

HYDRO ONE INC. RAPPORT DE GESTION

Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2025 et 2024

Le présent rapport de gestion doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités et les notes y afférentes (les « états financiers consolidés ») de Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « Société ») pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024. Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») des États-Unis. Toutes les informations financières paraissant dans le présent rapport de gestion sont présentées en dollars canadiens, sauf indication contraire.

La Société a préparé le présent rapport de gestion conformément au *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue* des Autorités canadiennes en valeurs mobilières. Aux termes du régime d'information multinational conclu entre les États-Unis et le Canada, la Société a le droit de préparer le présent rapport de gestion conformément aux obligations d'information des lois et règlements sur les valeurs mobilières du Canada, qui peuvent être différentes de celles des États-Unis. L'information paraissant dans le présent rapport de gestion au 30 septembre 2025 et pour le trimestre et la période de neuf mois clos à cette date est fondée sur l'information dont dispose la direction au 12 novembre 2025.

POINTS SAILLANTS FINANCIERS CONSOLIDÉS ET STATISTIQUES

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2025	2024	Variation	2025	2024	Variation
Produits	2 286	2 181	4,8 %	6 739	6 358	6,0 %
Achats d'électricité	1 080	1 047	3,2 %	3 199	3 083	3,8 %
Produits, déduction faite des achats d'électricité ¹	1 206	1 134	6,3 %	3 540	3 275	8,1 %
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	283	283	— %	910	903	0,8 %
Amortissement et coûts de retrait d'actifs	270	261	3,4 %	816	772	5,7 %
Charges de financement	171	154	11,0 %	498	456	9,2 %
Charge d'impôts sur le bénéfice	61	59	3,4 %	194	169	14,8 %
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One	424	374	13,4 %	1 120	967	15,8 %
Résultat de base et dilué par action ordinaire	2 981 \$	2 629 \$	13,4 %	7 874 \$	6 798 \$	15,8 %
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	702	616	14,0 %	1 816	1 897	(4,3) %
Fonds provenant des activités d'exploitation (FPAE) ¹	677	640	5,8 %	1 976	1 762	12,1 %
FPAE annualisés sur la dette nette ¹	13,9 %	13,7 %	0,2 %	13,9 %	13,7 %	0,2 %
Investissements en capital	776	770	0,8 %	2 417	2 256	7,1 %
Actifs mis en service	574	593	(3,2) %	1 577	1 352	16,6 %
Transport : Moyenne mensuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW)	23 080	22 694	1,7 %	21 699	21 080	2,9 %
Distribution : Électricité distribuée aux clients de Hydro One (GWh)	7 937	7 691	3,2 %	24 492	23 274	5,2 %
				30 septembre 2025	31 décembre 2024	
Aux						
Ratio de la dette nette sur la structure du capital ¹				58,1 %	57,2 %	

¹ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

VUE D'ENSEMBLE

L'entreprise de transport de la Société est formée d'un réseau de transport d'électricité exploité par ses filiales, notamment Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks »), Hydro One Sault Ste. Marie LP, une participation d'environ 80 % (100 % en 2024) dans Chatham x Lakeshore Limited Partnership (« CLLP »), une participation d'environ 66 % dans B2M Limited Partnership (« B2M LP »), et une participation d'environ 55 % dans Niagara Reinforcement Limited Partnership (« NRLP »). L'entreprise de transport comprend également la participation minoritaire d'environ 48 % de Hydro One Networks dans East-West Tie Limited Partnership (« EWT LP ») (se reporter à la rubrique « Autres événements – EWT LP »).

L'entreprise de distribution de Hydro One est formée d'un réseau de distribution d'électricité exploité par ses filiales Hydro One Networks et Hydro One Remote Communities Inc. (« Hydro One Remotes »).

Le secteur Autres activités englobe certaines activités du siège social, et n'est pas une entreprise à tarifs réglementés.

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DE GESTION (suite)
Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2025 et 2024

Pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2025 et 2024, les secteurs d'activité de Hydro One représentaient la proportion suivante des produits totaux de la Société :

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	2025	2024
Transport	29 %	28 %
Distribution	71 %	72 %

Après les ajustements au titre du recouvrement des coûts liés aux achats d'électricité, les secteurs d'activité de Hydro One représentaient la proportion suivante des produits totaux de la Société, déduction faite des achats d'électricité¹, pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2025 et 2024 :

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	2025	2024
Transport	55 %	54 %
Distribution	45 %	46 %

Au 30 septembre 2025 et au 31 décembre 2024, les secteurs d'activité de Hydro One représentaient la proportion suivante de l'actif total de la Société :

Aux	30 septembre 2025	31 décembre 2024
Transport	60 %	59 %
Distribution	38 %	38 %
Autres activités	2 %	3 %

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Bénéfice net

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 s'est établi à 424 millions de dollars, en hausse de 50 millions de dollars, ou de 13,4 %, par rapport au trimestre correspondant de 2024. Les facteurs importants ayant influé sur la variation du bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire comprennent notamment :

- la hausse des produits, déduction faite des achats d'électricité¹, qui s'explique surtout par l'augmentation des produits tirés de la distribution et du transport découlant des tarifs pour 2025 approuvés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »), et par une demande de pointe moyenne mensuelle plus élevée.
- la hausse de l'amortissement et des coûts de retrait d'actifs, qui est en grande partie attribuable à l'amortissement plus élevé lié à la croissance des immobilisations, facteur en partie compensé par les coûts de retrait d'actifs moins importants qu'à l'exercice précédent.
- les charges de financement plus élevées en raison de la hausse de l'encours de la dette à long terme, facteur en partie compensé par le montant supérieur des intérêts capitalisés.
- une charge d'impôts sur le bénéfice plus importante qui s'explique surtout par le résultat avant impôt plus élevé, facteur en partie compensé par l'augmentation des écarts temporaires déductibles.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 s'est établi à 1 120 millions de dollars, en hausse de 153 millions de dollars, ou de 15,8 %, par rapport à la même période en 2024. Les résultats depuis le début de l'exercice ont été influencés par des facteurs semblables à ceux susmentionnés et par la plus forte consommation d'énergie.

¹ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Produits

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2025	2024	Variation	2025	2024	Variation
Transport	681	630	8,1 %	1 939	1 766	9,8 %
Distribution	1 605	1 551	3,5 %	4 800	4 592	4,5 %
Total des produits	2 286	2 181	4,8 %	6 739	6 358	6,0 %
Transport	681	630	8,1 %	1 939	1 766	9,8 %
Produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité ¹	525	504	4,2 %	1 601	1 509	6,1 %
Total des produits, déduction faite des achats d'électricité¹	1 206	1 134	6,3 %	3 540	3 275	8,1 %
Transport : Moyenne mensuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW)	23 080	22 694	1,7 %	21 699	21 080	2,9 %
Distribution : Électricité distribuée aux clients de Hydro One (GWh)	7 937	7 691	3,2 %	24 492	23 274	5,2 %

¹ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Produits tirés du transport

Les produits tirés du transport ont augmenté de 8,1 % comparativement au trimestre clos le 30 septembre 2024, sous l'effet principalement des facteurs suivants :

- la demande de pointe moyenne mensuelle plus élevée;
- la hausse des produits attribuable aux tarifs pour 2025 approuvés par la CEO;
- les produits de CLLP par suite de la mise en service de la ligne de transport au quatrième trimestre de 2024.

Les produits tirés du transport ont augmenté de 9,8 % comparativement à la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, essentiellement en raison de facteurs semblables à ceux susmentionnés.

