détenus par la coentreprise Whistler Parent JV, lesquels ont été exercés le 17 juillet 2025 pour un produit net de 180 M\$ (130 M\$ US). Après la clôture, le 29 mai 2024, nous avons comptabilisé notre part des dépenses en immobilisations postérieures à la clôture obligatoires, soit un montant d'environ 150 M\$ US, pour le projet de pipeline Rio Bravo.

Le versement de notre apport au projet de pipeline Rio Bravo à la coentreprise Whistler Parent JV en échange de la participation susmentionnée représente une transaction hors trésorerie comptabilisée dans les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement et n'a pas d'incidence sur nos états consolidés des flux de trésorerie. Cette composante de la transaction a donné lieu à une réduction de 321 M\$ (235 M\$ US) du montant net des immobilisations corporelles et à une augmentation correspondante des placements à long terme aux états consolidés de la situation financière. La tranche en trésorerie au titre de la transaction ainsi que les paiements en trésorerie subséquents liés aux dépenses en immobilisations postérieures à la clôture obligatoires ont été comptabilisés à titre d'apports dans les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement.

14. ACTIFS INCORPORELS

31 décembre 2025	Taux d'amortissement moyen pondéré	Coût	Amortis- sement cumulé	Montant net
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Logiciels	10,3 %	1 980	(1 244)	736
Conventions d'achat d'électricité	4,5 %	58	(29)	29
Contrat de projet ¹	4,0 %	164	(56)	108
Relations avec la clientèle	8,6 %	2 730	(1 168)	1 562
Ententes de droits au biogaz ²	3,3 %	952	(64)	888
Autres actifs incorporels	6,2 %	674	(277)	397
En cours d'élaboration	— %	271	—	271
		6 829	(2 838)	3 991

31 décembre 2024	Taux d'amortissement moyen pondéré	Coût	Amortis- sement cumulé	Montant net
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Logiciels	10,9 %	2 109	(1 222)	887
Conventions d'achat d'électricité	4,5 %	58	(26)	32
Contrat de projet ¹	4,0 %	173	(52)	121
Relations avec la clientèle	8,6 %	2 856	(975)	1 881
Ententes de droits au biogaz ²	3,4 %	999	(34)	965
Autres actifs incorporels	5,8 %	665	(234)	431
En cours d'élaboration	— %	270	—	270
		7 130	(2 543)	4 587

¹ Représente un contrat de projet acquis dans le cadre de la fusion d'Enbridge et de Spectra Energy.

² Les ententes de droits au biogaz sont amorties selon la méthode linéaire sur la durée de chaque contrat, y compris les options de prolongation, qui vont de 12 à 41 ans (environ sept années jusqu'à la prochaine période de prolongation selon une moyenne pondérée).

La charge d'amortissement des actifs incorporels a respectivement totalisé 534 M\$, 530 M\$ et 535 M\$ pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023. Notre charge d'amortissement prévue au titre des actifs incorporels existants, pour les exercices 2026 à 2030, s'élève à 520 M\$.

15. ÉCART D'ACQUISITION

	Oléoducs	Transport de gaz	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Solde au 1 ^{er} janvier 2024	8 344	17 727	5 397	380	31 848
Cessions ³	—	(1 026)	—	—	(1 026)
Écart de conversion et autres éléments	672	1 354	204	34	2 264
Acquisition ⁴	—	223	3 291	—	3 514
Solde au 31 décembre 2024 ^{1, 2}	9 016	18 278	8 892	414	36 600
Écart de conversion et autres éléments	(379)	(747)	(171)	(19)	(1 316)
Solde au 31 décembre 2025 ^{1, 2}	8 637	17 531	8 721	395	35 284

1 Le coût brut de l'écart d'acquisition aux 31 décembre 2025 et 2024 s'établissait à 39,4 G\$ et à 40,7 G\$, respectivement.

2 Le cumul des pertes de valeur aux 31 décembre 2025 et 2024 s'établissait à 4,1 G\$.

3 En 2024, nous avons décomptabilisé un montant de 1,0 G\$ au titre de l'écart d'acquisition en lien avec la vente de nos participations dans le pipeline Alliance et dans Aux Sable. Se reporter à la note 13 – Placements à long terme.

4 En 2024, nous avons comptabilisé, au titre de l'écart d'acquisition, un montant de 895 M\$ lié à l'acquisition de PSNC, un montant de 793 M\$ lié à l'acquisition de Questar, un montant de 1,6 G\$ lié à l'acquisition d'EOG et un montant de 223 M\$ lié à l'acquisition des installations de GNR. Se reporter à la note 8 – Acquisitions et cession.

16. AUTRES PASSIFS À COURT TERME

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Dividendes à payer	2 150	2 088
Produits différés	1 214	1 072
Impôts exigibles	901	959
Passifs dérivés (note 23)	712	1 335
Passifs réglementaires (note 7)	533	616
Billet à payer à une société affiliée (note 29)	228	172
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 18)	113	120
Passif au titre du programme fédéral de tarification du carbone	—	498
Autres	323	381
	6 174	7 241

17. DETTE

31 décembre	Taux d'intérêt moyen pondéré ⁸	Échéance	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.				
Billets de premier rang en dollars US	5,0 %	2026 - 2054	22 550	19 703
Billets à moyen terme	4,6 %	2026 - 2064	11 719	9 900
Obligations liées à la durabilité	4,7 %	2032 - 2033	6 924	7 146
Billets à terme subordonnés à taux fixe-fixe ¹	7,2 %	2054 - 2084	10 015	9 372
Billets à terme subordonnés à taux fixe-variable ²	5,8 %	2077 - 2078	5 964	6 139
Billets à taux variable ³		2028	400	-
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	3,0 %	2027 - 2049	6 488	5 843
Autres ⁴			24	12
Enbridge (U.S.) Inc.				
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	4,1 %	2027 - 2030	4 636	4 707
Autres ⁴			528	276
Enbridge Energy Partners, L.P.				
Billets de premier rang	6,7 %	2026 - 2045	2 673	3 524
Enbridge Gas Inc.				
Billets à moyen terme	4,2 %	2026 - 2055	10 150	9 970
Débtures		2025	—	125
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	2,4 %	2027	1 030	530
Autres ⁴			—	1
Enbridge Pipelines (Southern Lights) LLC				
Billets de premier rang	4,0 %	2040	618	736
Pipelines Enbridge Inc.				
Billets à moyen terme	4,3 %	2026 - 2053	4 725	5 425
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	2,7 %	2027	1 024	509
Autres ⁴			—	2
Enbridge Southern Lights LP				
Billets de premier rang	4,0 %	2040	168	183
Spectra Energy Capital, LLC				
Billets de premier rang	7,1 %	2032 - 2038	237	248
Algonquin Gas Transmission, LLC				
Billets de premier rang	4,4 %	2029 - 2034	1 165	1 222
East Tennessee Natural Gas, LLC				
Billets de premier rang	5,7 %	2034	631	662
Texas Eastern Transmission, LP				
Billets de premier rang	4,7 %	2028 - 2048	3 496	3 667
Spectra Energy Partners, LP				
Billets de premier rang	4,4 %	2026 - 2045	2 330	3 164
Blauracke GmbH				
Billets de premier rang	2,1 %	2032	446	471
The East Ohio Gas Company				
Billets de premier rang	4,3 %	2030 - 2056	3 701	3 308
Autres ⁴			23	24
Questar Gas Company				
Billets de premier rang	4,2 %	2027 - 2052	1 933	2 028
Public Service Co. of North Carolina				
Billets de premier rang	4,8 %	2026	1 576	1 654
Débtures	7,2 %	2028 - 2054	137	144
Enbridge Holdings (Tomorrow RNG), LLC				
Billets de premier rang			—	817
Westcoast Energy Inc.				
Billets à moyen terme	6,2 %	2027 - 2041	550	875
Débtures	7,3 %	2026	125	275
Autres ⁴			2	-
Ajustement de juste valeur			(430)	(468)
Autres ⁵			(534)	(522)
Total de la dette ⁶			105 024	101 672
Partie à court terme			(5 031)	(7 729)
Emprunts à court terme ⁷			(1 030)	(529)
Dettes à long terme			98 963	93 414

1 Pour les cinq premières années et un quart, les cinq premières années et demie, les neuf premières années et trois quarts ou les dix premières années, les billets portent intérêt à un taux fixe. Par la suite, à chaque date de refixation des taux, le taux d'intérêt sera rajusté de manière à évaluer le taux des bons du Trésor des États-Unis à cinq ans ou le taux des obligations du Canada à cinq ans majoré d'une marge. Les billets seraient automatiquement convertis en actions privilégiées de conversion en cas de faillite et d'événements connexes.

- 2 Pour les cinq ou dix premières années, les billets portent intérêt à un taux fixe. Par la suite, le taux sera converti en taux variable. Les billets seraient automatiquement convertis en actions privilégiées de conversion en cas de faillite et d'événements connexes.
- 3 Les billets portent intérêt à un taux égal au taux des opérations de pension à un jour du Canada majoré de 85 points de base.
- 4 Principalement des obligations découlant de contrats de location-financement.
- 5 Essentiellement des escomptes, des primes et des frais d'émission de titres de créance non amortis.
- 6 2025 – 43 G\$, 45 G\$ US, et 277 M€; 2024 – 40 G\$, 43 G\$ US et 316 M€. Le total ne tient pas compte des obligations découlant de contrats de location-financement, des escomptes, primes et frais d'émission de titres de créance non amortis ni de l'ajustement de juste valeur.
- 7 Le taux d'intérêt moyen pondéré sur les billets de trésorerie en cours était de 2,4 % au 31 décembre 2025 (3,4 % en 2024).
- 8 Calculé d'après les soldes en cours au 31 décembre 2025 pour les billets à terme, les débentures, les billets de trésorerie et les prélèvements sur les facilités de crédit.

Au 31 décembre 2025, tous les titres de créance étaient non garantis.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Le tableau suivant présente les détails de nos facilités de crédit engagées au 31 décembre 2025 :

	Échéance ¹	Total des facilités	Prélève- ments ²	Montant disponible
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.	2027-2049	8 033	6 488	1 545
Enbridge (U.S.) Inc.	2027-2030	10 307	4 636	5 671
Pipelines Enbridge Inc.	2027	2 000	1 024	976
Enbridge Gas Inc.	2027	2 500	1 030	1 470
Total des facilités de crédit engagées		22 840	13 178	9 662

¹ La date d'échéance tient compte de l'option de conversion en emprunt à terme d'un an pour certaines facilités de crédit.

² Compte tenu des montants prélevés sur les facilités et des émissions de billets de trésorerie qui sont garantis par des facilités de crédit.

En juillet 2025, nous avons renouvelé un montant d'environ 8,8 G\$ sur nos facilités de crédit prorogeables de 364 jours et reporté leur échéance jusqu'en juillet 2027, ce qui comprend une option de conversion en emprunt à terme d'un an à compter de juillet 2026. Nous avons également renouvelé nos facilités de crédit d'une durée de cinq ans pour un montant d'environ 7,8 G\$ et reporté leur échéance jusqu'en juillet 2030. Enfin, nous avons reporté l'échéance de nos facilités de crédit d'une durée de trois ans jusqu'en juillet 2028.

En juillet 2025, Enbridge Gas Ontario et Pipelines Enbridge Inc. ont reporté l'échéance de leurs facilités de crédit prorogeables de 364 jours respectives de 2,5 G\$ et de 2,0 G\$ jusqu'en juillet 2027, ce qui comprend des options de conversion en emprunt à terme d'un an à compter de juillet 2026.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous avons à notre disposition des facilités de lettres de crédit à vue non engagées de 1,6 G\$, sur lesquelles un montant de 932 M\$ était inutilisé au 31 décembre 2025. Au 31 décembre 2024, nous détenions des facilités de lettres de crédit à vue non engagées de 1,4 G\$, sur lesquelles un montant de 931 M\$ était inutilisé.

Nos facilités de crédit sont assujetties à une commission d'engagement moyenne pondérée de 0,1 % par an sur la tranche inutilisée. Les montants prélevés portent intérêt aux taux en vigueur sur le marché. Certaines facilités de crédit servent de filet de sécurité à nos billets de trésorerie, et nous pouvons proroger les échéances de ces facilités de crédit, qui s'échelonnent actuellement de 2027 à 2049.

Au 31 décembre 2025 et au 31 décembre 2024, les billets de trésorerie et les prélèvements sur les facilités de crédit, déduction faite des emprunts à court terme et des facilités de crédit non renouvelables qui arrivent à échéance dans moins d'un an de 12,1 G\$ et de 10,3 G\$, respectivement, sont appuyés par les montants disponibles aux termes des facilités de crédit à long terme engagées. Par conséquent, ils ont été classés dans la dette à long terme.

ÉMISSION DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, nous avons émis les titres de créance à long terme ci-après totalisant 4,6 G\$ et 4,7 G\$ US.

Société	Date d'émission	Montant du capital
<i>(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)</i>		
Enbridge Inc.	Billets à moyen terme à taux variable échéant en février 2028 ¹	400 \$
	Février 2025 Billets à moyen terme à 3,55 % échéant en février 2028	300 \$
	Février 2025 Billets à moyen terme à 3,90 % échéant en février 2030	800 \$
	Février 2025 Billets à moyen terme à 4,56 % échéant en février 2035	700 \$
	Février 2025 Billets à moyen terme à 5,32 % échéant en août 2054	600 \$
	Juin 2025 Billets de premier rang à 4,60 % échéant en juin 2028	400 \$ US
	Juin 2025 Billets de premier rang à 4,90 % échéant en juin 2030	600 \$ US
	Juin 2025 Billets de premier rang à 5,55 % échéant en juin 2035	900 \$ US
	Juin 2025 Billets de premier rang à 5,95 % échéant en avril 2054	350 \$ US
	Billets subordonnés à taux fixe-fixe à 5,15 % échéant en décembre 2055 ²	1 000 \$
	Septembre 2025 Billets de premier rang à 4,20 % échéant en novembre 2028	500 \$ US
	Novembre 2025 Billets de premier rang à 4,50 % échéant en février 2031	500 \$ US
	Novembre 2025 Billets de premier rang à 5,20 % échéant en novembre 2035	500 \$ US
Enbridge Gas Inc.	Septembre 2025 Billets à moyen terme à 4,16 % échéant en septembre 2035	500 \$
	Septembre 2025 Billets à moyen terme à 4,84 % échéant en septembre 2055	300 \$
The East Ohio Gas Company	Juin 2025 Billets de premier rang à 5,68 % échéant en juin 2035	250 \$ US
	Juin 2025 Billets de premier rang à 6,32 % échéant en juin 2055	250 \$ US
	Décembre 2025 Billets de premier rang à 5,23 % échéant en mars 2036	250 \$ US
	Décembre 2025 Billets de premier rang à 5,95 % échéant en mars 2056	150 \$ US

¹ Les billets portent intérêt à un taux égal au taux des opérations de pension à un jour du Canada majoré de 85 points de base.

² Pour les cinq premières années et un quart, les billets sont assortis d'un taux d'intérêt fixe. Le 17 décembre 2030, le taux d'intérêt sera rajusté de manière à égaler le taux des obligations du Canada à cinq ans majoré de 2,39 %.

REMBOURSEMENT DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, nous avons remboursé les titres de créance à long terme ci-après totalisant 3,1 G\$ US, 2,5 G\$ et 39 M€.