Produits tirés de la distribution

Les produits tirés de la distribution ont augmenté de 3,5 % comparativement au trimestre clos le 30 septembre 2024, principalement sous l'effet des facteurs suivants :

- la hausse des coûts liés aux achats d'électricité qui sont entièrement recouverts auprès des contribuables, ayant un effet neutre sur le bénéfice net;
- la hausse des produits attribuable aux tarifs pour 2025 approuvés par la CEO;
- l'augmentation des revenus externes du fait du recouvrement de coûts engagés au nom de tiers en lien avec des tempêtes, qui sont compensés par une hausse correspondante des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration et ont ainsi un effet neutre sur le bénéfice net.

Les produits tirés de la distribution ont augmenté de 4,5 % comparativement à la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, essentiellement sous l'effet de facteurs semblables à ceux susmentionnés et de la plus forte consommation d'énergie.

Les produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité² ont augmenté de 4,2 % et de 6,1 % par rapport au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, en grande partie en raison des facteurs susmentionnés.

² Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2025	2024	Variation	2025	2024	Variation
Transport	112	119	(5,9) %	379	362	4,7 %
Distribution	165	156	5,8 %	511	521	(1,9) %
Autres activités	6	8	(25,0) %	20	20	— %
	283	283	— %	910	903	0,8 %

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées au transport

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées au transport ont diminué de 5,9 % par rapport au trimestre clos le 30 septembre 2024, principalement en raison des facteurs suivants :

- la baisse des dépenses liées aux programmes de travaux, notamment en lien avec la gestion de la végétation; facteur compensé en partie par :
- l'augmentation des charges de soutien du siège social.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées au transport ont augmenté de 4,7 % par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation des charges de soutien du siège social;
- le produit d'assurance plus faible reçu au deuxième trimestre qu'au cours de l'exercice précédent; facteurs en partie compensés par :
- la baisse des dépenses liées aux programmes de travaux, notamment en lien avec la gestion de la végétation.

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à la distribution

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à la distribution ont augmenté de 5,8 % par rapport au trimestre clos le 30 septembre 2024, essentiellement en raison des facteurs suivants :

- la hausse des charges de soutien du siège social du fait de la diminution des coûts indirects capitalisés;
- l'augmentation des créances douteuses;
- les coûts liés à la tempête de mars, lesquels ont été recouverts auprès de tiers et sont compensés dans les produits, ayant ainsi un effet neutre sur le bénéfice net; facteurs en partie compensés par :
- la baisse des dépenses liées aux programmes de travaux, surtout en lien avec la gestion de la végétation.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à la distribution ont reculé de 1,9 % par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, principalement en raison des facteurs suivants :

- la baisse des dépenses liées aux programmes de travaux, surtout en lien avec la gestion de la végétation;
- les coûts moindres de carburant de Hydro One Remotes, qui sont entièrement compensés par les produits, et ont ainsi un effet neutre sur le bénéfice net; facteurs en partie contrebalancés par :
- les coûts liés à la tempête de mars, lesquels ont été recouverts auprès de tiers et sont compensés dans les produits, ayant ainsi un effet neutre sur le bénéfice net;
- la hausse des charges de soutien du siège social du fait de la diminution des coûts indirects capitalisés.

Amortissement et coûts de retrait d'actifs

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, la charge d'amortissement et les coûts de retrait d'actifs ont progressé de 9 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2024, essentiellement du fait de la croissance des immobilisations à mesure que la Société poursuit la mise en service de nouveaux actifs, facteur compensé en partie par des coûts de retrait d'actifs moins élevés.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la charge d'amortissement et les coûts de retrait d'actifs ont progressé de 44 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2024, essentiellement du fait de la croissance des immobilisations à mesure que la Société poursuit la mise en service de nouveaux actifs et des coûts de retrait d'actifs plus élevés découlant des efforts de rétablissement du courant après tempête au deuxième trimestre de 2025, facteur compensé en partie par l'amortissement moindre des actifs réglementaires.

Charges de financement

La hausse de 17 millions de dollars et de 42 millions de dollars des charges de financement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, respectivement, est essentiellement attribuable à l'augmentation de l'encours de la dette à long terme et à des taux d'intérêt moyens pondérés plus élevés, ce qui a été en partie compensé par les intérêts capitalisés plus élevés.

Charge d'impôts sur le bénéfice

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, la charge d'impôts sur le bénéfice a totalisé 61 millions de dollars, contre 59 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2024. La hausse de 2 millions de dollars d'un exercice à l'autre est surtout attribuable à ce qui suit :

- le résultat avant impôt plus élevé; facteur en partie compensé par :
- la hausse des écarts temporaires déductibles en regard de l'exercice précédent.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la charge d'impôts sur le bénéfice a totalisé 194 millions de dollars, contre 169 millions de dollars pour la période correspondante de 2024. La hausse de 25 millions de dollars sur un an de la charge d'impôts sur le bénéfice est surtout attribuable à des facteurs semblables à ceux susmentionnés.

Le taux d'imposition effectif de la Société s'est établi à environ 12,5 % et 14,7 % pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, respectivement, contre environ 13,5 % et 14,8 % pour les périodes correspondantes de 2024. La baisse de 1,0 % et de 0,1 % du taux d'imposition effectif, respectivement, s'explique essentiellement par les facteurs susmentionnés.

CAPITAL-ACTIONS

Hydro One est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires. Le montant et la date de versement des dividendes à payer par Hydro One sont laissés à la discrétion du conseil d'administration de Hydro One (le « conseil ») et sont établis en fonction des résultats d'exploitation, du maintien de la structure du capital réglementaire réputée, de la situation financière de la Société et des besoins de trésorerie prévus, du respect de critères de solvabilité imposés par les lois sur les sociétés en matière de déclaration et de versement de dividendes, ainsi que d'autres facteurs que le conseil peut juger pertinents. Au 12 novembre 2025, 142 239 actions ordinaires de Hydro One étaient émises et en circulation.

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées, lesquelles peuvent être émises en séries. Au 12 novembre 2025, aucune action privilégiée n'était émise et en circulation.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION TRIMESTRIELS

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf le résultat par action ordinaire et le ratio)	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023
Produits	2 286	2 056	2 397	2 089	2 181	2 019	2 158	1 966
Achats d'électricité	1 080	899	1 220	1 060	1 047	940	1 096	990
Produits, déduction faite des achats d'électricité ¹	1 206	1 157	1 177	1 029	1 134	1 079	1 062	976
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire	424	334	362	207	374	296	297	181
Résultat de base et dilué par action ordinaire	2 981 \$	2 348 \$	2 545 \$	1 455 \$	2 629 \$	2 081 \$	2 088 \$	1 273 \$
Ratio de couverture par le bénéfice ¹	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9

¹ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Les variations des produits et du bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire d'un trimestre à l'autre sont principalement dues à l'incidence des conditions météorologiques saisonnières sur la demande des clients et sur les prix ayant cours sur le marché, ainsi qu'au calendrier des décisions réglementaires.

INVESTISSEMENTS EN CAPITAL

La Société fait des investissements en capital dans le but de maintenir la sécurité, la fiabilité et l'intégrité de ses actifs des réseaux de transport et de distribution et d'en assurer l'élargissement et la modernisation constants nécessaires pour répondre aux besoins croissants et changeants de ses clients et du marché de l'électricité. Pour ce faire, elle fait des investissements de maintien, qui sont requis pour soutenir l'exploitation continue des actifs existants de Hydro One, et des investissements de développement, qui sont requis pour faire des ajouts à ses actifs existants et réaliser des projets d'envergure, comme de nouvelles lignes de transport et de nouveaux postes de transport.

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DE GESTION (suite)
Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2025 et 2024

Actifs mis en service

Le tableau ci-dessous présente les actifs de Hydro One mis en service au cours des trimestres et des périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2025 et 2024 :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2025	2024	Variation	2025	2024	Variation
Transport	256	323	(20,7) %	590	677	(12,9) %
Distribution	318	270	17,8 %	987	675	46,2 %
Total des actifs mis en service	574	593	(3,2) %	1 577	1 352	16,6 %

Actifs de transport mis en service

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les actifs de transport mis en service ont diminué de 67 millions de dollars, ou de 20,7 %, par rapport au trimestre correspondant de 2024, essentiellement en raison des facteurs suivants :

- le calendrier des actifs mis en service en lien avec des travaux de remise à neuf de postes et de remplacements, notamment aux postes de transport Middleport, Cherrywood et Lennox;
- le projet de raccordement de clients au poste de transport Windsor NextStar;
- les investissements mis en service en lien avec le système de gestion du réseau; facteurs en partie compensés par :
- les actifs mis en service à Sault Ste. Marie en lien avec le disjoncteur Sault n° 3.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les actifs de transport mis en service ont baissé de 87 millions de dollars, ou de 12,9 %, par rapport à la période correspondante de 2024, essentiellement en raison de facteurs semblables à ceux susmentionnés et du volume moindre de travaux de remise à neuf de lignes, facteurs qui ont été en partie compensés par les investissements mis en service au poste de transport South Middle Road et les investissements mis en service à l'entrepôt de distribution Orillia.

Actifs de distribution mis en service

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les actifs de distribution mis en service ont progressé de 48 millions de dollars, ou de 17,8 %, par rapport au trimestre correspondant de 2024, essentiellement en raison des facteurs suivants :

- les actifs mis en service en lien avec le système d'infrastructure de compteurs avancés 2.0;
- le calendrier des investissements mis en service en lien avec des projets de renforcement des capacités du système; facteurs en partie compensés par :
- le volume moindre de remplacement de poteaux en bois;
- le volume inférieur de raccordements de clients;
- le calendrier des investissements mis en service en lien avec des initiatives liées aux technologies de l'information.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les actifs de distribution mis en service ont augmenté de 312 millions de dollars, ou de 46,2 %, par rapport à la période correspondante de 2024, essentiellement en raison de facteurs semblables à ceux susmentionnés, mais aussi en raison du volume plus élevé de remplacements d'actifs des suites d'une tempête ainsi que des investissements mis en service à l'entrepôt de distribution Orillia et au centre d'exploitation Orillia.

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DE GESTION (suite)
Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2025 et 2024

Investissements en capital

Le tableau ci-dessous présente les investissements en capital de Hydro One pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2025 et 2024 :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2025	2024	Variation	2025	2024	Variation
Transport						
Maintien	293	338	(13,3) %	842	941	(10,5) %
Développement	187	104	79,8 %	557	353	57,8 %
Autres	39	19	105,3 %	69	90	(23,3) %
	519	461	12,6 %	1 468	1 384	6,1 %
Distribution						
Maintien	124	136	(8,8) %	564	402	40,3 %
Développement	107	145	(26,2) %	303	383	(20,9) %
Autres	26	28	(7,1) %	82	87	(5,7) %
	257	309	(16,8) %	949	872	8,8 %
Total des investissements en capital	776	770	0,8 %	2 417	2 256	7,1 %

Investissements en capital liés au transport

Pour le troisième trimestre de 2025, les investissements en capital liés au transport ont augmenté de 58 millions de dollars, ou de 12,6 %, par rapport au trimestre correspondant de 2024, surtout en raison des facteurs suivants :

- les investissements dans les projets de lignes de transport Waasigan et St. Clair; facteur en partie compensé par :
- les investissements dans l'entrepôt de distribution Orillia.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les investissements en capital liés au transport ont augmenté de 84 millions de dollars, ou de 6,1 %, par rapport à la période correspondante de 2024, essentiellement en raison de facteurs semblables à ceux susmentionnés, en partie compensés par le volume inférieur de travaux de remise à neuf de postes et de remplacement d'équipement, la diminution du volume de remplacement de lignes de transport et de poteaux en bois et la baisse des dépenses liées aux importants projets de développement.

Investissements en capital liés à la distribution

Pour le troisième trimestre de 2025, les investissements en capital liés à la distribution ont reculé de 52 millions de dollars, ou de 16,8 %, par rapport au trimestre correspondant de 2024, surtout en raison des facteurs qui suivent :

- le volume moindre de remplacement de poteaux en bois;
- la baisse des dépenses liées à des projets de renforcement des capacités du système;
- les investissements dans le centre d'exploitation Orillia, le centre d'exploitation Orleans et l'entrepôt de distribution Orillia;
- le volume inférieur de raccordements de clients; facteurs en partie compensés par :
- les investissements dans l'initiative d'accès à l'Internet à haut débit de l'Ontario.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les investissements en capital liés à la distribution ont augmenté de 77 millions de dollars, ou de 8,8 %, par rapport à la période correspondante de 2024, surtout en raison des facteurs qui suivent :

- la hausse des dépenses liées au remplacement d'actifs des suites de tempêtes;
- les investissements dans l'initiative d'accès à l'Internet à haut débit de l'Ontario; facteurs en partie compensés par :
- le volume moindre de remplacement de poteaux en bois;
- la baisse des dépenses liées à des projets de renforcement des capacités du système;
- les investissements dans le centre d'exploitation Orillia, le centre d'exploitation Orleans et l'entrepôt de distribution Orillia;
- la baisse des dépenses liées aux raccordements de clients.

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DE GESTION (suite)
Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2025 et 2024

Projets importants d'investissements en capital liés au transport

Le tableau qui suit présente l'état d'avancement des projets de transport importants au 30 septembre 2025 :

Nom du projet	Emplacement	Type	Mise en service prévue	Coût estimatif ¹	Coûts en capital jusqu'à maintenant
			(année)	(millions de dollars)	
Projets de développement					
Poste de transport Centennial ²	Sud-ouest de l'Ontario	Nouveau poste de transport et raccordement	2025	229	150
Poste de transport Islington	Toronto, Sud de l'Ontario	Nouveau poste de transport et raccordement	2025	109	96
Ligne de transport Waasigan ³	Thunder Bay-Atikokan-Dryden, Nord-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	2027	1 200	389
Poste de transport Holt	Bowmanville, Centre de l'Ontario	Nouvelle poste de transport et raccordement	2027	137	20
Ligne de transport St. Clair ⁴	Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	2028	472	196
Mise à niveau de l'interconnexion Keith	Windsor, Sud-ouest de l'Ontario	Mise à niveau d'un poste de transport	2028	109	8
Ligne de transport de Longwood à Lakeshore ⁵	Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	34
Ligne électrique Durham Kawartha ^{6, 7}	Est de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	18
Ligne électrique Northeast ^{6, 7}	Nord-est de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	16
Lien North Shore ^{6, 7}	Nord-est de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	14
Ligne de transport de Wawa à Timmins ^{6, 7}	Nord-est de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	5
Deuxième ligne de transport de Longwood à Lakeshore ⁵	Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	2
Ligne de transport de Lakeshore à Windsor ⁵	Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	1
Projets d'investissements de maintien					
Poste de commutation Bruce B, remplacement des disjoncteurs ⁸	Tiverton, Sud-ouest de l'Ontario	Maintien du poste	2025	185	178
Poste de transport Middleport, remplacement des disjoncteurs	Middleport, Sud-ouest de l'Ontario	Maintien du poste	2025	184	169
Poste de transport Lennox, remplacement des disjoncteurs	Napanee, Sud-est de l'Ontario	Maintien du poste	2026	152	149
Circuit Esplanade –Terauley, remplacement des lignes souterraines	Toronto, Sud de l'Ontario	Maintien des lignes	2026	117	90
Poste de transport Bridgman, remise à neuf	Toronto, Sud de l'Ontario	Maintien du poste	2026	108	90
Poste de transport Bruce A, remplacement du poste extérieur	Tiverton, Sud-ouest de l'Ontario	Maintien du poste	2027	555	404
Poste de transport Otto Holden, remise à neuf	Mattawa, Nord-est de l'Ontario	Maintien du poste	2028	128	58
Poste de transport Merivale, remplacement et mise à niveau ⁹	Ottawa, Est de l'Ontario	Maintien du poste et mise à niveau	2029	271	160
Remplacement du réseau optique synchrone de télécommunication	Ontario	Maintien des télécommunications	2029	137	14
Remplacement des disjoncteurs au poste de transport Essa	Barrie, Centre de l'Ontario	Maintien du poste	2030	116	5

¹ Les coûts estimés sont présentés compte non tenu de l'apport éventuel de parties externes.