Société	Date de remboursement		Montant du capital
<i>(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.			
	Janvier 2025	Billets de premier rang à 2,50 %	500 \$ US
	Février 2025	Billets de premier rang à 2,50 %	500 \$ US
	Juin 2025	Billets à moyen terme à 2,44 %	550 \$
Enbridge Gas Inc.			
	Septembre 2025	Billets à moyen terme à 3,31 %	400 \$
	Septembre 2025	Billets à moyen terme à 3,19 %	200 \$
	Octobre 2025	Billets à moyen terme à 8,85 %	20 \$
	Novembre 2025	Déventures à 8,65 %	125 \$
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.			
	Juin et décembre 2025	Billets de premier rang à 3,98 %	61 \$ US
Pipelines Enbridge Inc.			
	Février 2025	Billets à moyen terme à 4,10 % ¹	100 \$
	Septembre 2025	Billets à moyen terme à 3,45 %	600 \$
Enbridge Southern Lights LP			
	Juin et décembre 2025	Billets de premier rang à 4,01 %	15 \$
Westcoast Energy Inc.			
	Juillet 2025	Déventures à 8,85 %	150 \$
	Novembre 2025	Billets à moyen terme à 8,80 %	25 \$
	Décembre 2025	Billets à moyen terme à 3,77 %	300 \$
Enbridge Energy Partners, L.P.			
	Juillet 2025	Billets de premier rang à 5,88 % ²	500 \$ US
Spectra Energy Partners, LP			
	Mars 2025	Billets de premier rang à 3,50 %	500 \$ US
Blauracke GmbH			
	Avril et octobre 2025	Billets de premier rang à 2,10 %	39 €
Enbridge Holdings (Tomorrow RNG), LLC			
	Janvier 2025	Billets de premier rang à 4,97 %	309 \$ US
	Janvier 2025	Billets de premier rang à 4,97 %	85 \$ US
	Janvier 2025	Billets de premier rang à 4,97 %	19 \$ US
	Décembre 2025	Billets de premier rang à 4,80 %	7 \$ US
	Décembre 2025	Billets de premier rang à 4,80 %	90 \$ US
	Décembre 2025	Billets de premier rang à 4,80 %	58 \$ US
The East Ohio Gas Company			
	Juin 2025	Billets de premier rang à 1,30 %	500 \$ US

¹ L'échéance initiale des billets était en juillet 2112.

² L'échéance initiale des billets était en octobre 2025.

CLAUSES RESTRICTIVES

Nos conventions de crédit et d'emprunt à terme comportent les dispositions habituelles relatives aux cas de défaillance et des clauses restrictives standards selon lesquelles un remboursement anticipé ou la résiliation des ententes peut être exigé si nous nous trouvons en défaut de paiement ou ne respectons pas certaines clauses. Au 31 décembre 2025, nous respectons toutes ces dispositions et clauses relatives.

ÉCHÉANCES ANNUELLES DES TITRES DE CRÉANCE

Au 31 décembre 2025, nous avons les engagements suivants :

	Total	Moins de 1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	Par la suite
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Titres de créance – échéances annuelles ¹	104 410	4 988	8 995	4 900	5 704	12 584	67 239

¹ Comprend les débiteures, les billets à terme, les billets de trésorerie et les prélèvements sur les facilités de crédit selon leur date d'échéance, et exclut les emprunts à court terme, les escomptes, primes et frais d'émission de titres de créance non amortis, les obligations découlant de contrats de location-financement et l'ajustement de juste valeur. Selon certaines facilités d'emprunt, nous avons la possibilité de rembourser à notre gré les obligations avant les échéances prévues. Par conséquent, le calendrier réel des remboursements en trésorerie futurs pourrait être très différent de ce qui est présenté ci-dessus.

CHARGE D'INTÉRÊTS

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Débiteures et billets à terme	4 688	4 123	3 439
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	559	439	519
Amortissement de l'ajustement de la juste valeur	31	18	(45)
Intérêts capitalisés	(255)	(161)	(101)
	5 023	4 419	3 812

18. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Nos OMHS ont principalement trait à la mise hors service de pipelines, d'actifs de production d'énergie renouvelable ainsi que de puits et d'installations de production pétrolière et gazière, de même qu'à des obligations liées aux ententes de droit de passage et à des baux contractuels pour l'utilisation des terrains.

Les taux d'actualisation qui ont servi à évaluer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus se sont situés dans une fourchette allant de 3,0 % à 9,0 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2025. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, ils se sont situés entre 1,5 % et 9,0 %.

Le tableau ci-après présente le rapprochement des variations de nos OMHS :

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Obligations au début de l'exercice	666	493
Passifs pris en charge	—	185
Passifs engagés	368	3
Passifs réglés	(56)	(139)
Changement d'estimation et autres	48	51
Écart de conversion	(23)	40
Charge de désactualisation	29	33
Obligations à la fin de l'exercice	1 032	666
Présentées comme suit :		
Autres passifs à court terme (note 16)	113	120
Autres passifs à long terme	919	546
	1 032	666

19. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Le tableau ci-après présente de l'information supplémentaire sur les participations ne donnant pas le contrôle présentées dans nos états consolidés de la situation financière :

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Enbridge Athabasca Midstream Investor Limited Partnership	1 052	1 073
Actifs de production d'énergie renouvelable	744	786
Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C	562	606
Algonquin Gas Transmission, LLC	390	414
Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership	106	109
Autres	1	5
	2 855	2 993

PARTICIPATION NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE RACHETABLE

Westcoast Energy Limited Partnership

Les parts de catégorie A détenues par le regroupement de Premières Nations sont classées comme une participation ne donnant pas le contrôle rachetable à la section portant sur les capitaux propres mezzanine des états consolidés de la situation financière. Au 31 décembre 2025, nous détenions les parts de catégories B et C en circulation.

Le regroupement de Premières Nations est tenu de financer un montant minimal au titre des coûts en capital liés à d'autres programmes que les programmes de dépenses d'investissement désignés; toutefois, il peut choisir de financer ces coûts à hauteur de sa participation, si ces derniers sont plus élevés que le montant minimal. Des parts de catégories A et B sont émises par le regroupement de Premières Nations et par nous, respectivement, en échange de ce financement.

Les variations de la participation ne donnant pas le contrôle rachetable s'établissent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2025
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Solde au début de l'exercice	—
Produit du placement dans une filiale par la participation ne donnant pas le contrôle rachetable	736
Coûts de transaction, déduction faite d'une économie d'impôt reportée	(27)
Bénéfice attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle rachetable	28
Distributions au détenteur de parts déclarées	(35)
Apport du détenteur de parts	6
Ajustement de la valeur de rachat	28
Solde à la fin de l'exercice	736

La participation détenue par le regroupement de Premières Nations a diminué, passant de 12,50 % à la clôture de la transaction à 12,47 % au 31 décembre 2025, étant donné l'apport aux coûts en capital au titre de programmes autres que les programmes de dépenses d'investissement désignés proportionnellement moins élevé que le pourcentage de la participation du regroupement de Premières Nations.

20. CAPITAL-ACTIONS

Notre capital-actions autorisé se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale et d'un nombre illimité d'actions privilégiées.

	2025		2024		2023	
31 décembre	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant
<i>(en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i>						
Solde au début de l'exercice	2 178	71 738	2 125	69 180	2 025	64 760
Émission d'actions, déduction faite des frais d'émission et des impôts	—	—	51	2 489	103	4 485
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	3	89	1	39	—	3
Actions émises à l'acquisition d'UAR	1	49	1	30	—	12
Rachats d'actions à leur valeur attribuée ¹	—	—	—	—	(3)	(80)
Solde à la fin de l'exercice	2 182	71 876	2 178	71 738	2 125	69 180

¹ Tient compte du rachat et de l'annulation d'actions ordinaires dans le cadre de notre offre de rachat dans le cours normal des activités.

Le 15 mai 2024, nous avons déposé un supplément de prospectus au Canada et aux États-Unis afin d'établir un programme d'émission d'actions au cours du marché (le « programme d'émission d'actions au cours du marché ») nous permettant d'émettre et de vendre auprès du public, à l'occasion et à notre discrétion, de nouvelles actions ordinaires d'Enbridge d'une valeur maximale de 2,75 G\$ (ou l'équivalent en dollars américains), au prix ayant cours sur le marché au moment de la vente, par l'entremise de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York (« NYSE ») ou de toute autre plateforme au Canada ou aux États-Unis sur laquelle les actions ordinaires peuvent être transigées.

Durant la période comprise entre le 15 mai 2024 et le 31 juillet 2024, 51 298 629 actions ordinaires ont été émises et vendues dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché à des cours moyens de 48,72 \$ CA et de 35,77 \$ US l'action ordinaire, pour un produit brut totalisant 2,50 G\$ (2,48 G\$ après déduction du total des commissions versées de 16,3 M\$ et d'autres frais d'émission). Le 1^{er} août 2024, nous avons mis fin à notre programme d'émission d'actions au cours du marché. Le produit net de la vente d'actions ordinaires dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché a été utilisé pour financer une partie de l'acquisition de Questar et de l'acquisition de PSNC et pour payer les frais et dépenses s'y rattachant.

Le 8 septembre 2023, nous avons réalisé un appel public à l'épargne visant 102 913 500 actions ordinaires au prix de 44,70 \$ l'action pour un produit brut de 4,6 G\$ qui a également servi à financer une partie de la contrepartie en trésorerie à payer totale dans le cadre des Acquisitions dont il est question à la note 8 - Acquisitions et cession.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

	2025		2024		2023	
31 décembre	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant
<i>(en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i>						
Actions privilégiées, série A	5	125	5	125	5	125
Actions privilégiées, série B	20	500	20	500	20	500
Actions privilégiées, série D	18	450	18	450	18	450
Actions privilégiées, série F	18	454	18	454	18	454
Actions privilégiées, série G	2	46	2	46	2	46
Actions privilégiées, série H	12	291	12	291	12	291
Actions privilégiées, série I	2	59	2	59	2	59
Actions privilégiées, série L	16	411	16	411	16	411
Actions privilégiées, série N	18	450	18	450	18	450
Actions privilégiées, série P	16	400	16	400	16	400
Actions privilégiées, série R	16	400	16	400	16	400
Actions privilégiées, série 1	16	411	16	411	16	411
Actions privilégiées, série 3	22	562	22	562	24	600
Actions privilégiées, série 4 ¹	2	38	2	38	—	—
Actions privilégiées, série 5	8	206	8	206	8	206
Actions privilégiées, série 7	10	250	10	250	10	250
Actions privilégiées, série 9	11	275	11	275	11	275
Actions privilégiées, série 11	20	500	20	500	20	500
Actions privilégiées, série 13	14	350	14	350	14	350
Actions privilégiées, série 15	11	275	11	275	11	275
Actions privilégiées, série 19	20	500	20	500	20	500
Frais d'émission		(135)		(135)		(135)
Solde à la fin de l'exercice		6 818		6 818		6 818

¹ Le 1^{er} septembre 2024, 1 502 775 actions privilégiées de série 3 en circulation ont été converties en actions privilégiées de série 4.

Les caractéristiques des actions privilégiées en circulation sont les suivantes :

	Taux de dividende	Dividende ¹	Valeur de rachat de base par action ^{2, 3}	Date du rachat et de l'option de conversion ^{2, 3}	Droit de conversion ^{3, 4}
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>					
Actions privilégiées, série A	5,50 %	1,37500 \$	25 \$	—	—
Actions privilégiées, série B	5,20 %	1,30050 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2027	Série C
Actions privilégiées, série D	5,41 %	1,35300 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2028	Série E
Actions privilégiées, série F	5,54 %	1,38450 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2028	Série G
Actions privilégiées, série G ⁵	4,84 %	1,21000 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2028	Série F
Actions privilégiées, série H	6,11 %	1,52800 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2028	Série I
Actions privilégiées, série I ⁶	4,45 %	1,11250 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2028	Série H
Actions privilégiées, série L	5,86 %	1,46448 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} septembre 2027	Série M
Actions privilégiées, série N	6,70 %	1,67400 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2028	Série O
Actions privilégiées, série P	5,92 %	1,47950 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2029	Série Q
Actions privilégiées, série R	6,31 %	1,57850 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2029	Série S
Actions privilégiées, série 1	6,70 %	1,67593 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} juin 2028	Série 2
Actions privilégiées, série 3	5,29 %	1,32200 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2029	Série 4
Actions privilégiées, série 4 ⁷	4,71 %	1,17750 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2029	Série 3
Actions privilégiées, série 5	6,68 %	1,67075 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} mars 2029	Série 6
Actions privilégiées, série 7	5,99 %	1,49700 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2029	Série 8
Actions privilégiées, série 9	5,67 %	1,41800 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2029	Série 10
Actions privilégiées, série 11 ⁸	5,48 %	1,36925 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2030	Série 12
Actions privilégiées, série 13 ⁹	5,40 %	1,34875 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2030	Série 14
Actions privilégiées, série 15 ¹⁰	5,63 %	1,40650 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2030	Série 16
Actions privilégiées, série 19	6,21 %	1,55300 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2028	Série 20

- 1 Le porteur est en droit de recevoir un dividende privilégié trimestriel fixe et cumulatif, tel qu'il est déclaré par le conseil d'administration. Sauf pour ce qui est des actions privilégiées de série A, le dividende fixe sera rajusté tous les cinq ans à compter de la date du rachat initial et de l'option de conversion. Les actions privilégiées de série G, de série I et de série 4 comportent une caractéristique selon laquelle le taux de dividende est rajusté trimestriellement. Les actions privilégiées de série 19 comportent une caractéristique selon laquelle le taux de dividende fixe, au moment de son rajustement tous les cinq ans, ne pourra être inférieur à 4,90 %. Aucune autre série d'actions privilégiées ne comporte une telle caractéristique.
- 2 Les actions privilégiées de série A peuvent être rachetées en tout temps à notre gré. Pour ce qui est des actions privilégiées des autres séries, nous pouvons, à notre gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées en circulation à la valeur de rachat de base par action, majorée des dividendes cumulés et non versés à la date d'option de rachat et tous les cinq ans par la suite.
- 3 Le porteur aura le droit, à certaines conditions, de convertir, à raison d'une action pour une, ses actions en actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif d'une série donnée, à la date d'option de conversion et tous les cinq ans par la suite, à un prix d'émission attribué égal à la valeur de rachat de base par action.
- 4 Sauf pour ce qui est des actions privilégiées de série A, après les dates de rachat et de l'option de conversion, les porteurs peuvent choisir de recevoir des dividendes trimestriels cumulatifs à taux variable par action, à un taux égal à 25 \$ x (nombre de jours du trimestre/nombre de jours dans une année) x taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois + 2,4 % (série C), 2,4 % (série E), 2,5 % (série G), 2,1 % (série I), 2,7 % (série O), 2,5 % (série Q), 2,5 % (série S), 2,4 % (série 4), 2,6 % (série 8), 2,7 % (série 10), 2,6 % (série 12), 2,7 % (série 14), 2,7 % (série 16) ou 3,2 % (série 20); ou 25 \$ US x (nombre de jours du trimestre/nombre de jours dans une année) x taux des bons du Trésor du gouvernement des États-Unis à trois mois + 3,2 % (série M), 3,1 % (série 2) ou 2,8 % (série 6).
- 5 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série G a diminué, passant de 0,32411 \$ à 0,29836 \$ le 1^{er} décembre 2025, en raison du rajustement du taux de dividende trimestriel.
- 6 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série I a diminué, passant de 0,29980 \$ à 0,27432 \$ le 1^{er} décembre 2025, en raison du rajustement du taux de dividende trimestriel.
- 7 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série 4 a diminué, passant de 0,31601 \$ à 0,29034 \$ le 1^{er} décembre 2025, en raison du rajustement du taux de dividende trimestriel.
- 8 Le montant des dividendes par action trimestriels des actions privilégiées de série 11 a augmenté, passant de 0,24613 \$ à 0,34231 \$ le 1^{er} mars 2025, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1^{er} mars 2025.
- 9 Le dividende trimestriel par action versé sur les actions privilégiées de série 13 a augmenté, passant de 0,19019 \$ à 0,33719 \$ le 1^{er} juin 2025, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1^{er} juin 2025.
- 10 Le dividende trimestriel par action versé sur les actions privilégiées de série 15 a augmenté, passant de 0,18644 \$ à 0,35163 \$ le 1^{er} septembre 2025, en raison du rajustement du taux de dividende annuel le 1^{er} septembre 2025.

RÉGIME DE DROITS DES ACTIONNAIRES

Nous offrons un régime de droits des actionnaires visant à encourager le traitement juste et équitable de ces derniers dans le contexte d'une offre publique d'achat éventuelle. Les droits émis en vertu du régime peuvent être exercés lorsqu'une personne ou une partie qui lui est liée acquiert ou annonce son intention d'acquérir 20 % ou plus de nos actions ordinaires en circulation sans se conformer à certaines dispositions du régime de droits ou sans l'approbation de notre conseil d'administration. S'il y a acquisition, chaque porteur de droits, à l'exception de la personne qui fait l'acquisition et des parties qui lui sont liées, aura le droit d'acheter nos actions ordinaires avec escompte de 50 % par rapport au prix coté sur le marché à cette date.

21. RÉGIMES D'OPTIONS SUR ACTIONS ET D'UNITÉS D'ACTIONS

Nous offrons trois principaux types d'instruments dans le cadre de notre régime de rémunération incitative à long terme (le « régime »), soit les OAAI, les UAFR et les UAR. La charge de rémunération à base d'actions comptabilisée pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 a respectivement totalisé 285 M\$, 186 M\$ et 154 M\$. Le nombre d'actions ordinaires autorisées à des fins d'attributions réglées en actions dans le cadre du régime s'est établi à 181 millions aux 31 décembre 2025, 2024 et 2023.

OPTIONS D'ACHAT D'ACTIONS INCITATIVES

Nous attribuons à certains employés clés des OAAI visant l'achat d'actions ordinaires et pouvant être exercées au prix coté sur le marché à la date d'attribution. Les droits rattachés aux OAAI s'acquièrent en tranches annuelles égales sur quatre ans et les options échoient dix ans après leur date d'attribution.

		Prix d'exercice moyen pondéré	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Valeur intrinsèque totale
31 décembre 2025	Nombre			
<i>(nombre d'options en milliers; prix d'exercice moyen pondéré en dollars canadiens; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens)</i>				
Options en cours au début de l'exercice	25 324	50,31		
Options attribuées	3 146	60,13		
Options exercées ¹	(10 200)	51,03		
Options annulées ou échues	(584)	56,25		
Options en cours à la fin de l'exercice	17 686	51,45	6,3	214
Options acquises à la fin de l'exercice ²	8 780	50,17	4,7	116

¹ La valeur intrinsèque totale des OAAI exercées au cours des exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 s'est respectivement élevée à 123 M\$, à 18 M\$ et à 2 M\$, et la trésorerie reçue à l'exercice d'options a respectivement atteint 28 M\$, 1 M\$ et néant.

² La juste valeur totale des OAAI acquises au cours des exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 s'est respectivement élevée à 17 M\$, à 17 M\$ et à 20 M\$.

Les hypothèses moyennes pondérées qui ont servi à établir la juste valeur des OAAI attribuées au moyen du modèle de Black-Scholes-Merton sont présentées dans le tableau suivant.

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
Juste valeur, par option (en dollars canadiens) ¹	6,97	4,07	6,05
Hypothèses servant à l'évaluation			
Durée prévue des options (en années) ²	6	6	6
Volatilité prévue ³	21,2 %	21,1 %	22,2 %
Taux de rendement prévu de l'action ⁴	6,3 %	8,1 %	6,7 %
Taux d'intérêt sans risque ⁵	3,6 %	3,8 %	3,5 %

1 Les options attribuées aux employés aux États-Unis sont liées aux cours à la NYSE. La valeur des options et les hypothèses indiquées se fondent sur la moyenne pondérée des options attribuées aux États-Unis et de celles attribuées au Canada. Pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023, la juste valeur par option s'est établie respectivement à 5,76 \$, à 3,53 \$ et à 5,38 \$ pour les employés au Canada et à 5,88 \$ US, à 3,58 \$ US et à 5,23 \$ US pour les employés aux États-Unis.

2 La durée prévue de l'option est de six ans en fonction de l'expérience passée relativement à l'exercice d'options et de cinq ans pour les employés admissibles à la retraite.

3 La volatilité prévue est établie d'après la volatilité quotidienne historique du cours de l'action et d'après la volatilité implicite et observable de la valeur des options d'achat peu avant la date d'attribution.

4 Le rendement prévu de l'action correspond au dividende annuel courant à la date d'attribution divisé par le cours de l'action en vigueur.

5 Le taux d'intérêt sans risque est fondé sur le rendement des obligations du gouvernement du Canada et sur le rendement des bons du Trésor des États-Unis à la date d'attribution.

La charge de rémunération inscrite à l'égard des OAAI pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 s'est établie, respectivement, à 21 M\$, à 19 M\$ et à 18 M\$. Au 31 décembre 2025, la charge de rémunération non comptabilisée relative aux droits encore non acquis aux termes du régime OAAI s'établissait à 12 M\$. Cette charge devrait être intégralement comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'une durée estimative de deux ans.

UNITÉS D' ACTIONS FONDÉES SUR LE RENDEMENT

Les UAFR sont attribuées à certains employés jouant un rôle clé sous forme d'attributions au comptant versées au terme d'un cycle de rendement de trois ans. Les attributions sont calculées en multipliant le nombre d'unités en circulation à la fin de la période de rendement par le cours moyen pondéré des actions d'Enbridge pendant les 20 jours précédant l'échéance de l'attribution ainsi que par un coefficient de rendement. Le coefficient de rendement se situe entre zéro, si notre rendement est inférieur aux cibles, et un maximum de 2,0, si notre rendement se situe dans la fourchette de cibles la plus élevée. Le coefficient de rendement est déterminé au moyen du calcul du rang centile du rendement total pour les actionnaires par rapport à un groupe de sociétés précis et selon nos flux de trésorerie distribuables par action, ajustés pour tenir compte de facteurs inhabituels, peu fréquents ou hors exploitation, par rapport aux cibles établies au moment de l'attribution ainsi que d'une composante fondée sur la réduction des gaz à effet de serre. Pour calculer la charge de l'exercice 2025, un coefficient a été utilisé pour déterminer les attributions aux termes du régime UAFR, soit 1,68 pour les UAFR de 2025, 1,82 pour les UAFR de 2024 et 1,32 pour les UAFR de 2023.

	Nombre	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Valeur intrinsèque totale
31 décembre 2025			
(nombre d'unités en milliers; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens)			
Unités en circulation au début de l'exercice	3 402		
Unités attribuées	1 071		
Unités annulées	(101)		
Unités arrivées à échéance ¹	(938)		
Réinvestissement de dividendes	195		
Unités en circulation à la fin de l'exercice	3 629	1,9	386

1 Le montant total payé pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 au titre des UAFR s'est élevé, respectivement, à 60 M\$, à 65 M\$ et à 123 M\$.

La charge de rémunération inscrite au titre des UAFR pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 s'est établie, respectivement, à 164 M\$, à 75 M\$ et à 59 M\$. Au 31 décembre 2025, la charge de rémunération non comptabilisée liée aux UAFR non encore acquises s'établissait à 100 M\$. Cette charge devrait être entièrement comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'une durée estimative d'un an et demi.

UNITÉS D' ACTIONS RESTREINTES

Nos employés peuvent également se voir accorder des UAR réglées en trésorerie ou en actions. Les attributions réglées en actions remises à des membres de la haute direction non-dirigeants deviennent acquises au terme d'une période de trois ans. Des unités réglées en actions échéant au premier, au deuxième et au troisième anniversaire de leur date d'attribution ou après une période de douze mois sont également attribuées à des employés non-dirigeants. Les UAR réglées en trésorerie sont attribuées à des employés non-dirigeants et sont versées en tranches égales au premier, au deuxième et au troisième anniversaire de la date d'attribution.

Les détenteurs d'UAR reçoivent un montant en espèces ou des actions correspondant au cours moyen pondéré des actions d'Enbridge pendant les 20 jours précédant l'échéance de l'attribution, multiplié par le nombre d'unités en circulation à la date d'échéance.

	Nombre	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution ¹	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Valeur intrinsèque totale
31 décembre 2025				
<i>(nombre d'unités en milliers; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens)</i>				
Unités en circulation au début de l'exercice	3 591	51,10		
Unités attribuées	1 435	59,30		
Unités annulées ou échues	(130)	52,98		
Unités arrivées à échéance ²	(1 680)	50,95		
Réinvestissement de dividendes	212	52,60		
Unités en circulation à la fin de l'exercice	3 428	53,54	0,9	184

¹ La juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution ne comprend pas les unités réglées en espèces.

² Le montant total payé au cours des exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 au titre des UAR s'est élevé, respectivement, à 23 M\$, à 40 M\$ et à 56 M\$.

La charge de rémunération inscrite à l'égard des UAR pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 s'est établie, respectivement, à 100 M\$, à 92 M\$ et à 77 M\$. Au 31 décembre 2025, la charge de rémunération non comptabilisée relative à l'attribution d'UAR encore non acquises s'établissait à 63 M\$. Cette charge devrait être intégralement comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'environ un an et demi.

22. COMPOSANTES DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

Les tableaux qui suivent présentent les variations du cumul des autres éléments du résultat global attribuables à nos porteurs d'actions ordinaires pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 :

	Couvertures de flux de trésorerie	Composantes des couvertures de juste valeur non prises en compte	Couvertures d'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites et autres participations	Ajustement au titre des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Solde au 1 ^{er} janvier 2025	407	(14)	(2 033)	8 452	1	302	7 115
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	46	12	419	(3 080)	23	237	(2 343)
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice							
Contrats de taux d'intérêt ¹	30	—	—	—	—	—	30
Contrats de change ²	—	(3)	—	—	—	—	(3)
Amortissement du gain actuariel au titre des prestations de retraite et des ACR ³	—	—	—	—	—	(39)	(39)
	76	9	419	(3 080)	23	198	(2 355)
Incidence fiscale							
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(18)	4	—	—	1	(73)	(86)
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(3)	1	—	—	—	9	7
	(21)	5	—	—	1	(64)	(79)
Solde au 31 décembre 2025	462	—	(1 614)	5 372	25	436	4 681

	Couvertures de flux de trésorerie	Composantes des couvertures de juste valeur non prises en compte	Couvertures d'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites et autres participations	Ajustement au titre des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Solde au 1 ^{er} janvier 2024	320	(23)	(728)	2 653	11	70	2 303
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	79	(42)	(1 305)	5 799	(9)	323	4 845
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice							
Contrats de taux d'intérêt ¹	31	—	—	—	—	—	31
Contrats sur marchandises ⁴	(1)	—	—	—	—	—	(1)
Contrats de change ²	—	53	—	—	—	—	53
Amortissement du gain actuariel au titre des prestations de retraite et des ACR ³	—	—	—	—	—	(21)	(21)
	109	11	(1 305)	5 799	(9)	302	4 907
Incidence fiscale							
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(15)	10	—	—	(1)	(75)	(81)
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(7)	(12)	—	—	—	5	(14)
	(22)	(2)	—	—	(1)	(70)	(95)
Solde au 31 décembre 2024	407	(14)	(2 033)	8 452	1	302	7 115

	Couvertures de flux de trésorerie	Composantes des couvertures de juste valeur non prises en compte	Couvertures d'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites et autres participations	Ajustement au titre des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Solde au 1 ^{er} janvier 2023	121	(35)	(1 137)	4 348	5	218	3 520
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	232	62	409	(1 695)	6	(158)	(1 144)
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice							
Contrats de taux d'intérêt ¹	28	—	—	—	—	—	28
Contrats de change ²	—	(47)	—	—	—	—	(47)
Amortissement du gain actuariel au titre des prestations de retraite et des ACR ³	—	—	—	—	—	(24)	(24)
	260	15	409	(1 695)	6	(182)	(1 187)
Incidence fiscale							
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(47)	(14)	—	—	—	28	(33)
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(14)	11	—	—	—	6	3
	(61)	(3)	—	—	—	34	(30)
Solde au 31 décembre 2023	320	(23)	(728)	2 653	11	70	2 303

¹ Montant comptabilisé au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

² Montant comptabilisé au poste « Charge d'intérêts » et au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

³ Ces composantes sont comprises dans le calcul du crédit net relatif aux prestations et sont comptabilisées au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

⁴ Montant comptabilisé au poste « Transport et autres services » dans les produits aux états consolidés des résultats.

23. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

RISQUE DE MARCHÉ

Les variations des taux de change, des taux d'intérêt, du prix des marchandises et du cours de nos actions (collectivement, le « risque de marché ») ont une incidence sur notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments de notre résultat global. Des politiques, processus et systèmes de gestion des risques officiels ont été élaborés pour réduire ces risques.

Les types de risque de marché auxquels nous sommes exposés et les instruments de gestion des risques pour les réduire sont résumés ci-après. Pour gérer les risques ci-dessous, nous avons recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

Risque de change

Nous générons des produits, engageons des dépenses et détenons un certain nombre de placements et de filiales dont les comptes sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien. Par conséquent, notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments de notre résultat global sont exposés aux fluctuations découlant de la variabilité des taux de change.

Nous avons recours à des instruments financiers dérivés pour couvrir le risque lié au bénéfice libellé en devises. Nous avons recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et d'instruments dérivés non admissibles pour couvrir les produits et les charges prévus libellés en devises, ainsi que pour gérer la variabilité des flux de trésorerie. Nous couvrons certains investissements nets pour les placements et les filiales libellés en dollars américains au moyen de titres de créance libellés en dollars américains.

Risque de taux d'intérêt

Notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments de notre résultat global sont exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme en raison de l'ajustement périodique des taux d'intérêt sur notre dette à taux variable, soit essentiellement nos billets de trésorerie. Nous avons pour politique de limiter nos titres de créance à taux variable à 30 % du solde total de la dette. Pour nous assurer que nous nous conformons à cette politique, nous surveillons et ajustons la composition de notre portefeuille de titres de créance à taux fixe et à taux variable, et nous utilisons conjointement des instruments dérivés. Nous avons mis en place un programme qui nous permet d'atténuer en partie l'incidence de la volatilité des taux d'intérêt à court terme sur notre charge d'intérêts, à l'aide de swaps taux variable-fixe et de tunnels à prime zéro. Ces swaps ont un taux fixe moyen de 2,8 %.

Nous sommes exposés aux fluctuations de la juste valeur des titres de créance à taux fixe qui surviennent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Nous utilisons des swaps taux variable à payer-taux fixe à recevoir, au besoin, comme couverture contre les fluctuations futures de la juste valeur des titres de créance à taux fixe, ce qui limite l'incidence des fluctuations de la juste valeur. Les swaps de taux fixe-taux variable exécutés ont un taux moyen de 2,8 %.