² Ce projet fait partie d'un projet en deux phases englobant la construction d'un poste de transport et d'une ligne de transport pour répondre aux besoins d'un client industriel, et devrait être financé en grande partie par ce dernier. La phase 1 du projet du poste de transport Centennial comprend un nouveau poste de transport à St. Thomas et une ligne de transport de 230 kilovolts à double circuit d'environ 2 kilomètres entre le nouveau poste de transport et un poste de transport existant en ville. Cette phase du projet devrait entrer en service d'ici la fin de 2025. L'étendue et le calendrier de la deuxième phase, portant sur une ligne de transport de 230 kilovolts à double circuit d'environ 20 kilomètres entre London et St. Thomas, sont actuellement à l'étude.

³ Le projet de ligne de transport Waasigan comprend la construction de nouvelles lignes de transport et l'amélioration de postes pour supporter la mise sous tension de nouvelles lignes. L'estimation du coût concerne les phases de développement et de construction du projet et la date de mise en service prévue reflète la date d'achèvement prévue en 2027. La première phase du projet devrait être mise en service en 2026.

⁴ Le projet de ligne de transport de St. Clair comprend la ligne et les installations connexes.

⁵ À ce jour, le coût en capital se rapporte au coût de la phase de développement du projet. L'étendue et le calendrier de ces projets de renforcement du réseau de transport du sud-ouest de l'Ontario font actuellement l'objet d'un examen. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE ») a recommandé une date cible d'entrée en service d'ici 2032 pour la ligne de transport de Lakeshore à Windsor.

⁶ À ce jour, le coût en capital se rapporte au coût de la phase de développement du projet. L'étendue et le calendrier de ces renforcements du réseau de transport du nord-est et de l'est de l'Ontario font actuellement l'objet d'un examen. La ligne de transport de Wawa à Timmins était auparavant appelée la ligne de transport de Wawa à Porcupine.

⁷ La SIERE a recommandé une date cible d'entrée en service en 2030 pour la ligne de transport de Wawa à Timmins, et en 2029 pour l'entrée en service de la ligne électrique Northeast, le lien North Shore et la ligne de transport Durham Kawartha.

⁸ Le projet de remplacement des disjoncteurs au poste de commutation Bruce B a été en grande partie achevé et mis en service.

⁹ Le projet coordonné comprend à la fois un remplacement d'actif et un agrandissement de poste, dont l'entrée en service est prévue entre 2026 et 2029.

Investissements en capital futurs

Les estimations des investissements en capital futurs de la Société sont fondées sur les attentes de la direction quant au montant des dépenses en immobilisations qui seront requises pour fournir des services de transport et de distribution efficaces, fiables et générateurs de valeur pour les clients, conformément au cadre de réglementation renouvelé (Renewed Regulatory Framework) de la CEO. La Société présente un projet lorsqu'il est hautement probable qu'il ira de l'avant et que les dépenses prévues ont fait l'objet d'une estimation exhaustive.

Les estimations suivantes ne tiennent pas compte de l'incidence des coûts de rétablissement d'urgence engagés par suite des graves intempéries qui ont commencé le 28 mars 2025. La tempête a gravement endommagé les infrastructures du réseau et provoqué des pannes de courant dans le centre et l'est de la province. Les efforts de rétablissement du courant se sont poursuivis jusqu'au deuxième trimestre. Le 29 avril 2025, la Société a informé la CEO de son intention d'introduire une demande de facteur Z pour recouvrer les coûts engagés en lien avec cette tempête. Le 28 août 2025, la Société a déposé sa demande de facteur Z, qui cherche à recouvrer des coûts d'environ 225 millions de dollars, y compris des coûts en capital et des coûts de retrait d'actifs. Les estimations devraient être mises à jour en fonction de l'issue de cette demande.

Les tableaux ci-dessous présentent un sommaire des investissements en capital annuels projetés de Hydro One pour les exercices 2025 à 2027, par secteur d'activité :

Par secteur d'activité : (en millions de dollars)	2025	2026	2027
Transport ¹	2 284	1 760	1 375
Distribution	1 225	1 061	912
Total des investissements en capital²	3 509	2 821	2 287

Par catégorie : (en millions de dollars)	2025	2026	2027
Maintien	1 733	1 359	1 065
Développement ¹	1 559	1 311	1 084
Autres ³	217	151	138
Total des investissements en capital²	3 509	2 821	2 287

¹ Les chiffres présentés comprennent les investissements dans certains projets de développement de Hydro One Networks exclus du plan d'investissement annexé à la requête conjointe et approuvé par la CEO.

² Depuis le premier trimestre de 2022, le ministre de l'Énergie et de l'Électrification (anciennement le ministère de l'Énergie) (le « Ministre ») a ordonné à la CEO de modifier la licence de transport de Hydro One Networks pour l'obliger à lancer des travaux de développement et à obtenir les autorisations nécessaires en lien avec huit lignes de transport prioritaires en Ontario. Les investissements en capital futurs présentés ne comprennent pas les dépenses en immobilisations ni les coûts de développement liés aux trois lignes de transport prioritaires suivantes du sud-ouest de l'Ontario : ligne de transport de Longwood à Lakeshore, deuxième ligne de transport de Longwood à Lakeshore et ligne de transport de Lakeshore à Windsor. Ils ne comprennent pas non plus les dépenses liées aux quatre lignes de transport prioritaires suivantes du nord-est et de l'est de l'Ontario : lien North Shore, ligne électrique Northeast, ligne électrique Durham Kawartha, et ligne de transport de Wawa à Porcupine (se reporter à la rubrique « Autres événements – Appuyer l'infrastructure essentielle de transport d'électricité dans le nord-est et l'est de l'Ontario »). Hydro One est présentement en train d'évaluer la portée et le calendrier des travaux de ces sept lignes.

³ Les autres investissements en capital comprennent les investissements dans la flotte, l'immobilier, les technologies de l'information, les technologies d'exploitation et les fonctions connexes.