Notre bénéfice et nos flux de trésorerie sont également exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à long terme en raison des titres de créance à taux fixe que nous émettons. Nous pouvons recourir à une combinaison de swaps sur taux d'intérêt différé admissibles et non admissibles pour nous prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt. Nous avons mis en place dans certaines de nos filiales un programme afin d'atténuer en partie notre exposition à la volatilité des taux d'intérêt à long terme sur les émissions de titres de créance prévues au moyen de swaps taux variable-taux fixe au taux moyen de 3,4 %.

Risque lié au prix des marchandises

Notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments de notre résultat global sont exposés aux variations du prix des marchandises en raison de nos participations dans certains actifs et placements et des activités de nos filiales chargées de la commercialisation de l'énergie. Ces marchandises comprennent le gaz naturel, le pétrole brut, l'électricité et les LGN. Nous avons recours à des instruments dérivés financiers et physiques pour fixer une partie de la valeur des positions à prix variable résultant d'opérations physiques visant ces marchandises. Pour nos services publics gaziers aux États-Unis, les variations de la juste de valeur des dérivés sont reportées et comptabilisées à titre d'actif ou de passif réglementaire jusqu'au règlement. Nous avons essentiellement recours à des instruments dérivés non admissibles pour gérer le risque lié au prix des marchandises.

Risque sur le cours des actions

Le risque sur le cours des actions est le risque de voir les résultats fluctuer par suite de variations du cours de notre action. Nous sommes exposés au risque lié au cours de notre action ordinaire du fait de l'attribution de diverses formes de rémunération à base d'actions, ce qui influe sur les résultats de la réévaluation des unités en circulation chaque période.

TOTAL DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS

Nous avons pour politique de conclure des contrats distincts de l'International Swaps and Derivatives Association, Inc. (« ISDA ») ou des contrats sur dérivés similaires avec la majorité de nos contreparties sur dérivés financiers. Ces contrats prévoient le règlement net d'instruments dérivés en cours avec certaines contreparties en cas de faillite ou d'autres incidents de crédit graves, et réduisent donc notre exposition au risque de défaillance sur des positions sur des actifs dérivés financiers dans ces situations particulières.

Les tableaux ci-après présentent un sommaire de la valeur comptable de nos instruments dérivés et des postes des états consolidés de la situation financière où ils sont comptabilisés ainsi que le montant maximal du règlement qui pourrait être reçu advenant les circonstances particulières décrites ci-dessus.

	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de juste valeur	Instruments dérivés non admissibles	Total brut des instruments dérivés tel qu'il est présenté	Montants disponibles à des fins de compensation	Total net des instruments dérivés
31 décembre 2025						
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Autres actifs à court terme						
Contrats de change	—	—	27	27	(17)	10
Contrats de taux d'intérêt	79	5	22	106	(37)	69
Contrats sur marchandises	—	—	458	458	(192)	266
	79	5	507	591	(246)	345
Montants reportés et autres actifs						
Contrats de change	—	—	52	52	(24)	28
Contrats de taux d'intérêt	9	—	108	117	(27)	90
Contrats sur marchandises	—	—	124	124	(20)	104
	9	—	284	293	(71)	222
Autres passifs à court terme						
Contrats de change	—	—	(364)	(364)	17	(347)
Contrats de taux d'intérêt	(9)	—	(39)	(48)	37	(11)
Contrats sur marchandises	—	—	(300)	(300)	192	(108)
	(9)	—	(703)	(712)	246	(466)
Autres passifs à long terme						
Contrats de change	—	—	(819)	(819)	24	(795)
Contrats de taux d'intérêt	—	(34)	(50)	(84)	27	(57)
Contrats sur marchandises	—	—	(92)	(92)	20	(72)
	—	(34)	(961)	(995)	71	(924)
Total des actifs (passifs) dérivés, montant net						
Contrats de change	—	—	(1 104)	(1 104)	—	(1 104)
Contrats de taux d'intérêt	79	(29)	41	91	—	91
Contrats sur marchandises	—	—	190	190	—	190
	79	(29)	(873)	(823)	—	(823)

31 décembre 2024	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de juste valeur	Instruments dérivés non admissibles	Total brut des instruments dérivés tel qu'il est présenté	Montants disponibles à des fins de compensation	Total net des instruments dérivés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Autres actifs à court terme						
Contrats de change	—	78	47	125	(29)	96
Contrats de taux d'intérêt	44	—	23	67	(39)	28
Contrats sur marchandises	2	—	360	362	(191)	171
Autres contrats	—	—	3	3	—	3
	46	78	433	557	(259)	298
Montants reportés et autres actifs						
Contrats de change	—	—	83	83	(71)	12
Contrats de taux d'intérêt	9	—	137	146	(27)	119
Contrats sur marchandises	—	—	197	197	(39)	158
	9	—	417	426	(137)	289
Autres passifs à court terme						
Contrats de change	—	(73)	(731)	(804)	29	(775)
Contrats de taux d'intérêt	(58)	—	(22)	(80)	39	(41)
Contrats sur marchandises	—	—	(451)	(451)	191	(260)
	(58)	(73)	(1 204)	(1 335)	259	(1 076)
Autres passifs à long terme						
Contrats de change	—	—	(1 579)	(1 579)	71	(1 508)
Contrats de taux d'intérêt	—	—	(80)	(80)	27	(53)
Contrats sur marchandises	(1)	—	(238)	(239)	39	(200)
	(1)	—	(1 897)	(1 898)	137	(1 761)
Total des actifs (passifs) dérivés, montant net						
Contrats de change	—	5	(2 180)	(2 175)	—	(2 175)
Contrats de taux d'intérêt	(5)	—	58	53	—	53
Contrats sur marchandises	1	—	(132)	(131)	—	(131)
Autres contrats	—	—	3	3	—	3
	(4)	5	(2 251)	(2 250)	—	(2 250)

Le tableau suivant présente un sommaire des échéances et du montant nominal ou de la quantité théorique visés par nos instruments dérivés :

Aux 31 décembre	2025					2024		
	2026	2027	2028	2029	2030	Par la suite	Total	Total
Contrats de change – contrats à terme en dollars américains – achat <i>(en millions de dollars américains)</i>	1 027	—	—	—	—	—	1 027	1 245
Contrats de change – contrats à terme en dollars américains – vente <i>(en millions de dollars américains)</i>	6 406	5 321	4 332	2 358	1 110	360	19 887	21 614
Contrats de change – tunnels en dollars américains – vente <i>(en millions de dollars américains)</i>	180	180	120	—	—	—	480	—
Contrats de change – contrats à terme en livres sterling – vente <i>(en millions de livres sterling)</i>	28	32	—	—	—	—	60	90
Contrats de change – contrats à terme en euros – vente <i>(en millions d'euros)</i>	121	81	67	66	65	64	464	590
Contrats de change – contrats à terme en yens – achat <i>(en millions de yens)</i>	—	—	—	—	—	—	—	84 800
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à payer à court terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	3 897	2 846	2 220	1 003	—	—	9 966	4 771
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à recevoir <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	5 816	13 316	—
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à payer à long terme <i>(en millions de dollars canadiens)¹</i>	4 204	468	—	—	—	—	4 672	5 284
Contrats de taux d'intérêt – tunnel à prime ZÉRO <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	1 955	1 823	77	—	—	—	3 855	2 316
Contrats sur marchandises – gaz naturel <i>(en milliards de pieds cubes)²</i>	123	66	29	12	6	—	236	288
Contrats sur marchandises – pétrole brut <i>(en millions de barils)²</i>	(5)	13	1	1	1	—	11	25
Contrats sur marchandises – électricité <i>(en mégawattheures (« MWh »))</i>	145	85	55	29	(2)	(2)	34 ³	(5) ³

1 Correspond au montant nominal des émissions de titres de créance à long terme couverts.

2 Correspond au montant nominal des achats nets (ventes nettes).

3 La colonne « Total » correspond à la moyenne des achats nets (ventes nettes) d'électricité.

Dérivés désignés comme couvertures de juste valeur

Le tableau ci-dessous présente les instruments dérivés de taux d'intérêt et de change qui sont conçus et admissibles comme couvertures de juste valeur. Le gain ou la perte réalisé ou latent sur le dérivé est inscrit au poste « Autres produits (charges) » et au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats. La perte ou le gain compensatoire sur l'élément couvert attribuable au risque couvert est inscrit au poste « Autres produits (charges) » ou au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats. Toute composante exclue est comptabilisée aux états consolidés du résultat global.

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Perte latente sur dérivé	(43)	(3)
Gain latent sur élément couvert	28	6
Gain réalisé sur dérivé	25	26
Perte réalisée sur élément couvert	(23)	(79)

Incidence des instruments dérivés sur les états des résultats et du résultat global

Le tableau qui suit présente l'incidence avant impôts des couvertures de flux de trésorerie et des couvertures de juste valeur sur notre résultat et notre résultat global consolidés :

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
(en millions de dollars canadiens)			
Montant des gains (pertes) latents comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			
Couvertures de flux de trésorerie			
Contrats de taux d'intérêt	46	67	201
Contrats sur marchandises	—	19	68
Autres contrats	—	1	(2)
Couvertures de juste valeur			
Contrats de change	12	(42)	15
	58	45	282
Montant des (gains) pertes reclassés du cumul des autres éléments du résultat global au bénéfice			
Contrats de change ¹	(3)	53	—
Contrats de taux d'intérêt ²	30	31	28
Contrats sur marchandises ³	—	(1)	—
	27	83	28

1 Comptabilisés au poste « Charge d'intérêts » et au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

2 Comptabilisés au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

3 Montant comptabilisé au poste « Transport et autres services » dans les produits aux états consolidés des résultats.

Nous estimons qu'un gain de 9 M\$ du cumul des autres éléments du résultat global résultant des couvertures de flux de trésorerie en vigueur sera reclassé au résultat dans les 12 prochains mois. Les montants réels reclassés au résultat dépendront des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises en vigueur au moment où les contrats dérivés en cours viendront à échéance. Au 31 décembre 2025, la durée maximale des couvertures de flux de trésorerie était de deux ans pour toutes les opérations qui étaient prévues.

Dérivés non admissibles

Le tableau qui suit présente les gains et pertes latents liés aux variations de la juste valeur des dérivés non admissibles de la société :

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
(en millions de dollars canadiens)			
Contrats de change ¹	1 076	(2 033)	1 292
Contrats de taux d'intérêt ²	(17)	112	(63)
Contrats sur marchandises ³	322	(53)	(41)
Autres contrats ⁴	(3)	2	(8)
Total des gains (pertes) latents liés à la juste valeur des dérivés, montant net	1 378	(1 972)	1 180

1 Pour les exercices indiqués, comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits (néant en 2025; néant en 2024; gain de 645 M\$ en 2023) et au poste « Autres produits (charges) » (perte de 1,1 G\$ en 2025; perte de 2 G\$ en 2024; gain de 647 M\$ en 2023) aux états consolidés des résultats.

2 Comptabilisés au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

3 Pour les exercices indiqués, comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits (gain de 102 M\$ en 2025; perte de 23 M\$ en 2024; perte de 35 M\$ en 2023), au poste « Ventes de marchandises » (perte de 34 M\$ en 2025; perte de 92 M\$ en 2024; gain de 153 M\$ en 2023), au poste « Coûts des marchandises » (gain de 190 M\$ en 2025; perte de 31 M\$ en 2024; perte de 94 M\$ en 2023), au poste « Exploitation et administration » dans les charges (gain de 20 M\$ en 2025; perte de 17 M\$ en 2024; perte de 65 M\$ en 2023) aux états consolidés des résultats. La variation de la juste valeur des services publics gaziers aux États-Unis est reportée dans les actifs et passifs réglementaires (gain de 44 M\$ en 2025; gain de 110 M\$ en 2024; néant en 2023).

4 Comptabilisés au poste « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

RISQUE DE LIQUIDITÉ

Le risque de liquidité est le risque que nous ne soyons pas en mesure de respecter nos obligations financières, notamment au titre d'engagements et de garanties, à leur échéance. Afin d'atténuer ce risque, nous prévoyons nos besoins en trésorerie pour une période de 12 mois pour déterminer si nous disposerons des fonds nécessaires. Nos principales sources de liquidités et de financement sont les fonds provenant de l'exploitation, l'émission de billets de trésorerie et les prélèvements effectués sur les facilités de crédit engagées, ainsi que le financement à long terme par voie de l'émission, entre autres, de débentures et de billets à moyen terme. Nos prospectus préalables de base déposés auprès des autorités en valeurs mobilières nous permettent, sous réserve des conditions du marché, d'accéder rapidement aux marchés boursiers canadiens ou américains. De plus, nous nous assurons de disposer de liquidités suffisantes en obtenant auprès d'un groupe diversifié de banques et d'institutions des facilités de crédit engagées qui nous permettent de répondre à tous nos besoins prévus pendant environ un an sans recourir aux marchés financiers. Nous respectons toutes les modalités de nos conventions de facilités de crédit engagées et de dette à terme au 31 décembre 2025. Par conséquent, nous avons accès à toutes nos facilités de crédit, et les banques sont tenues de nous accorder du financement aux termes de celles-ci. Par ailleurs, nous cernons d'autres sources potentielles de financement par emprunt et par capitaux propres, y compris la réactivation de notre régime de réinvestissement des dividendes et de rachat d'actions ou l'émission d'actions au cours du marché.

RISQUE DE CRÉDIT

Conclure des instruments dérivés peut également donner lieu à un risque de crédit. Le risque de crédit découle de la possibilité qu'une contrepartie manque à ses obligations contractuelles. Pour atténuer ce risque, nous concluons des opérations de gestion des risques principalement avec des institutions dont la notation de crédit est élevée. Le risque de crédit lié aux contreparties à des dérivés est géré au moyen du maintien et de la surveillance de limites de crédit, d'exigences contractuelles et de conventions de compensation. Nous examinons également la solidité financière des contreparties à l'aide de services de notation de crédit externes et d'autres outils analytiques en vue de gérer le risque de crédit.

Nous avons en cours, à l'égard des instruments dérivés, des concentrations du risque de crédit ainsi qu'une exposition à ce risque auprès des institutions suivantes :

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Institutions financières au Canada	200	344
Institutions financières aux États-Unis	260	128
Institutions financières en Europe	57	116
Institutions financières en Asie	39	53
Autres ¹	302	332
	858	973

¹ Le poste « Autres » comprend les chambres de compensation de marchandises et les contreparties pour le pétrole brut, le gaz naturel et l'électricité.

Au 31 décembre 2025, nous n'avons fourni aucune lettre de crédit tenant lieu de garantie en trésorerie à nos contreparties aux termes de contrats de l'ISDA. Nous ne détenons aucune garantie en trésorerie à l'égard d'expositions à des actifs dérivés aux 31 décembre 2025 et 2024.

Les soldes bruts des dérivés ont été présentés sans tenir compte de l'incidence des garanties consenties. Les actifs dérivés sont ajustés au titre du risque de non-exécution de nos contreparties selon les écarts de leurs swaps sur défaillance et sont reflétés à la juste valeur. Pour les passifs dérivés, le risque de non-exécution est pris en considération dans le cadre de l'évaluation.

Le risque de crédit découle aussi des comptes clients et des autres effets à recevoir à long terme. Ce risque est atténué au moyen de limites de crédit et d'exigences contractuelles, de l'évaluation des notations de crédit des contreparties et de conventions de compensation. Au sein du secteur Distribution et stockage de gaz, le risque de crédit est atténué par le fait que la clientèle est nombreuse et diversifiée et par la possibilité de recouvrer les pertes de crédit attendues par la voie de la tarification. Nous surveillons activement la vigueur financière d'importants clients industriels. Dans certains cas, nous obtenons des garanties supplémentaires afin de réduire le risque de défaut sur créances. En règle générale, nous utilisons une matrice qui tient compte de l'historique des pertes de crédit selon l'ancienneté des comptes débiteurs, après ajustement pour tenir compte de toute information prospective et des attentes de la direction, afin d'évaluer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie des créances. Le risque de crédit maximal lié aux actifs financiers non dérivés correspond à leur valeur comptable.