SOMMAIRE DES SOURCES ET DES AFFECTATIONS DE LIQUIDITÉS

Les principales sources de flux de trésorerie de Hydro One sont les fonds provenant des activités d'exploitation, les émissions de titres d'emprunt sur les marchés financiers et les facilités de crédit bancaire, qui servent à répondre aux besoins de financement de Hydro One, notamment les dépenses en immobilisations de la Société, le service et le remboursement de la dette ainsi que le versement de dividendes.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	702	616	1 816	1 897
Rentrées nettes liées aux activités de financement	459	336	490	643
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(827)	(799)	(2 614)	(2 323)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	334	153	(308)	217

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 86 millions de dollars par rapport au trimestre correspondant de 2024. Cette augmentation s'explique par divers facteurs, dont les suivants :

- le résultat avant impôt plus élevé;
- la hausse de l'insuffisance du fonds de roulement net qui s'explique surtout par les écarts temporaires entre le règlement des débiteurs et des créditeurs et par les montants inférieurs à recevoir de la SIERE en raison de la baisse des produits tirés du transport, ce qui a été compensé en partie par la variation des charges à payer et la baisse des produits non gagnés liés aux apports en capital.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont reculé de 81 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2024. Cette baisse est en grande partie attribuable aux facteurs suivants :

- la diminution de l'insuffisance du fonds de roulement net qui s'explique surtout par la variation des charges à payer et la baisse des produits non gagnés liés aux apports en capital, le coût moins élevé de l'électricité à payer à la SIERE sous l'effet des tarifs inférieurs facturés et les écarts temporaires entre le règlement des débiteurs, ce qui a été partiellement compensé par la variation des charges payées d'avance, facteur compensé en partie par :
- le résultat avant impôt plus élevé;
- la variation des soldes du compte réglementaire.

Rentrées nettes liées aux activités de financement

Les rentrées nettes liées aux activités de financement ont augmenté de 123 millions de dollars et ont baissé de 153 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2024. Ces variations sont le résultat de divers facteurs, notamment les suivants :

Sources de liquidités

- Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, la Société a reçu un produit de 1 895 millions de dollars et de 5 035 millions de dollars, respectivement, lié à l'émission de billets à court terme, comparativement à un produit de 705 millions de dollars et de 2 300 millions de dollars aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.
- Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, la Société a émis des titres d'emprunt à long terme d'un montant de 1 099 millions de dollars, contre 1 216 millions de dollars et 2 016 millions de dollars aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.

Affectations des liquidités

- Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, la Société a remboursé des billets à court terme d'un montant de 2 335 millions de dollars et de 4 300 millions de dollars, respectivement, comparativement à un remboursement de 1 375 millions de dollars et de 2 370 millions de dollars aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.
- Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, la Société a remboursé des titres d'emprunt à long terme d'un montant de 750 millions de dollars, contre 700 millions de dollars versés à la période correspondante de l'exercice précédent. La Société n'a remboursé aucun titre d'emprunt à long terme au troisième trimestre de 2025 et de 2024.
- Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, les dividendes versés sur les actions ordinaires ont totalisé 199 millions de dollars et 593 millions de dollars, respectivement, contre 203 millions de dollars et 566 millions de dollars versés aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.

Sorties nettes liées aux activités d'investissement

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont augmenté de 28 millions de dollars et de 291 millions de dollars, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024. L'augmentation au troisième trimestre s'explique principalement par la hausse des investissements en capital. La hausse depuis le début de l'exercice reflète l'investissement dans EWT LP (se reporter à la rubrique « Autres événements – EWT LP ») et l'accroissement des investissements en capital, facteurs compensés en partie par les entrées moindres d'actifs destinés à un usage futur. Se reporter à la rubrique « Investissements en capital » pour une comparaison des investissements en capital effectués par la Société au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 par rapport à l'exercice précédent.

LIQUIDITÉS ET STRATÉGIE DE FINANCEMENT

Les liquidités à court terme proviennent des FPAE³, du programme de papier commercial de Hydro One et des facilités de crédit bancaire consolidées de la Société. Aux termes de son programme de papier commercial, Hydro One est autorisée à émettre des billets à court terme d'une durée maximale de 365 jours pouvant aller jusqu'à 2 300 millions de dollars.

Au 30 septembre 2025, l'encours du papier commercial de Hydro One se chiffrait à 933 millions de dollars, comparativement à 200 millions de dollars au 31 décembre 2024. En outre, la Société dispose de facilités de crédit bancaire consenties, non garanties et renouvelables (les « facilités de crédit d'exploitation ») dont le solde totalise 3 050 millions de dollars au 30 septembre 2025. Les facilités de crédit d'exploitation comprennent un mécanisme qui ajuste à la hausse ou à la baisse le coût des emprunts de Hydro One en fonction de son rendement par rapport à certaines mesures de développement durable arrimées aux cibles de Hydro One à cet égard. Le 1^{er} juin 2025, Hydro One a reporté la date d'échéance des facilités de crédit d'exploitation de 2029 à 2030. Aucun montant n'avait été prélevé sur les facilités de crédit d'exploitation au 30 septembre 2025 ou au 31 décembre 2024. La Société peut utiliser ces facilités de crédit d'exploitation aux fins du fonds de roulement et pour les besoins généraux de l'entreprise. Les liquidités à court terme prévues aux termes du programme de papier commercial, les facilités de crédit d'exploitation, les fonds en caisse et les FPAE³ prévus devraient suffire à financer les besoins de la Société en matière d'exploitation.

Au 30 septembre 2025, l'encours de la dette à long terme de la Société, représentant un montant en capital de 17 420 millions de dollars. La dette à long terme émise par Hydro One l'a été dans le cadre de son programme de billets à moyen terme, comme il en est fait mention ci-après. La dette à long terme totale de la Société est composée de billets et de débentures arrivant à échéance entre 2025 et 2064 et au 30 septembre 2025, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance de ces effets était d'environ 13,9 ans (13,9 ans au 31 décembre 2024) et leur taux d'intérêt nominal moyen pondéré, de 4,3 % (4,3 % au 31 décembre 2024).

En février 2024, Hydro One a déposé un prospectus préalable de base simplifié lié à son programme de billets à moyen terme, lequel arrivera à échéance en mars 2026.

Le 18 août 2025, Hydro One a déposé un prospectus préalable de base simplifié (le « prospectus de base visant des titres d'emprunt américains de HOI ») auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. Le prospectus de base visant des titres d'emprunt américains de HOI permet à Hydro One Inc. d'offrir, à l'occasion, et dans le cadre d'un ou de plusieurs appels publics à l'épargne, des titres d'emprunt américains au cours d'une période de 25 mois venant à échéance le 18 septembre 2027. Au 30 septembre 2025, aucun titre n'avait été émis aux termes du prospectus de base visant des titres d'emprunt américains de HOI.

Conformité

Au 30 septembre 2025, la Société respectait toutes les clauses restrictives de nature financière et limites liées aux montants impayés sur les emprunts et sur les facilités de crédit.

³ Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

AUTRES OBLIGATIONS

Arrangements hors bilan

Il n'y a pas d'arrangements hors bilan qui ont, ou qui sont susceptibles d'avoir, une incidence importante aujourd'hui ou dans l'avenir sur la situation financière de la Société, l'évolution de sa situation financière, ses produits ou charges, ses résultats d'exploitation, sa situation de trésorerie, ses dépenses en immobilisations ou ses sources de financement.

Sommaire des obligations contractuelles et autres engagements commerciaux

Le tableau qui suit présente un sommaire de la dette et des autres obligations contractuelles importantes de Hydro One ainsi que d'autres engagements commerciaux :

Au 30 septembre 2025 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 3 ans à 5 ans	Plus de 5 ans
Obligations contractuelles (échéances annuelles)					
Dette à long terme – Remboursements de capital	17 420	1 325	750	1 900	13 445
Dette à long terme – Paiements d'intérêts	10 636	735	1 388	1 301	7 212
Billets à court terme à payer	933	933	—	—	—
Cotisations de retraite ¹	458	88	167	180	23
Conventions d'impartition et autres ententes	230	64	89	65	12
Obligations liées à l'environnement ainsi qu'à la mise hors service d'immobilisations	97	15	5	3	74
Obligations locatives	45	15	25	4	1
Entente à long terme visant les logiciels et les compteurs	19	11	4	4	—
Total des obligations contractuelles	29 838	3 186	2 428	3 457	20 767
Autres engagements commerciaux (selon l'année d'échéance)					
Facilités de crédit d'exploitation	3 050	—	—	3 050	—
Lettres de crédit ²	168	168	—	—	—
Garanties ³	475	475	—	—	—
Total des autres engagements commerciaux	3 693	643	—	3 050	—

¹ Les cotisations au régime de retraite de Hydro One sont fondées sur des rapports actuariels, y compris une évaluation effectuée tous les trois ans au moins, ainsi que sur le niveau réel ou prévu du salaire ouvrant droit à pension, le cas échéant. La plus récente évaluation actuarielle a été effectuée en date du 31 décembre 2024 et a été déposée le 23 septembre 2025.

² Les lettres de crédit sont constituées de lettres de crédit de 153 millions de dollars liées à des conventions de retraite, d'une lettre de crédit de 8 millions de dollars fournie à la SIERE à titre de soutien prudentiel et de lettres de crédit de 7 millions de dollars visant à satisfaire divers besoins liés à l'exploitation.

³ Les garanties consistent en un soutien prudentiel de 475 millions de dollars fourni à la SIERE par Hydro One au nom de ses filiales.

RÈGLEMENTATION

Révision de la politique relative au coût du capital de la CEO

Le 6 mars 2024, la CEO a ouvert une audience de sa propre initiative afin d'étudier la méthode à utiliser pour déterminer les valeurs des paramètres du coût du capital et la structure présumée de capital à utiliser dans le cadre du processus d'établissement des tarifs, et afin d'étudier la méthode de calcul des taux d'intérêt prescrits par la CEO et les questions concernant le compte de report des coûts supplémentaires de mise en œuvre des accords d'infonuagique, notamment le type de taux d'intérêt qui devrait s'y appliquer, le cas échéant. Le 27 mars 2025, la CEO a rendu sa décision et son ordonnance qui définissent de nouveaux paramètres de coût du capital et confirment que ces nouveaux paramètres entreront en vigueur lors de la prochaine demande de rebasement des tarifs d'une entreprise de services publics. L'approche que la CEO applique aux structures du capital réputées reste la même, soit 40 % de capitaux propres et 60 % de capitaux d'emprunt, pour les services publics de transport et de distribution d'électricité. La CEO a également conclu que le taux d'intérêt prescrit pour les comptes de report et d'écart continuera de s'appliquer au compte de report des coûts supplémentaires de mise en œuvre des accords d'infonuagique, et que chaque entreprise de services publics pourra, dans sa prochaine demande de rebasement des tarifs, proposer le traitement de toute future solution d'infonuagique pendant la durée de la période de tarification, notamment un nouveau compte de report des solutions d'infonuagique. En l'absence de proposition au moment de la demande de rebasement des tarifs, le compte sera fermé.

Compte d'écart pour horizons prolongés

Le 20 mars 2025, la CEO a créé un compte de report et d'écart générique avec prise d'effet le 18 novembre 2024. Ce compte d'écart permet aux distributeurs d'électricité à tarifs réglementés d'enregistrer les répercussions supplémentaires sur les revenus de la baisse des apports en capital prévus des clients qui est intégrée aux tarifs de distribution découlant des modifications apportées par la CEO au code appelé Distribution System Code en décembre 2024, lesquelles prolongent l'horizon de raccordement et l'horizon de revenus pour certains raccordements de clients. Au 30 septembre 2025, la Société n'a enregistré aucun montant dans ce compte.

Loi de 2021 sur la réalisation accélérée de projets d'Internet à haut débit

En mars 2021, la Province de l'Ontario (la « Province ») a présenté le projet de loi 257 (*Loi de 2021 soutenant l'expansion de l'Internet et des infrastructures*) pour promulguer la nouvelle *Loi de 2021 sur la réalisation accélérée de projets d'Internet à haut débit*, qui a pour but de faciliter le déploiement en temps opportun d'une infrastructure à haut débit dans les régions rurales non desservies et mal desservies de l'Ontario. Ce projet de loi a reçu la sanction royale le 12 avril 2021. Le projet de loi 257 a modifié la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (la « Loi sur la CEO ») et confère à la Province un pouvoir de réglementation concernant l'aménagement, l'accès ou l'utilisation des infrastructures électriques à des fins non électriques. Les lignes directrices et deux règlements en lien avec la *Loi de 2021 sur la réalisation accélérée de projets d'Internet à haut débit* ont aussi été publiés en 2021, et un troisième règlement régissant le tarif annuel de fixation filaire à un poteau pour les entreprises de télécommunication a été publié en décembre 2021. La plus récente décision et ordonnance de la CEO a fait passer le tarif annuel de fixation filaire à un poteau à 39,14 \$ par fixation par poteau à compter du 1^{er} janvier 2025.

En mars 2022, la Province a présenté le projet de loi 93 (*Loi de 2022 pour un Ontario connecté*), qui a reçu la sanction royale le 14 avril 2022. Ce projet modifie la *Loi de 2021 sur la réalisation accélérée de projets d'Internet à haut débit* afin que les organisations propriétaires d'infrastructures souterraines de services publics à proximité d'un projet désigné d'Internet à haut débit transmettent leurs données concernant ces infrastructures dans un délai prescrit, afin que les fournisseurs de service Internet puissent rapidement mettre en place des infrastructures souterraines d'Internet à haute vitesse.

Une réglementation concernant les infrastructures électriques et les projets désignés d'Internet à haut débit en vertu de la Loi sur la CEO (Règl. de l'Ont. 410/22) est entrée en vigueur le 21 avril 2022. Le 7 juillet 2022, la CEO a créé un compte de report afin que les distributeurs réglementés puissent y comptabiliser les charges supplémentaires se rapportant aux activités réalisées dans le cadre de projets désignés d'Internet à haut débit. En septembre 2022, la Société a lancé un modèle d'exploitation permettant aux fournisseurs de service Internet de choisir comment accéder aux infrastructures de la Société, dans le but de maximiser l'efficacité des projets désignés d'Internet à haut débit. Le 28 mars 2023, la Province a modifié la Loi sur la CEO (Règl. de l'Ont. 410/22) relativement aux délais d'exécution associés aux projets désignés d'Internet à haut débit.

Le 14 août 2023, la troisième édition de la *Ligne directrice pour soutenir le déploiement plus rapide de l'Internet à haut débit* a été publiée afin de fournir des conseils supplémentaires pour assurer le succès de la mise en œuvre des exigences législatives et réglementaires, notamment un cadre pour soutenir le partage des frais de fixation à un poteau et des travaux préparatoires.

La Société a élaboré et adapté un cadre de gestion approprié qui répond aux objectifs du gouvernement, notamment des mécanismes pour préserver les produits de la Société et sa capacité à recouvrer les frais connexes raisonnables.

Le 31 octobre 2024, le ministère de l'Infrastructure a annoncé qu'il avait élaboré un programme visant à accorder jusqu'à 400 millions de dollars de subventions aux fournisseurs de service Internet (FSI) pour des travaux liés à des projets désignés d'Internet à haut débit. Le programme vise à permettre aux FSI de fixer avec succès et en toute sécurité leur matériel et leur équipement aux poteaux de la Société afin d'offrir le raccordement aux communautés rurales dans le cadre de projets désignés d'Internet à haut débit. Une partie des subventions sera utilisée pour rembourser à Hydro One Networks, au nom des FSI, leur part des coûts d'activation engagés pour faciliter le programme à ce jour (se reporter à la rubrique « Opérations entre apparentés »).

Le 1^{er} novembre 2025, la Province a modifié la Loi sur la CEO (Règl. de l'Ont. 410/22) en instaurant un objectif mensuel de poteaux devant être prêts à être déployés et en prolongeant les délais d'exécution associés aux projets désignés d'Internet à haut débit. Hydro One Networks est tenue de terminer sa part des travaux avant le 1^{er} juillet 2028.