ÉVALUATION DE LA JUSTE VALEUR

Nos actifs et passifs financiers évalués à la juste valeur sur une base récurrente comprennent les instruments dérivés et d'autres instruments financiers. Nous fournissons également des informations sur la juste valeur d'autres instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur. La juste valeur des instruments financiers reflète les meilleures estimations de la valeur de marché établies par nous d'après des modèles ou techniques d'évaluation généralement reconnus et les prix et taux du marché observables. Lorsque ces valeurs ne sont pas disponibles, nous avons recours à l'analyse des flux de trésorerie actualisés d'après les courbes de taux applicables en fonction des données du marché observables pour estimer la juste valeur.

JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Nous répartissons nos instruments financiers évalués à la juste valeur selon trois niveaux établis en fonction du caractère observable des données entrant dans l'évaluation.

Niveau 1

Le niveau 1 comprend les instruments financiers évalués à la juste valeur en fonction des cours non ajustés s'appliquant à des actifs et des passifs identiques sur des marchés actifs et accessibles à la date d'évaluation. Par marché actif pour un instrument financier, il faut entendre un marché où des opérations sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour procurer de manière constante de l'information sur les cours. Dans la hiérarchie des justes valeurs, la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont classés dans le niveau 1. Nos instruments de niveau 1 se composent principalement de dérivés négociés en bourse et utilisés pour réduire le risque associé aux fluctuations du prix du pétrole brut, de bons du Trésor canadien et américain, et de placements dans des fonds négociés en bourse détenus par notre filiale qui est une société d'assurance captive. Nous détenons également en fiducie des placements à long terme soumis à restrictions dans des fonds négociés en bourse et des actions ordinaires, conformément aux exigences réglementaires de la Régie en vertu de l'ICQF, en vue de provisionner les futurs coûts de mise hors service de pipelines dans l'État du Minnesota.

Niveau 2

Le niveau 2 comprend des évaluations d'instruments financiers établies au moyen de données directement ou indirectement observables, sauf les prix cotés inclus dans le niveau 1. Les instruments financiers de cette catégorie sont évalués au moyen de modèles ou d'autres techniques d'évaluation standards dans le secteur, techniques qui sont dérivées de données observables sur le marché. Ces techniques d'évaluation utilisent des données comme les prix cotés sur le marché à terme, la valeur temps, les facteurs de volatilité et les prix cotés par les courtiers qui peuvent être observés ou corroborés sur le marché pour toute la durée de l'instrument financier. Les dérivés évalués au moyen des données de niveau 2 comprennent les dérivés cotés hors bourse comme les contrats de change à terme de gré à gré et les swaps de devises, les swaps de taux d'intérêt, les contrats à terme sur marchandises avec livraison physique, ainsi que des swaps et des options de marchandises pour lesquels il est possible d'obtenir des données observables.

Nous avons également classé la juste valeur de notre dette à long terme, celle des placements dans des titres de créance détenus par notre filiale qui est une société d'assurance captive et celle des placements à long terme soumis à restrictions dans des obligations du gouvernement du Canada détenues en fiducie conformément aux exigences réglementaires de la Régie en vertu de l'ICQF dans le niveau 2. La juste valeur de notre dette à long terme est calculée selon les prix cotés sur le marché pour des instruments dont l'échéance est similaire et qui présentent un risque de crédit comparable. Dans la mesure du possible, la juste valeur de nos placements à long terme soumis à restrictions est fondée sur les prix cotés sur le marché pour des instruments semblables et, dans le cas contraire, sur les prix cotés par les courtiers.

Niveau 3

Le niveau 3 comprend des évaluations de dérivés basées sur des données qui sont moins observables, qui ne sont pas disponibles ou pour lesquelles les données observables ne permettent pas d'étayer en grande partie la juste valeur des dérivés. En général, les dérivés évalués au moyen des données de niveau 3 portent sur des opérations à plus longue échéance, qui sont conclues sur des marchés moins actifs ou à des endroits pour lesquels il est impossible d'obtenir de l'information sur le prix, ou à l'égard desquelles aucun prix coté par les courtiers n'a de force exécutoire pour justifier une classification de niveau 2. Nous avons élaboré des méthodes axées sur les normes du secteur pour établir la juste valeur de ces dérivés au moyen d'une extrapolation des prix et des taux futurs observables. Les dérivés évalués au moyen de données de niveau 3 se composent principalement de contrats dérivés à long terme sur l'électricité, les LGN et le gaz naturel, de swaps de base, de swaps de marchandises et de swaps d'électricité et d'énergie, de contrats à terme sur marchandises avec livraison physique ainsi que d'options. Nous ne détenons aucun autre instrument financier de niveau 3.

Nous utilisons les données les plus observables disponibles pour estimer la juste valeur de nos dérivés. Si possible, nous estimons la juste valeur de nos dérivés en nous appuyant sur des prix cotés sur le marché. En l'absence de prix cotés sur le marché, nous utilisons les estimations de courtiers indépendants. Nous utilisons des techniques d'évaluation standards pour calculer la juste valeur estimative des dérivés cotés hors bourse qui sont classés aux niveaux 2 et 3. Ces méthodes font appel aux flux de trésorerie actualisés pour les contrats à terme et les swaps, et au modèle d'évaluation de Black-Scholes-Merton pour les options. Les principales données que nous utilisons pour ces techniques d'évaluation comprennent les prix observables sur le marché (taux d'intérêt, taux de change, prix des marchandises et cours des actions) et la volatilité, selon le type de dérivé et la nature du risque sous-jacent. Enfin, nous tenons compte de nos propres écarts de swaps sur défaillance de crédit et de ceux de nos contreparties pour estimer la juste valeur.

Juste valeur des instruments dérivés

Nous avons classé nos actifs et passifs dérivés évalués à la juste valeur comme suit :

	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total brut des instruments dérivés
31 décembre 2025				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Actifs financiers				
Actifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	27	—	27
Contrats de taux d'intérêt	—	106	—	106
Contrats sur marchandises	70	59	329	458
	70	192	329	591
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	52	—	52
Contrats de taux d'intérêt	—	117	—	117
Contrats sur marchandises	—	7	117	124
	—	176	117	293
Passifs financiers				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	(364)	—	(364)
Contrats de taux d'intérêt	—	(48)	—	(48)
Contrats sur marchandises	(55)	(68)	(177)	(300)
	(55)	(480)	(177)	(712)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	(819)	—	(819)
Contrats de taux d'intérêt	—	(84)	—	(84)
Contrats sur marchandises	—	(11)	(81)	(92)
	—	(914)	(81)	(995)
Total des actifs (passifs) financiers, montant net				
Contrats de change	—	(1 104)	—	(1 104)
Contrats de taux d'intérêt	—	91	—	91
Contrats sur marchandises	15	(13)	188	190
	15	(1 026)	188	(823)

31 décembre 2024	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total brut des instruments dérivés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Actifs financiers				
Actifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	125	—	125
Contrats de taux d'intérêt	—	67	—	67
Contrats sur marchandises	34	72	256	362
Autres contrats	—	3	—	3
	34	267	256	557
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	83	—	83
Contrats de taux d'intérêt	—	146	—	146
Contrats sur marchandises	1	14	182	197
	1	243	182	426
Passifs financiers				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	(804)	—	(804)
Contrats de taux d'intérêt	—	(80)	—	(80)
Contrats sur marchandises	(52)	(116)	(283)	(451)
	(52)	(1 000)	(283)	(1 335)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	(1 579)	—	(1 579)
Contrats de taux d'intérêt	—	(80)	—	(80)
Contrats sur marchandises	(1)	(31)	(207)	(239)
	(1)	(1 690)	(207)	(1 898)
Total des actifs (passifs) financiers, montant net				
Contrats de change	—	(2 175)	—	(2 175)
Contrats de taux d'intérêt	—	53	—	53
Contrats sur marchandises	(18)	(61)	(52)	(131)
Autres contrats	—	3	—	3
	(18)	(2 180)	(52)	(2 250)

Le tableau qui suit présente les données non observables importantes qui ont servi à l'évaluation de la juste valeur des instruments dérivés du niveau 3 :

31 décembre 2025	Juste valeur	Données non observables	Prix ou volatilité minimum	Prix ou volatilité maximum	Prix ou volatilité moyen pondéré	Unité de mesure
<i>(juste valeur en millions de dollars canadiens)</i>						
Contrats sur marchandises – financiers ¹						
Gaz naturel	6	Prix à terme du gaz	3,47	26,99	4,99	dollars par MBTU ²
Pétrole brut	51	Prix à terme du brut	59,10	81,17	72,99	dollars par baril
Électricité	(7)	Prix à terme de l'électricité	33,74	196,77	73,14	dollars par MWh
Contrats sur marchandises – avec livraison physique ¹						
Gaz naturel	(4)	Prix à terme du gaz	1,13	21,65	4,32	dollars par MBTU ²
Pétrole brut	(36)	Prix à terme du brut	58,39	112,73	78,13	dollars par baril
Électricité	(9)	Prix à terme de l'électricité	28,67	153,83	74,75	dollars par MWh
Options sur marchandises ³						
Gaz naturel	187	Prix à terme du gaz	3,94	12,09	7,37	dollars par MBTU ²
		Volatilité des prix	5 %	76 %	49 %	
	188					

¹ Les contrats à terme sur marchandises avec livraison physique et contrats financiers sont évalués au moyen d'une méthode d'évaluation axée sur le marché.

² Un million de British Thermal Units (« MBTU »).

³ Les contrats d'options sur marchandises sont évalués au moyen d'une méthode fondée sur un modèle d'option.

En cas d'ajustement, les données non observables importantes présentées dans le tableau qui précède auraient une incidence directe sur la juste valeur de nos instruments dérivés de niveau 3. Les principales données non observables qui ont servi à l'évaluation de la juste valeur des instruments dérivés de niveau 3 comprennent les prix à terme des marchandises. Des variations des prix à terme des marchandises pourraient faire fortement varier les justes valeurs de nos instruments dérivés du niveau 3.

Les variations de la juste valeur nette des actifs et passifs dérivés classés au niveau 3 dans la hiérarchie des justes valeurs ont été comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Montant net des passifs dérivés de niveau 3 au début de la période	(52)	(131)
Total des gains (pertes) latents		
Compris dans le résultat ¹	31	(92)
Compris dans les autres éléments du résultat global	—	19
Compris dans les actifs ou passifs réglementaires	18	130
Règlements	191	22
Montant net des actifs (passifs) dérivés de niveau 3 à la fin de la période	188	(52)

¹ Comptabilisé au poste « Transport et autres services » dans les produits et aux postes « Coûts des marchandises » et « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

Il n'y a eu aucun transfert depuis le niveau 3 ou vers le niveau 3 aux 31 décembre 2025 et 2024.

Couvertures d'investissement net

Nous avons désigné une partie de notre dette libellée en dollars américains en tant que couverture d'investissement net pour les investissements et les filiales libellés en dollars américains.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024, nous avons constaté dans les autres éléments du résultat global, respectivement, un gain de change latent de 500 M\$ et une perte de change latente de 1,2 G\$ à la conversion de la dette libellée en dollars américains. Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024, nous avons constaté dans les autres éléments du résultat global des pertes réalisées de 81 M\$ et de 120 M\$, respectivement, relativement au règlement de la dette libellée en dollars américains arrivée à échéance durant la période.

Juste valeur d'autres instruments financiers

Certains placements à long terme dans d'autres entités qui n'ont pas de prix cotés sur un marché actif sont classés comme des placements évalués à la juste valeur et comptabilisés au coût diminué de la perte de valeur. La valeur comptable des placements évalués à la juste valeur totalisait 185 M\$ et 187 M\$, respectivement, aux 31 décembre 2025 et 2024.

Nous avons des placements et de la trésorerie à long terme soumis à restrictions détenus en fiducie aux fins du financement de la cessation d'exploitation de pipelines, conformément aux exigences réglementaires de la Régie aux termes des dispositions réglementaires de l'ICQF, pour provisionner les futurs coûts de mise hors service de pipelines dans l'État du Minnesota et pour respecter les obligations de mise hors service des immobilisations de Wexpro lorsqu'elles cesseront d'être exploitées. Ces placements sont classés dans les placements disponibles à la vente, sont comptabilisés à leur juste valeur et sont compris au poste « Placements et trésorerie à long terme soumis à restrictions » aux états consolidés de la situation financière. Au 31 décembre 2025, la juste valeur de nos placements classés au niveau 1 et au niveau 2 s'établissait respectivement à 877 M\$ et à 416 M\$ (respectivement 491 M\$ et 507 M\$ au 31 décembre 2024). Le coût des placements classés au niveau 2 s'établissait à 426 M\$ au 31 décembre 2025 (540 M\$ au 31 décembre 2024). Nous avons comptabilisé, à l'égard de ces placements, des gains de détention latents de 99 M\$ et de 33 M\$, respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024. Au poste « Autres passifs à long terme », aux 31 décembre 2025 et 2024, nous avons constaté des coûts futurs de cessation d'exploitation estimatifs respectifs de 949 M\$ et de 826 M\$ se rapportant à l'ICQF (note 7). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, nous avons acheté et vendu des placements totalisant respectivement 1,3 G\$ et 1,1 G\$ (achats totalisant 492 M\$ et ventes totalisant 390 M\$ en 2024). L'incidence nette sur les flux de trésorerie est comptabilisée dans les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement aux états consolidés des flux de trésorerie.

Nous détenons entièrement une filiale qui est une société d'assurance captive dont l'activité principale consiste à offrir des protections d'assurance et de réassurance pour certains biens assurables et l'exposition à divers risques liés à l'exploitation de nos filiales et de certains satellites. Au 31 décembre 2025, la juste valeur de nos placements dans des fonds d'actions et des titres de créance détenus par notre filiale qui est une société d'assurance captive s'élevait respectivement à néant et à 1,2 G\$ (respectivement 114 M\$ et 1,1 G\$ au 31 décembre 2024). Le coût de nos placements dans des titres de créance s'établissait à 1,2 G\$ au 31 décembre 2025 (1,1 G\$ au 31 décembre 2024). Ces placements dans des fonds d'actions et des titres de créance sont comptabilisés à leur juste valeur, classés respectivement au niveau 1 et au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs et comptabilisés respectivement aux postes « Autres actifs à court terme » et « Placements à long terme » aux états consolidés de la situation financière. Nous avons comptabilisé des gains de détention latents de 21 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (pertes de 16 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2024).

Au 31 décembre 2025, les échéances de nos placement dans des titres de créance s'établissaient comme suit :

	Total	Moins de 1 an	5 ans	10 ans	Par la suite
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Juste valeur des placements dans des titres de créance	1 234	85	813	268	68

Aux 31 décembre 2025 et 2024, la valeur comptable de notre dette à long terme, y compris les passifs au titre de contrats de location-financement, était respectivement de 104,4 G\$ et de 101,6 G\$, avant les frais d'émission de la dette, et sa juste valeur était respectivement de 102,7 G\$ et de 98,9 G\$.

La juste valeur des actifs et passifs financiers, exception faite des instruments dérivés, de certains placements à long terme dans d'autres entités, des placements à long terme soumis à restrictions, des placements détenus par notre filiale qui est une société d'assurance captive et de la dette à long terme décrits ci-dessus, avoisine leur valeur comptable étant donné la courte période à courir jusqu'à l'échéance.

24. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

RAPPROCHEMENT DES TAUX D'IMPOSITION

Exercices clos les 31 décembre	2025		2024		2023	
(en millions de dollars canadiens)						
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	9 793		7 299		7 879	
Taux d'imposition réglementaire fédéral du Canada ¹	15,0 %		15,0 %		15,0 %	
Impôts prévus au taux réglementaire fédéral	1 469	15,0 %	1 095	15,0 %	1 182	15,0 %
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :						
Impôts des provinces ²	245	2,5 %	(74)	(1,0) %	161	2,0 %
Incidence fiscale de l'impôt à l'étranger :						
États-Unis						
Écart du taux d'imposition réglementaire aux États-Unis et au Canada	353	3,6 %	314	4,3 %	276	3,5 %
Impôts étatiques et locaux, déduction faite de l'incidence de l'impôt fédéral	61	0,7 %	227	3,1 %	226	2,9 %
Crédits fiscaux						
Crédits fiscaux à l'investissement	(153)	(1,6) %	(11)	(0,1) %	(31)	(0,4) %
Autres crédits fiscaux	(34)	(0,3) %	(12)	(0,2) %	(16)	(0,2) %
Éléments non imposables et non déductibles						
Perte de valeur comptable liée à l'écart d'acquisition ³	—	—	208	2,9 %	(88)	(1,1) %
Autres ajustements						
Impôt minimal des États-Unis	195	2,0 %	163	2,2 %	100	1,3 %
Incidence du traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés	(77)	(0,8) %	(110)	(1,5) %	(43)	(0,6) %
Autres	9	0,1 %	54	0,7 %	45	0,6 %
Autres territoires	(74)	(0,8) %	(26)	(0,4) %	(51)	(0,6) %
Éléments non imposables ou non déductibles						
Partie non imposable du gain à la vente d'un placement ⁴	—	—	(147)	(2,0) %	—	—
Autres ajustements						
Radiation de reports réglementaires ⁵	32	0,3 %	4	0,1 %	115	1,5 %
Incidences du traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés	(87)	(0,9) %	(90)	(1,2) %	(107)	(1,4) %
Impôt de la Partie VI., après déduction de l'impôt fédéral de la Partie I ⁶	79	0,8 %	73	1,0 %	66	0,8 %
Autres	(14)	(0,1) %	—	—	(14)	(0,2) %
Charge d'impôts sur les bénéfices et taux d'imposition effectif	2 004	20,5 %	1 668	22,9 %	1 821	23,1 %

1 Correspond au taux d'imposition fédéral de 15 %, ce qui correspond au taux d'imposition réglementaire fédéral du Canada, après déduction de l'abattement d'impôt fédéral et de la réduction d'impôt générale.

2 Les impôts provinciaux de l'Alberta et de l'Ontario ont contribué à plus de 50 % de l'incidence fiscale globale pour 2025. Tant pour 2024 que 2023, l'impôt provincial de l'Alberta, à lui seul, a contribué à plus de 50 % de l'incidence fiscale globale.

3 Le montant pour 2024 tient compte de l'incidence au fédéral de la perte de valeur liée à la partie non déductible de l'écart d'acquisition attribuable au secteur Transport de gaz. Se reporter à la note 13 – Placements à long terme et à la note 15 – Écart d'acquisition.

4 Le montant pour 2024 correspond à la composante fédérale de la partie non imposable du gain à la vente de nos participations dans le pipeline Alliance et Aux Sable. Se reporter à la note 13 – Placements à long terme.

5 Le montant pour 2023 rend compte de l'incidence sur l'impôt fédéral de la décomptabilisation du traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés du pipeline Southern Lights Canada et de certains tronçons du réseau principal au Canada, notamment la canalisation 9 et le projet de remplacement de la canalisation 3.

6 Correspond à l'impôt de la partie VI.1, qui est un impôt prélevé sur les dividendes sur actions privilégiées versés au Canada.

COMPOSANTES DU BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS ET DES IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices			
Canada	3 391	1 035	2 233
États-Unis	5 920	5 231	4 620
Autres	482	1 033	1 026
	9 793	7 299	7 879
Charge (économie) d'impôt			
Canada			
Fédéral	522	23	395
Provincial	245	(74)	161
États-Unis	1 245	1 591	1 165
Autres	(8)	128	100
	2 004	1 668	1 821
Impôts exigibles	979	949	401
Impôts reportés	1 025	719	1 420

COMPOSANTES DES IMPÔTS REPORTÉS

Des actifs et passifs d'impôts reportés sont comptabilisés au titre des conséquences fiscales futures des différences entre la valeur comptable des actifs et des passifs et leur valeur fiscale. Les principales composantes des actifs et passifs d'impôts reportés s'établissent comme suit :

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Passifs d'impôts reportés		
Immobilisations corporelles	(10 656)	(11 368)
Placements	(9 538)	(9 043)
Actifs réglementaires	(2 020)	(1 940)
Autres	(392)	(251)
Total des passifs d'impôts reportés	(22 606)	(22 602)
Actifs d'impôts reportés		
Instruments financiers	363	740
Pertes reportables vers l'avant ¹	823	1 272
Autres	2 075	2 088
Total des actifs d'impôts reportés	3 261	4 100
Moins la provision pour moins-value ²	(236)	(298)
Total des actifs d'impôts reportés, montant net	3 025	3 802
Passifs d'impôts reportés, montant net	(19 581)	(18 800)
Montants présentés comme suit :		
Total des actifs d'impôts reportés	701	796
Total des passifs d'impôts reportés	(20 282)	(19 596)
Passifs d'impôts reportés, montant net	(19 581)	(18 800)

¹ Aux 31 décembre 2025 et 2024, les montants représentent l'incidence fiscale associée à l'économie découlant des pertes fiscales reportables vers l'avant inutilisées au Canada de 1,5 G\$ et de 1,3 G\$, respectivement, qui commencent à expirer à compter de 2031, et aux États-Unis, de 2,0 G\$ et 4,2 G\$, respectivement, qui n'ont aucune date d'expiration.

² Une provision pour moins-value a été constituée au titre de certains reports en avant de pertes et de crédits, ainsi que d'écarts temporaires sur des placements d'origine externe qui viennent réduire les actifs d'impôts reportés à un montant dont la réalisation est plus probable qu'improbable.

Nous n'avons pas comptabilisé d'impôts reportés sur la différence entre la valeur comptable de la quasi-totalité de nos filiales étrangères et de leur assiette fiscale respective, car nous prévoyons réinvestir de manière permanente les bénéfices de ces filiales dans leurs activités. Par conséquent, ces investissements ne devraient pas donner lieu à des impôts sur les bénéfices dans un avenir prévisible. L'écart entre la valeur comptable de chaque investissement et son assiette fiscale découle en grande partie des bénéfices non répartis et de l'écart de change. Sur le plan pratique, il n'est pas possible de déterminer le passif d'impôts reportés qui s'applique à ces montants.

Enbridge et certaines de ses filiales sont assujetties à l'impôt au Canada, aux États-Unis et dans d'autres pays. Les principaux pays dans lesquels nous pouvons faire l'objet d'examens comprennent les États-Unis (au fédéral) et le Canada (au fédéral, en Alberta et au Québec). Nous pouvons encore être soumis à un examen par les autorités fiscales canadiennes pour les années d'imposition 2018 à 2025 et par les autorités fiscales américaines pour les années d'imposition 2022 à 2025. Pour l'heure, nous faisons l'objet d'un examen fiscal au Canada pour les années d'imposition 2019 à 2022. À l'heure actuelle, nous ne sommes l'objet d'aucun examen sur des questions fiscales dans les autres pays importants où nous sommes assujettis à l'impôt sur les bénéfices.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES PAYÉS

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Taux d'imposition fédéral du Canada	398	132	216
Taux d'imposition des provinces du Canada ¹	142	61	46
États-Unis	585	592	221
Hongrie	—	(2)	54
Suisse	68	76	38
Autres	14	2	3
Impôts sur les bénéfices payés en trésorerie	1 207	861	578

¹ Comprend l'impôt sur les bénéfices payé au gouvernement de l'Ontario, soit 46 M\$, 46 M\$ et 12 M\$ pour les exercices 2025, 2024 et 2023, respectivement.

ÉCONOMIES D'IMPÔTS NON COMPTABILISÉES

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	31	45
Diminutions brutes des positions fiscales de l'exercice antérieur	(30)	(2)
Variation des taux de change	(1)	4
Expiration du délai de prescription	—	(16)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	—	31

Nous comptabilisons des intérêts et des pénalités à payer en ce qui concerne les économies d'impôts non comptabilisées à titre de composante des impôts sur les bénéfices. Les intérêts et les pénalités compris dans les impôts sur les bénéfices des exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024 correspondent respectivement à des recouvrements de 6 M\$ et de 8 M\$. Aux 31 décembre 2025 et 2024, des intérêts et des pénalités à payer totalisant respectivement néant et 6 M\$ ont été comptabilisés.

25. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

RÉGIMES DE RETRAITE

Nous offrons à presque tous nos employés au Canada et aux États-Unis des régimes de retraite enregistrés à prestations déterminées et à cotisations déterminées contributifs et non contributifs. Les régimes de retraite canadiens offrent à nos employés canadiens des prestations déterminées et à cotisations déterminées. Les régimes de retraite américains offrent des prestations déterminées à l'intention des employés américains. Nous avons également des régimes de retraite supplémentaires non contributifs à prestations déterminées qui offrent des prestations de retraite non enregistrées à certains employés au Canada et aux États-Unis.

Régimes à prestations déterminées

En vertu des régimes à prestations déterminées, les prestations de retraite sont fondées sur le nombre d'années de service et la rémunération moyenne de fin de carrière de chaque participant. Certaines de ces prestations sont indexées en partie sur l'inflation après le départ à la retraite. Nos cotisations sont effectuées d'après des évaluations actuarielles indépendantes. Les cotisations des participants aux régimes à prestations déterminées contributifs sont calculées en fonction du salaire courant admissible de chaque participant.

Régimes à cotisations déterminées

Nos cotisations sont fondées sur le salaire courant admissible de chaque participant. Pour certains régimes à cotisations déterminées, nos cotisations sont également fondées sur l'âge et les années de service. Le coût des prestations au titre des régimes à cotisations déterminées correspond au montant des cotisations que nous devons verser.

Obligations au titre des prestations, actifs des régimes et situation de capitalisation

Le tableau qui suit indique l'évolution de l'obligation au titre des prestations projetées, de la juste valeur des actifs des régimes et des actifs ou passifs inscrits des régimes de retraite à prestations déterminées :

	Canada		États-Unis	
31 décembre	2025	2024	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées				
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	4 203	4 092	1 648	1 036
Coût des services	97	103	67	60
Coût financier	181	186	80	69
Cotisations des participants	33	32	—	—
(Gains) pertes actuariels ¹	(109)	—	37	(98)
Prestations versées	(205)	(210)	(105)	(100)
Virement entrant	—	—	6	569
Incidence de la fluctuation des taux de change	—	—	(79)	119
Autres	—	—	(8)	(7)
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice ²	4 200	4 203	1 646	1 648
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	5 000	4 528	2 194	1 052
Rendement réel des actifs des régimes	410	627	225	197
Cotisations versées par l'employeur	12	23	5	5
Cotisations des participants	33	32	—	—
Prestations versées	(205)	(210)	(105)	(100)
Virement entrant	—	—	6	900
Incidence de la fluctuation des taux de change	—	—	(106)	146
Autres	—	—	(7)	(6)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice ³	5 250	5 000	2 212	2 194
Situation de surcapitalisation à la fin de l'exercice	1 050	797	566	546
Montants présentés comme suit :				
Montants reportés et autres actifs	1 176	943	676	653
Autres passifs à court terme	(10)	(10)	(5)	(6)
Autres passifs à long terme	(116)	(136)	(105)	(101)
	1 050	797	566	546

1 Attribuable essentiellement à l'augmentation du taux d'actualisation et à la modification des hypothèses et des données des participants servant au calcul des obligations au titre des prestations.

2 L'obligation au titre des prestations constituées de nos régimes de retraite canadiens s'est établie à 3,9 G\$ aux 31 décembre 2025 et 2024. L'obligation au titre des prestations constituées de nos régimes de retraite américains s'est établie à 1,6 G\$ aux 31 décembre 2025 et 2024.

3 Des actifs de 21 M\$ (18 M\$ en 2024) et de 91 M\$ (80 M\$ en 2024) relatifs à nos obligations au titre de nos régimes de retraite supplémentaires non enregistrés canadiens et américains, respectivement, sont détenus dans des fiducies cédantes et des fiducies rabbi (Grantor Trusts et Rabbi Trusts) qui, conformément à la réglementation fiscale fédérale, ne sont pas protégées des créanciers. Ces actifs sont engagés pour le règlement futur des obligations au titre des prestations prises en compte dans la situation de sous-capitalisation à la fin de l'exercice, mais sont exclus des actifs des régimes aux fins comptables.

Certains de nos régimes de retraite ont des obligations au titre des prestations constituées excédant la juste valeur de leurs propres actifs. Pour ces régimes, les obligations au titre des prestations constituées et la juste valeur des actifs des régimes s'établissent comme suit :

	Canada		États-Unis	
31 décembre	2025	2024	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Obligation au titre des prestations constituées	116	404	109	107
Juste valeur des actifs des régimes	—	283	—	—

Certains de nos régimes de retraite ont des obligations au titre des prestations projetées excédant la juste valeur de leurs propres actifs. Pour ces régimes, les obligations au titre des prestations projetées et la juste valeur des actifs des régimes s'établissent comme suit :

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2025	2024	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Obligation au titre des prestations projetées	431	428	111	107
Juste valeur des actifs des régimes	306	283	—	—

Montant comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global

Les montants avant impôts dans le cumul des autres éléments du résultat global relatifs à nos régimes de retraite s'établissent comme suit :

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2025	2024	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Gains actuariels nets	(241)	(122)	(114)	(42)
Coût des services passés	—	—	6	5
Montant total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global ¹	(241)	(122)	(108)	(37)

¹ Ne comprend pas les montants liés aux écarts de conversion cumulatifs.

(Crédit) coût net des prestations et autres montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global

Les composantes du (crédit) coût net des prestations et des autres montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global avant impôts relativement à nos régimes de retraite s'établissent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	Canada			États-Unis		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Coût des services ¹	97	103	81	67	60	40
Coût financier ²	181	186	184	80	69	47
Rendement prévu des actifs des régimes ²	(345)	(304)	(271)	(169)	(131)	(77)
Amortissement/règlement des (gains) pertes actuariels nets ²	—	4	—	(7)	7	(4)
Amortissement/réduction des crédits pour les services passés ²	—	—	—	(1)	(4)	—
(Crédit) coût net relatif aux prestations	(67)	(11)	(6)	(30)	1	6
Coût au titre des régimes à cotisations déterminées	12	12	12	—	—	—
(Crédit) coût net des prestations comptabilisé en résultat	(55)	1	6	(30)	1	6
Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global :						
Reclassement de gains actuariels depuis les actifs réglementaires	—	—	—	(59)	—	—
Amortissement/règlement des gains actuariels nets	—	—	—	7	—	44
Amortissement/réduction des crédits pour les services passés	—	—	—	1	4	—
(Gains) pertes actuariels nets pour l'exercice	(119)	(173)	115	(20)	(116)	30
Montant total comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	(119)	(173)	115	(71)	(112)	34
Montant total comptabilisé dans le résultat global	(174)	(172)	121	(101)	(111)	40

¹ Comptabilisé au poste « Exploitation et administration » aux états consolidés des résultats.