Loi de 2024 sur l'énergie abordable et plan énergétique intégré de l'Ontario

En janvier 2024, le comité de la transition relative à l'électrification et à l'énergie, chargé de conseiller la Province, a publié un rapport énonçant les mesures à prendre pour que l'Ontario opère un virage vers l'énergie verte. En octobre 2024, la Province a publié sa vision pour l'avenir énergétique de l'Ontario intitulée *L'avenir énergétique abordable de l'Ontario : Le besoin pressant en énergie*, qui décrit les grandes cibles à atteindre pour répondre à la demande croissante d'électricité en Ontario. La Province s'est appuyée sur cette vision pour élaborer son tout premier plan énergétique intégré (« PÉI »), entre autres initiatives. À cet effet, la Province a présenté le projet de loi 214, *Loi de 2024 sur l'énergie abordable*, qui a reçu la sanction royale le 4 décembre 2024. La *Loi de 2024 sur l'énergie abordable*, qui modifie diverses lois comme la *Loi de 1998 sur l'électricité* et la *Loi sur la CEO*, fournit le cadre législatif qui remplacera par un plan énergétique intégré les plans énergétiques à long terme de la Province, y compris le Plan énergétique à long terme de 2017. Alors que les plans énergétiques à long terme ciblèrent le réseau électrique, le plan intégré tiendra compte de toutes les sources d'énergie. Les amendements introduits par la *Loi de 2024 sur l'énergie abordable* permettront également au Ministre, sous réserve de l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil, de donner à la SIERE et à la CEO des directives décrivant les exigences de mises en œuvre du plan énergétique intégré. Entre octobre et décembre 2024, le ministère de l'Énergie et des Mines (le « Ministère ») (anciennement, le ministère de l'Énergie et de l'Électrification) a mené une consultation pour solliciter des commentaires qui aideront la Province à élaborer son premier plan.

En vertu des modifications de la Loi sur la CEO prévues par la *Loi de 2024 sur l'énergie abordable*, la Province pourra entre autres prendre des règlements prévoyant des modifications à apporter aux codes appelés Distribution System Code et Transmission System Code à l'égard de la répartition ou du recouvrement des frais relatifs à la construction, à l'extension ou au renforcement des réseaux de distribution ou des réseaux de transport, ou des raccordements à ces réseaux. De plus, en vertu des modifications de la *Loi de 2024 sur l'énergie abordable*, il sera possible de prendre des règlements exemptant des personnes ou des choses des dispositions des codes appelés Distribution System Code et Transmission System Code relatives à la répartition ou au recouvrement des frais, ainsi que des dispositions alternatives qui s'appliqueraient autrement.

Le 12 juin 2025, le gouvernement de l'Ontario a publié son tout premier PÉI, intitulé *L'énergie pour les générations à venir*, qui entend tirer parti de l'électricité, du gaz naturel, de l'hydrogène, d'installations de stockage et d'autres sources d'énergie afin que la province dispose de l'énergie abordable, sûre, fiable et propre dont elle a besoin pour alimenter la croissance et créer des emplois partout en Ontario. Le PÉI établit un horizon de planification jusqu'en 2050 et traite notamment de l'accélération du développement des infrastructures de transport et de la modernisation du réseau de distribution. Dans le cadre du PÉI, le gouvernement a donné le feu vert à plusieurs projets de transport, dont les suivants :

- la ligne de transport de Barrie à Sudbury, une nouvelle ligne à circuit unique de 500 kV qui reliera les postes de transformation Essa et Hanmer et comprendra toutes les installations connexes, dont la mise en service est prévue pour 2032, ainsi que les travaux préliminaires d'aménagement d'une deuxième ligne de 500 kV;
- le projet de remplacement des conducteurs entre Orangeville et Barrie, qui prévoit le remplacement par Hydro One des conducteurs des lignes de 230 kV existantes entre le poste de transformation Orangeville (à Orangeville) et le poste de transformation Essa (à Barrie), qui devrait être mis en service en 2027;
- une nouvelle ligne à double circuit de 500 kV reliant le poste de sectionnement de Bowmanville à un poste actuel de 500 kV de la région du Grand Toronto, qui devrait être mise en service au début des années 2030;
- une ligne de transport de 230 kV entre les postes de transformation Lauzon (à Windsor) et Lakeshore (à Lakeshore), qui devrait être mise en service d'ici 2032;
- la ligne de transport Greenstone, une nouvelle ligne de transport de 230 kV qui reliera le poste de transformation Longlac (à Geraldton) à la centrale Nipigon et sera raccordée au projet de raccordement électrique Est-Ouest près de la baie de Nipigon, ainsi que les installations connexes, qui devraient être mises en service en 2032.

Le 16 juin 2025, le Ministère a annoncé une série de propositions visant à faciliter la réalisation en temps opportun de plusieurs projets de transport d'électricité, conformément aux objectifs énoncés dans le PÉI.

Le Ministère propose, sous réserve des approbations requises, de déclarer prioritaires les cinq projets de transport. La deuxième ligne de transport de Barrie à Sudbury n'est pas considérée comme prioritaire pour l'instant.

Le Ministère propose aussi des décrets (sur recommandation du ministre de l'Énergie et des Mines, le « Ministre ») et des directives complémentaires qui, s'ils sont approuvés, obligeront la CEO à modifier le permis de transporteur de Hydro One Networks en vue d'entamer les travaux de développement de la ligne de transport de Barrie à Sudbury, de la ligne de transport de Bowmanville à la région du Grand Toronto et de la ligne de transport Greenstone, et d'entreprendre des travaux d'aménagement de la deuxième ligne de transport de Barrie à Sudbury. Le 31 mars 2022, le Ministre avait demandé à la CEO de modifier le permis de Hydro One Networks afin de l'obliger à lancer des travaux de développement et à obtenir les autorisations nécessaires en lien avec la ligne de transport de Windsor à Lakeshore. Le projet de remplacement des conducteurs entre Orangeville et Barrie ne nécessite pas de désignation puisqu'il se rapporte à des infrastructures de transport existantes de Hydro One Networks. La période de consultation a été annoncée le 16 juin 2025 et a pris fin le 15 août 2025.

En outre, le PÉI soulignait la nécessité d'accroître la capacité de transport dans la région de Red Lake, située dans le nord-ouest de l'Ontario. En août 2025, la SIERE a publié un addenda à sa planification intégrée des ressources de la région Nord-Ouest (l'« addenda »). L'addenda recommande l'aménagement impératif de la ligne de transport Red Lake, à savoir une ligne de transport à double circuit de 230 kV qui reliera le poste de transport Dryden au poste de transport Ear Falls, et d'une autre ligne de transport à double circuit de 230 kV qui reliera le poste de transport Ear Fall au poste de sectionnement Red Lake, ainsi que les installations connexes, afin de répondre à la croissance de la demande en matière de capacité après 2028. Hydro One collaborera avec la SIERE pour déterminer la première date à laquelle la mise en service du projet pourrait être réalisée. Le 29 octobre 2025, le Ministère a proposé de présenter un décret (sur recommandation du Ministre) afin de rendre le projet prioritaire de même qu'une directive complémentaire qui, si elle est approuvée, obligerait la CEO à modifier le permis de transporteur de Hydro One Networks afin de l'obliger à obtenir les autorisations nécessaires à la réalisation du projet et à entamer les travaux d'aménagement. La période de consultation prendra fin le 13 décembre 2025.