² Comptabilisé au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

Hypothèses actuarielles

Les hypothèses moyennes pondérées ayant servi au calcul des obligations au titre des prestations projetées et du coût net des prestations de nos régimes de retraite s'établissent comme suit :

	Canada			États-Unis		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Obligations au titre des prestations projetées						
Taux d'actualisation	5,0 %	4,7 %	4,6 %	5,4 %	5,5 %	4,7 %
Taux d'augmentation des salaires	3,0 %	3,0 %	3,0 %	2,5 %	2,6 %	2,6 %
Taux d'intérêt créditeur des soldes en trésorerie	S. O.	S. O.	S. O.	4,7 %	4,0 %	4,5 %
Coût net des prestations						
Taux d'actualisation	4,7 %	4,6 %	5,3 %	5,5 %	4,8 %	4,9 %
Taux de rendement des actifs des régimes	7,0 %	6,8 %	6,5 %	8,2 %	7,3 %	7,4 %
Taux d'augmentation des salaires	3,0 %	3,0 %	2,9 %	2,6 %	2,8 %	2,8 %
Taux d'intérêt créditeur des soldes en trésorerie	S. O.	S. O.	S. O.	4,0 %	4,4 %	4,3 %

RÉGIMES D'AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Nous offrons des régimes d'ACR capitalisés et non capitalisés qui comprennent une garantie supplémentaire d'assurance maladie et d'assurance soins dentaires, une assurance vie de même que des comptes gestion-santé offerts aux employés retraités admissibles, en vertu de régimes à prestations déterminées non contributifs.

Obligations au titre des prestations, actifs des régimes et situation de capitalisation

Le tableau ci-après présente la variation de l'obligation cumulée au titre des ACR, la juste valeur des actifs des régimes et l'actif ou le passif inscrit au titre de nos régimes d'ACR à prestations déterminées :

	Canada		États-Unis	
31 décembre	2025	2024	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Variation de l'obligation cumulée au titre des avantages complémentaires de retraite				
Obligation cumulée au titre des ACR au début de l'exercice	210	228	177	129
Coût des services	2	3	3	3
Coût financier	8	10	8	7
Cotisations des participants	—	—	5	5
Gains actuariels ¹	(5)	(21)	(3)	(9)
Prestations versées	(10)	(10)	(19)	(20)
Virement entrant	—	—	—	46
Modifications apportées aux régimes	(12)	—	(5)	—
Variation des taux de change	—	—	(7)	16
Obligation cumulée au titre des ACR à la fin de l'exercice	193	210	159	177
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	—	—	278	187
Rendement réel des actifs des régimes	—	—	32	22
Cotisations de l'employeur	10	10	7	7
Cotisations des participants	—	—	5	5
Prestations versées	(10)	(10)	(19)	(20)
Virement entrant	—	—	—	55
Variation des taux de change	—	—	(14)	20
Autres	—	—	—	2
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	—	—	289	278
Situation de surcapitalisation (sous-capitalisation) à la fin de l'exercice	(193)	(210)	130	101
Montants présentés comme suit :				
Montants reportés et autres actifs	—	—	138	113
Autres passifs à court terme	(12)	(11)	—	—
Autres passifs à long terme	(181)	(199)	(8)	(12)
	(193)	(210)	130	101

¹ Attribuable essentiellement à l'augmentation du taux d'actualisation et à la modification des hypothèses et des données des participants servant au calcul des obligations au titre des prestations.

Certains de nos régimes d'ACR ont des obligations au titre des prestations constituées excédant la juste valeur de leurs propres actifs. Pour ces régimes, les obligations au titre des prestations constituées et la juste valeur des actifs des régimes s'établissent comme suit :

	Canada		États-Unis	
31 décembre	2025	2024	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Obligation au titre des prestations constituées	193	210	26	100
Juste valeur des actifs des régimes	—	—	19	88

Montant comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global

Les montants avant impôts du cumul des autres éléments du résultat global relatifs à nos régimes d'ACR s'établissent comme suit :

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2025	2024	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Gains actuariels nets	(98)	(99)	(109)	(103)
Crédits pour services passés	(10)	—	(9)	(16)
Montant total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global ¹	(108)	(99)	(118)	(119)

¹ Ne comprend pas les montants liés aux écarts de conversion cumulatifs.

(Crédit) coût net des prestations et autres montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global

Les composantes du (crédit) coût net des prestations et des autres montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global avant impôts relativement à nos régimes d'ACR s'établissent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	Canada			États-Unis		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Coût des services ¹	2	3	3	3	3	1
Coût financier ²	8	10	11	8	7	6
Rendement prévu des actifs des régimes ²	—	—	—	(17)	(15)	(11)
Amortissement/règlement des gains actuariels nets ²	(7)	(5)	(6)	(10)	(5)	(6)
Amortissement/réduction des crédits pour services passés ²	(2)	(1)	—	(12)	(6)	(8)
(Crédit) coût net relatif aux prestations comptabilisé en résultat	1	7	8	(28)	(16)	(18)
Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global :						
Reclassement de gains actuariels depuis les actifs réglementaires	—	—	—	(2)	—	—
Amortissement/règlement des gains actuariels nets	7	5	6	10	5	6
Amortissement/réduction des crédits pour services passés	2	1	—	12	6	8
(Gains) pertes actuariels nets pour l'exercice	(6)	(22)	13	(14)	(12)	—
Crédits pour services passés	(12)	—	—	(5)	—	—
Montant total comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	(9)	(16)	19	1	(1)	14
Montant total comptabilisé dans le résultat global	(8)	(9)	27	(27)	(17)	(4)

¹ Comptabilisé au poste « Exploitation et administration » aux états consolidés des résultats.

² Comptabilisé au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

Les hypothèses moyennes pondérées ayant servi au calcul des obligations cumulées au titre des ACR et du coût net des prestations de nos régimes d'ACR s'établissent comme suit :

	Canada			États-Unis		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Obligations cumulées au titre des ACR						
Taux d'actualisation	4,9 %	4,7 %	4,6 %	5,1 %	5,3 %	4,7 %
Coût net des prestations						
Taux d'actualisation	4,7 %	4,6 %	5,3 %	5,3 %	5,5 %	4,9 %
Taux de rendement des actifs des régimes	S. O.	S. O.	S. O.	6,6 %	6,7 %	5,9 %

Taux tendanciels hypothétiques du coût des soins de santé

Les taux hypothétiques pour le prochain exercice qui ont été retenus aux fins de l'évaluation du coût prévu des prestations sont les suivants :

	Canada		États-Unis ¹	
	2025	2024	2025	2024
Taux tendanciels hypothétiques du coût des soins de santé pour le prochain exercice	4,0 %	4,0 %	4,9 %	3,2 %
Taux auquel le taux tendanciel du coût est présumé diminuer (taux tendanciel final)	4,0 %	4,0 %	4,4 %	3,7 %
Exercice au cours duquel le taux tendanciel final sera atteint	S. O.	S. O.	2024-2048	2023-2046

¹ Par ailleurs, dans le cadre du compte de remboursement de soins de santé d'Enbridge Employee Services, Inc., le coût des soins de santé augmentera de 5,0 % tous les trois ans.

ACTIFS DES RÉGIMES

Nous gérons les risques liés aux placements de la caisse de retraite de nos régimes de retraite en établissant une politique à long terme de composition de l'actif pour chacun de nos régimes, laquelle tient compte des éléments suivants : i) la nature des passifs du régime de retraite; ii) l'horizon de placement du régime; iii) la continuité d'exploitation et l'état de solvabilité du régime ainsi que ses besoins de trésorerie; iv) notre environnement d'exploitation, notre situation financière et notre capacité à résister aux fluctuations des cotisations au régime; v) les perspectives économiques et celles des marchés financiers en ce qui concerne le rendement des investissements, la volatilité des rendements et la corrélation qui existe entre les actifs.

Le taux de rendement global attendu des actifs des régimes repose sur les cibles de répartition des actifs, et les rendements estimatifs, sur les prévisions à long terme.

Les cibles de répartition de l'actif et les grandes catégories d'actifs des régimes s'établissent comme suit :

Catégorie d'actifs	Canada			États-Unis		
	Répartition cible	31 décembre		Répartition cible	31 décembre	
		2025	2024		2025	2024
Titres de participation	46,3 %	42,4 %	39,1 %	43,3 %	46,0 %	44,8 %
Titres à revenu fixe	22,9 %	29,6 %	31,6 %	23,3 %	31,0 %	33,0 %
Placements non traditionnels ¹	30,8 %	28,0 %	29,3 %	33,4 %	23,0 %	22,2 %

¹ Les placements non traditionnels comprennent les placements dans des titres de créance et des titres de participation de sociétés fermées ainsi que dans des fonds du secteur des infrastructures et de l'immobilier. La valeur des fonds est fondée sur la valeur de l'actif net des fonds qui investissent directement dans les placements sous-jacents susmentionnés. La valeur des placements a été estimée au moyen des comptes de capital représentant la participation des régimes dans les fonds.

Régimes de retraite

Le tableau ci-après présente un sommaire de la juste valeur des actifs de nos régimes de retraite, selon chacun des niveaux de la hiérarchie des justes valeurs :

	Canada				États-Unis			
	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ²	Niveau 3 ³	Total	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ²	Niveau 3 ³	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>								
31 décembre 2025								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	203	—	—	203	35	—	—	35
Titres de participation ⁴								
Titres canadiens	—	59	—	59	—	—	—	—
Titres mondiaux	167	2 002	—	2 169	27	990	—	1 017
Titres à revenu fixe ⁴								
Titres gouvernementaux	—	606	—	606	—	219	—	219
Titres de sociétés	—	744	—	744	—	431	—	431
Placements non traditionnels ⁵	—	—	1 469	1 469	—	—	510	510
Total de l'actif des régimes de retraite à la juste valeur	370	3 411	1 469	5 250	62	1 640	510	2 212
31 décembre 2024								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	201	—	—	201	57	—	—	57
Titres de participation ⁴								
Titres canadiens	—	3	—	3	—	—	—	—
Titres mondiaux	134	1 817	—	1 951	27	954	—	981
Titres à revenu fixe ⁴								
Titres gouvernementaux	—	543	—	543	—	194	—	194
Titres de sociétés	—	838	—	838	—	474	—	474
Placements non traditionnels ⁵	—	—	1 464	1 464	—	—	488	488
Total de l'actif des régimes de retraite à la juste valeur	335	3 201	1 464	5 000	84	1 622	488	2 194

1 Le niveau 1 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des prix cotés sur un marché actif pour des actifs identiques.

2 Le niveau 2 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des données observables importantes.

3 Le niveau 3 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des données non observables importantes.

4 Les actifs des régimes de retraite comprennent des titres de participation et des titres à revenu fixe d'un montant de 67 M\$ (77 M\$ en 2024) détenus indirectement auprès d'apparentés.

5 Les placements non traditionnels comprennent les placements dans des titres de créance et des titres de participation de sociétés fermées ainsi que dans des fonds du secteur des infrastructures et de l'immobilier.

Les variations de la juste valeur nette des actifs des régimes de retraite dont l'évaluation est classée dans le niveau 3 dans la hiérarchie des justes valeurs s'établissent comme suit :

	Canada		États-Unis	
	2025	2024	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
31 décembre				
Solde au début de l'exercice	1 464	1 290	488	433
Gains (pertes) réalisés et latents	(9)	104	7	63
Acquisitions et règlements, montant net	14	70	15	(8)
Solde à la fin de l'exercice	1 469	1 464	510	488

Régimes d'ACR

Le tableau ci-après présente un sommaire de la juste valeur des actifs de nos régimes d'ACR capitalisés aux États-Unis, selon chacun des niveaux de la hiérarchie des justes valeurs :

	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ²	Niveau 3 ³	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
31 décembre 2025				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	11	—	—	11
Titres de participation				
Titres américains	—	56	—	56
Titres mondiaux	—	102	—	102
Titres à revenu fixe				
Titres gouvernementaux	65	7	—	72
Titres de sociétés	—	16	—	16
Placements non traditionnels ⁴	—	—	32	32
Total de l'actif des ACR à la juste valeur	76	181	32	289
31 décembre 2024				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4	—	—	4
Titres de participation				
Titres américains	—	52	—	52
Titres mondiaux	—	93	—	93
Titres à revenu fixe				
Titres gouvernementaux	71	6	—	77
Titres de sociétés	—	19	—	19
Placements non traditionnels ⁴	—	—	33	33
Total de l'actif des ACR à la juste valeur	75	170	33	278

1 Le niveau 1 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des prix cotés sur un marché actif pour des actifs identiques.

2 Le niveau 2 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des données observables importantes.

3 Le niveau 3 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des données non observables importantes.

4 Les placements non traditionnels comprennent les placements dans des titres de créance et des titres de participation de sociétés fermées ainsi que dans des fonds du secteur des infrastructures et de l'immobilier.

Les variations de la juste valeur nette des actifs des régimes d'ACR capitalisés aux États-Unis dont l'évaluation est classée dans le niveau 3 dans la hiérarchie des justes valeurs s'établissent comme suit :

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Solde au début de l'exercice	33	29
Gains (pertes) réalisés et latents	(1)	5
Acquisitions et règlements, montant net	—	(1)
Solde à la fin de l'exercice	32	33

PAIEMENTS PRÉVUS AU TITRE DES PRESTATIONS

Exercices clos les 31 décembre	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Régimes de retraite						
Canada	223	228	234	240	246	1 316
États-Unis	118	120	120	121	120	619
ACR						
Canada	12	12	12	12	12	64
États-Unis	14	14	14	14	14	64

COTISATIONS DE L'EMPLOYEUR PRÉVUES

En 2026, nous prévoyons cotiser environ 15 M\$ et 6 M\$, respectivement, aux régimes de retraite canadiens et américains, et 12 M\$ et 6 M\$, respectivement, aux régimes d'ACR canadiens et américains.

RÉGIMES D'ÉPARGNE-RETRAITE

En plus des régimes de retraite et d'ACR susmentionnés, nous offrons aux employés des régimes d'épargne-retraite à cotisations déterminées aux États-Unis. Les employés peuvent recevoir une cotisation de contrepartie équivalant à un certain pourcentage de leurs cotisations avant impôts, allant jusqu'à 6,0 % du salaire admissible par période de paie. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, le coût des cotisations de contrepartie de l'employeur avant impôts s'établissait à 39 M\$ (35 M\$ pour 2024 et 33 M\$ pour 2023).

26. CONTRATS DE LOCATION

PRENEUR

Nous engageons des charges au titre de contrats de location principalement à l'égard d'immeubles, de pipelines, d'installations de stockage et de matériel. Au 31 décembre 2025, la durée restante de ces contrats de location s'échelonnait de 1 mois à 40 ans.

Les charges liées aux contrats de location s'établissent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Coûts liés aux contrats de location-exploitation ¹	101	132	131
Coûts liés aux contrats de location-financement :			
Amortissement d'actifs au titre des droits d'utilisation ²	56	20	21
Intérêts sur passifs au titre de contrats de location ²	29	18	14

1 Montant comptabilisé au poste « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

2 L'amortissement d'actifs au titre des droits d'utilisation et les intérêts sur passifs au titre de contrats de location sont comptabilisés respectivement aux postes « Amortissement » et « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

Les informations supplémentaires relatives aux contrats de location s'établissent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Sorties de trésorerie relatives aux montants compris dans l'évaluation des passifs au titre de contrats de location			
Sorties de trésorerie liées aux activités d'exploitation – contrats de location-exploitation	102	128	129
Sorties de trésorerie liées aux activités d'exploitation – contrats de location-financement	25	13	2
Sorties de trésorerie liées aux activités de financement	54	13	17
Actifs au titre des droits d'utilisation obtenus en échange de passifs au titre de contrats de location			
Contrats de location-exploitation	164	258	67
Contrats de location-financement	148	2	250

Renseignements complémentaires sur les états de la situation financière

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf la durée et le taux d'actualisation)</i>		
Contrats de location-exploitation¹		
Actifs au titre de droits d'utilisation aux termes de contrats de location-exploitation, montant net ²	597	785
Passifs à court terme au titre de contrats de location-exploitation ³	79	121
Passifs à long terme au titre de contrats de location-exploitation ³	587	738
Total des passifs au titre de contrats de location-exploitation	666	859
Contrats de location-financement		
Actifs au titre de droits d'utilisation aux termes de contrats de location-financement, montant net ⁴	554	294
Passifs à court terme au titre de contrats de location-financement ⁵	46	16
Passifs à long terme au titre de contrats de location-financement ⁵	531	300
Total des passifs au titre de contrats de location-financement	577	316
Durée restante moyenne pondérée		
Contrats de location-exploitation	14 ans	14 ans
Contrats de location-financement	28 ans	31 ans
Taux d'actualisation moyen pondéré		
Contrats de location-exploitation	4,8 %	4,8 %
Contrats de location-financement	5,7 %	5,8 %

1 Les actifs au titre de droits d'utilisation de sociétés affiliées, les passifs à court terme et à long terme au titre de contrats de locations de sociétés affiliées au 31 décembre 2025 s'établissaient respectivement à 35 M\$ (42 M\$ au 31 décembre 2024), à 6 M\$ (6 M\$ au 31 décembre 2024) et à 30 M\$ (37 M\$ au 31 décembre 2024).

2 Les actifs au titre de droits d'utilisation relatifs aux contrats de location-exploitation sont inclus au poste « Montants reportés et autres actifs » des états consolidés de la situation financière.

3 Les passifs à court terme et à long terme au titre de contrats de location-exploitation sont inclus aux postes « Autres passifs à court terme » et « Autres passifs à long terme », respectivement, aux états consolidés de la situation financière.

4 Les actifs au titre de droits d'utilisation relatifs aux contrats de location-financement sont inclus au poste « Immobilisations corporelles, montant net » aux états consolidés de la situation financière.

5 Les passifs à court terme et à long terme au titre de contrats de location-financement sont inclus aux postes « Partie à court terme de la dette à long terme » et « Dette à long terme » aux états consolidés de la situation financière.

Au 31 décembre 2025, nos obligations au titre de contrats de location-exploitation et de location-financement avaient les échéances suivantes :

	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-financement
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
2026	103	75
2027	96	62
2028	84	54
2029	67	44
2030	58	36
Par la suite	535	991
Total des paiements locatifs non actualisés	943	1 262
Moins les intérêts implicites	(277)	(685)
Total	666	577

BAILLEUR

Nous recevons des produits au titre de contrats de location-exploitation se rapportant principalement à nos installations de stockage et de traitement de gaz naturel et de pétrole brut ainsi qu'à nos actifs de production d'énergie éolienne. Au 31 décembre 2025, la durée restante de ces contrats de location-exploitation s'échelonnait de huit mois à 26 ans.

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Produits tirés des contrats de location-exploitation	235	229	241
Produits locatifs variables	336	321	299
Total des produits locatifs ¹	571	550	540

¹ Les produits tirés de contrats de location sont comptabilisés au poste « Transport et autres services » aux états consolidés des résultats.

Le tableau suivant présente les paiements locatifs futurs au titre de contrats de location-exploitation et de location-vente dans le cadre desquels nous sommes le bailleur, au 31 décembre 2025 :

	Contrats de location-exploitation	Contrats de location-vente
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
2026	211	117
2027	194	4
2028	190	5
2029	190	5
2030	175	5
Par la suite	1 221	187
Total des paiements locatifs futurs	2 181	323

27. AUTRES PRODUITS (CHARGES)

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Gain (perte) de change réalisé	(428)	121	(129)
Gain (perte) de change latent	1 136	(2 199)	821
Crédit au titre des prestations déterminées et des ACR, montant net	293	188	135
Autres	633	564	397
	1 634	(1 326)	1 224

28. VARIATION DE L'ACTIF ET DU PASSIF D'EXPLOITATION

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Comptes clients et produits non facturés	(516)	(1 638)	1 125
Montants à recevoir de sociétés affiliées	(3)	(23)	18
Stocks	(166)	177	763
Autres actifs à court et à long terme	(89)	(426)	1 301
Comptes fournisseurs et charges à payer	361	1 383	(1 542)
Montants à payer à des sociétés affiliées	22	(8)	(66)
Intérêts à payer	(54)	157	199
Autres passifs à court et à long terme	(960)	245	513
	(1 405)	(133)	2 311

29. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations entre apparentés sont réalisées dans le cours normal des activités et, sauf indication contraire, sont mesurées à la valeur d'échange, ce qui correspond au montant de la contrepartie établi et convenu par les apparentés.

Nous fournissons des services de transport à plusieurs satellites sous influence notable que nous comptabilisons au poste « Transport et autres services » dans les produits. Nous procédons également à des achats de gaz naturel et de pétrole brut auprès de plusieurs de nos satellites sous influence notable, qui sont comptabilisés dans les coûts des marchandises. Nous concluons des contrats de services de transport garanti pour répondre à nos besoins annuels d'approvisionnement en gaz naturel, et ces contrats sont comptabilisés dans les coûts liés à la distribution de gaz.

Les opérations avec des satellites sous influence notable se présentent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Transport et autres services	197	181	169
Exploitation et administration ¹	615	637	625
Coûts des marchandises	38	22	63
Coûts liés à la distribution de gaz	149	147	140

¹ Pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023, nos charges d'exploitation et d'administration attribuables au réseau de pétrole brut Seaway se sont établies respectivement à 621 M\$, à 650 M\$ et à 632 M\$. Ces coûts découlent de contrats d'exploitation dans le cadre desquels nous utilisons la capacité des actifs du réseau de pétrole brut Seaway aux fins des activités de notre secteur Oléoducs.

Pour plus de détails sur les accords de garantie conclus avec des apparentés, se reporter à la note 12 – Entités à détenteurs de droits variables et à la note 31 – Garanties.

EMPRUNT AUPRÈS D'UNE SOCIÉTÉ AFFILIÉE

L'emprunt suivant contracté auprès d'une société affiliée est régi par des accords de prêt officiels :

31 décembre	2025	2024
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
EIH S.à r.l. ¹	228	172

¹ Cet emprunt est libellé en euros. Au 31 décembre 2025, le solde en cours de cet emprunt à vue s'établissait à 141 M€ (116 M€ en 2024). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, nous avons prélevé un montant de 25 M€ sur cet emprunt à vue. Cet emprunt à vue porte intérêt au taux de 3,10 %. Ces montants sont inscrits au poste « Autres passifs à court terme » aux états consolidés de la situation financière.

30. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

ENGAGEMENTS

Au 31 décembre 2025, nous avons les engagements suivants :

	Total	Moins de 1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	Par la suite
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Achat de services, de canalisations, d'autres matériaux, y compris du matériel de transport ¹	16 968	6 939	2 524	2 163	1 525	875	2 942
Contrats d'entretien ²	414	53	54	35	36	35	201
Engagements relatifs aux droits de passage ³	902	44	45	49	45	45	674
Total	18 284	7 036	2 623	2 247	1 606	955	3 817

¹ Comprend les engagements en capital et les engagements d'exploitation. Se compose essentiellement de paiements de capacité ferme nous permettant d'avoir un accès ferme ininterrompu aux contrats de transport et de stockage de gaz naturel et de pétrole brut; obligations contractuelles d'acheter des quantités physiques de gaz naturel; engagements d'achat d'électricité.

² Se compose essentiellement de contrats de services d'entretien pour nos actifs d'énergie éolienne et solaire.

³ Nos obligations au titre de nos droits de passage consistent essentiellement en des contrats non locatifs qui existaient au moment de l'adoption de la norme Topic 842 portant sur les contrats de location, moment auquel nous avons choisi d'appliquer une mesure de simplification nous permettant de maintenir le traitement historique.

QUESTIONS RELATIVES À L'ENVIRONNEMENT

Nous sommes assujettis à diverses lois fédérales, provinciales ou étatiques et régionales au Canada et aux États-Unis relatives à la protection de l'environnement. Ces lois et règlements peuvent varier de temps à autre et ainsi nous imposer de nouvelles obligations.

Le risque environnemental est inhérent à l'exploitation de pipelines d'hydrocarbure liquide et de gaz naturel. Enbridge et ses sociétés affiliées sont parfois tenues de procéder à des travaux de remise en état de l'environnement à différents sites où elles sont présentes. Nous gérons ce risque environnemental au moyen de politiques, de programmes et de pratiques appropriés en matière d'environnement afin de réduire au minimum l'éventuel impact environnemental de nos activités. S'il nous était impossible de recouvrer auprès des assurances ou de toute partie responsable le paiement de passifs environnementaux, nous serions tenus de payer les coûts découlant d'incidents environnementaux associés à nos activités d'exploitation.

AUTRES LITIGES

Nos filiales et nous faisons l'objet de diverses autres poursuites et procédures judiciaires et réglementaires qui se produisent dans le cours normal des activités, notamment des interventions dans le cadre des instances réglementaires ainsi que des contestations des approbations réglementaires et des permis. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude le dénouement de ces poursuites et procédures, la direction est d'avis qu'il n'y aura pas de répercussions importantes sur notre situation financière consolidée ni sur nos résultats d'exploitation consolidés.

ASSURANCE

Nous souscrivons une protection d'assurance qui nous couvre ainsi que nos filiales et certaines de nos sociétés affiliées afin d'atténuer une certaine partie de nos risques. Cependant, les risques ne sont pas tous assurables ou assurés par nous. Nous assurons nous-mêmes une part importante de certains risques par le biais de notre filiale qui est une société d'assurance captive entièrement détenue, ce qui nécessite l'utilisation de certaines hypothèses et le recours au jugement de la direction au sujet de la fréquence et de la gravité des sinistres, de l'évolution des sinistres et des pratiques de règlement ainsi que de la sélection de pertes estimées déterminées au moyen de diverses méthodes. Nos garanties d'assurance sont également assujetties à des modalités, à des exclusions et à des franchises importantes ou à des montants autoassurés qui peuvent réduire ou éliminer la garantie dans certaines circonstances.

Nos polices d'assurance sont généralement renouvelées chaque année, et les primes, les modalités, les limites de la police ou les franchises peuvent varier considérablement en fonction de facteurs comme les conditions du marché. Nous ne pouvons pas garantir que nous serons en mesure de maintenir une assurance adéquate à l'avenir à des taux ou à d'autres conditions que nous jugeons raisonnables sur le plan commercial. Dans ce cas, nous pouvons décider d'assurer nous-mêmes les risques supplémentaires.

Dans l'éventualité peu probable qu'il se produise plusieurs sinistres assurables qui dépassent la protection maximale pendant la même période couverte par les assurances, la protection d'assurance totale sera répartie entre nos entités de manière équitable en fonction d'un accord de répartition des protections d'assurance conclu entre nos filiales et nous.

31. GARANTIES

Dans le cours normal de nos activités, nous pouvons conclure diverses ententes qui procurent des indemnités à des tiers et à des sociétés affiliées. Nous pouvons également être partie à des ententes avec des filiales, des entités en propriété conjointe ou des entités non consolidées telles que les entités consolidées à la valeur de consolidation ou avec des entités régies par d'autres types d'ententes de propriété nécessitant que nous fournissions des garanties financières et de bonne fin. Les garanties financières comprennent des lettres de garantie, des garanties à l'égard de dettes, des cautionnements et des engagements d'indemnisation. À divers degrés, ces accords de garantie mettent en jeu des éléments de risque d'inexécution et de risque de crédit qui ne figurent pas dans nos états consolidés de la situation financière. Les garanties de bonne fin exigent que nous versions un montant à un tiers si l'entité visée par cette garantie ne remplit pas ses obligations contractuelles, telles que des accords d'emprunt ou des contrats d'achat ou de vente ainsi que des contrats de construction ou des baux.

Nous pouvons conclure ces ententes afin de faciliter les transactions commerciales avec des tiers. Des exemples de telles situations comprennent les cas où des indemnités doivent être versées à des contreparties en vertu de contrats de vente d'actifs ou d'entreprises lorsqu'il s'agit notamment de violations de déclarations, de garanties ou de clauses restrictives, de pertes ou de dommages à un bien, d'obligations relatives à l'environnement et de litiges ou de passifs éventuels. Nous pouvons indemniser des tiers à l'égard de certains passifs relatifs à des obligations environnementales découlant d'activités ayant eu lieu avant l'acquisition ou le transfert de certains actifs et de certaines participations. De même, dans le cadre de la vente d'actifs, nous pouvons verser une indemnité à l'acheteur à l'égard de certains passifs d'impôts générés alors que nous détenions ces actifs, à l'égard d'information fausse ou trompeuse relativement aux impôts occasionnant une perte pour l'acheteur ou à l'égard de certains autres passifs d'impôts liés à ces actifs.

La probabilité que nous ayons à nous acquitter des obligations en vertu de ces garanties et indemnisations dépend principalement de l'exploitation future de diverses filiales, des entités émettrices et des tiers ou de l'occurrence de certains événements futurs. Nous ne sommes pas en mesure de déterminer de manière raisonnable les montants maximaux totaux que nous pourrions devoir payer à de tierces parties et à des sociétés affiliées en vertu d'ententes comme celles susmentionnées. Par contre, par le passé, nous n'avons versé aucun montant important à titre de garantie ou d'indemnités. Bien que ces ententes prévoient des limites quant à l'ampleur des risques potentiels ou à la durée des obligations de garantie ou d'indemnisation, certaines circonstances font en sorte que le montant et la durée ne comportent aucune limite. Au 31 décembre 2025, les garanties et indemnisations n'avaient pas eu d'incidence significative sur notre situation financière ou l'évolution de celle-ci, notre bénéfice, notre liquidité, nos dépenses en immobilisations ou nos ressources en capital, et il est raisonnable de croire qu'elles n'en auront pas.

Pour plus de détails sur les accords de garantie conclus avec des apparentés, se reporter à la *note 12 – Entités à détenteurs de droits variables* et à la *note 29 – Opérations entre apparentés*.

32. INFORMATION FINANCIÈRE TRIMESTRIELLE (NON AUDITÉ)

	T1	T2	T3	T4	Total
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>					
2025					
Produits d'exploitation	18 502	14 876	14 639	17 177	65 194
Bénéfice d'exploitation	3 672	2 289	2 271	2 726	10 958
Bénéfice	2 490	2 321	847	2 131	7 789
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	2 364	2 279	788	2 060	7 491
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	2 261	2 177	682	1 952	7 072
Résultat par action ordinaire					
De base	1,04	1,00	0,30	0,89	3,23
Dilué	1,03	1,00	0,30	0,89	3,22
2024					
Produits d'exploitation	11 038	11 336	14 882	16 217	53 473
Bénéfice d'exploitation	2 711	2 273	2 218	2 447	9 649
Bénéfice	1 565	2 001	1 447	618	5 631
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	1 512	1 943	1 391	595	5 441
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 419	1 848	1 293	493	5 053
Résultat par action ordinaire					
De base	0,67	0,86	0,59	0,23	2,34
Dilué	0,67	0,86	0,59	0,23	2,34