Le 31 juillet 2025, la SIERE a annoncé le lancement du registre du Cadre de sélection des transporteurs. Les transporteurs inscrits au registre pourront prendre part aux futurs appels d'offres concurrentiels de la SIERE pour des projets de transport. Hydro One Networks a l'intention de déposer une demande d'inscription au registre du Cadre de sélection des transporteurs.

AUTRES ÉVÉNEMENTS**EWT LP**

Le 4 mars 2025, Hydro One Networks a conclu l'acquisition d'une participation d'environ 48 % dans EWT LP en contrepartie de près de 261 millions de dollars en espèces, y compris les ajustements de clôture. La société en commandite est propriétaire de la ligne d'interconnexion Est-Ouest, une ligne de transport de 230 kilovolts à double circuit qui parcourt les 450 kilomètres entre Wawa et Thunder Bay, sur la rive nord du lac Supérieur.

Étude sur le voltage dans le nord de l'Ontario

En décembre 2023, la SIERE a publié le rapport *Northern Ontario Voltage Study Report (Bulk System Reactive Requirements in Northern Ontario)* (le « rapport »), qui recommande l'installation de dispositifs de compensation de puissance réactive dans plusieurs postes dans le nord de l'Ontario pour répondre aux conditions actuelles du réseau et aux conditions attendues lorsque les nouvelles lignes de transport entreront en service dans le nord de l'Ontario. Ce rapport mentionne des projets développés par Hydro One, y compris le projet d'interconnexion Est-Ouest, le projet de ligne de transport Waasigan, la ligne électrique Northeast (auparavant appelée la ligne Hanmer-Mississagi) et le lien North Shore (auparavant appelé la ligne Mississagi-Third Line).

En mars 2024, la Société a reçu une lettre de la SIERE lui recommandant de procéder à l'installation des dispositifs de compensation de puissance réactive en respectant l'échéancier défini par la SIERE. La Société a analysé les résultats du rapport et la recommandation de la SIERE, et a incorporé cette information aux projets connexes de manière à respecter les échéances proposées par la SIERE.

Soutenir les infrastructures de transport d'électricité essentielles dans le sud-ouest de l'OntarioProjet de ligne de transport St. Clair

En mars 2022, la Province a émis un décret accompagné d'une directive du ministre (anciennement le ministre de l'Énergie) à la CEO enjoignant à Hydro One Networks d'obtenir les autorisations nécessaires et d'entreprendre les travaux d'aménagement de la nouvelle ligne de transport St. Clair, une ligne de 230 kV reliant le poste de transport Lambton au poste de commutation Chatham. En réponse à la directive, la CEO a modifié le permis de transport de Hydro One Networks en avril 2022 afin de permettre l'aménagement du projet de ligne de transport St. Clair ainsi que l'obtention des autorisations nécessaires. Le 28 mai 2024, Hydro One Networks a présenté à la CEO une demande d'autorisation de construire afin de faire approuver le projet. Le projet devrait coûter au total environ 472 millions de dollars, soit 335 millions de dollars pour les travaux liés à la ligne de transport et 137 millions de dollars pour les travaux liés aux postes. Dans sa décision et son ordonnance rendues le 10 décembre 2024, la CEO a approuvé la demande d'autorisation de construire moyennant des conditions standards d'approbation.

Le 9 septembre 2025, Hydro One a commencé la construction de la ligne de transport St. Clair, qui devrait être mise en service d'ici 2028.

Soutenir les infrastructures de transport d'électricité essentielles dans le nord-est et l'est de l'Ontario

Le 10 juillet 2023, le ministère (anciennement le ministère de l'Énergie) a proposé de prendre un certain nombre de mesures pour faciliter la réalisation en temps opportun de trois projets de transport d'électricité dans le nord-est et l'est de l'Ontario, soit le lien North Shore, la ligne électrique Northeast et la ligne électrique Durham Kawartha. Le 23 octobre 2023, le ministre (anciennement le ministre de l'Énergie) a demandé à la CEO de modifier le permis de Hydro One Networks afin de l'obliger à lancer des travaux de développement et à obtenir les autorisations nécessaires en lien avec ces trois lignes de transport prioritaires. Le 14 novembre 2023, pour faire suite à la directive du ministre, la CEO a modifié le permis de distribution d'électricité de Hydro One Networks afin de l'obliger à lancer des travaux de développement et à obtenir les autorisations nécessaires en lien avec ces projets, conformément aux recommandations de la SIERE.

Le 1^{er} août 2024, le Ministère a proposé de prioriser le projet de transport d'électricité de Wawa-Porcupine et de désigner Hydro One Networks comme transporteur. Cette proposition a pour but de faciliter l'aménagement en temps opportun d'une nouvelle ligne de transport d'électricité de 230 kV qui parcourra 260 km dans le nord-est de l'Ontario, du poste de transformation de Wawa (au sud de Wawa) à celui de Porcupine (région de Timmins). En se basant sur les prévisions de la SIERE, le gouvernement a ciblé 2030 comme date d'entrée en service; l'échéancier de construction final dépendra des travaux d'aménagement planifiés. La période de consultation de 45 jours a pris fin le 15 septembre 2024. Le 28 novembre 2024, le Ministre a demandé à la CEO de modifier le permis de transport de Hydro One Networks afin de l'obliger à lancer des travaux de développement et à obtenir les autorisations nécessaires en lien avec ce projet. Le 23 décembre 2024, pour faire suite à la directive du Ministre, la CEO a modifié le permis de distribution d'électricité de Hydro One Networks afin de lui permettre de lancer des travaux de développement et à obtenir les autorisations nécessaires en lien avec ce projet, conformément aux recommandations de la SIERE.

Conventions collectives

Le 4 mai 2025, Hydro One Inc. a conclu une entente de principe avec le PWU visant le renouvellement de sa principale convention collective et de sa convention collective touchant les activités de service à la clientèle, qui regroupe les deux conventions en une seule. Le 2 juin 2025, l'entente de principe a été ratifiée par les membres du PWU pour la période du 1^{er} octobre 2025 au 31 mars 2028. La convention collective actuelle de Hydro One avec la Society of United Professionals (la « Society ») est venue à échéance le 30 septembre 2025. Les négociations visant à la renouveler ont commencé le 17 juin 2025 et sont toujours en cours.

Les syndicats du secteur de la construction ont conclu des conventions collectives avec l'Electrical Power Systems Construction Association (EPSCA). L'EPSCA est une association d'employeurs dont Hydro One est membre. Les 20 conventions collectives avec l'EPSCA dans le secteur de la construction qui lient Hydro One sont venues à échéance le 30 avril 2025. L'EPSCA a négocié le renouvellement des 20 conventions collectives pour une période de cinq ans allant du 1^{er} mai 2025 au 30 avril 2030.

Projet de loi 2, *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en favorisant le libre-échange au Canada*, et projet de loi 5, *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en libérant son économie*

Le 16 avril 2025, le gouvernement de l'Ontario a présenté le projet de loi 2, *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en favorisant le libre-échange au Canada*, qui autorise l'Ontario, entre autres, à conclure des accords de reconnaissance mutuelle avec d'autres provinces afin de supprimer les barrières commerciales internes qui restreignent la circulation des biens, des services et de la main-d'œuvre.

Le 17 avril 2025, le gouvernement de l'Ontario a présenté le projet de loi 5, *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en libérant son économie*, pour faciliter le processus d'obtention de permis et d'autorisation de certains projets, y compris les infrastructures majeures, notamment par l'intermédiaire de modifications proposées au processus d'obtention de permissions environnementales en Ontario.

Ces projets de loi ont reçu la sanction royale le 5 juin 2025. La Société est en train d'évaluer les répercussions potentielles de ces lois et leurs règlements connexes sur Hydro One.

Rapport sur le développement durable

Le rapport sur le développement durable de 2024 de Hydro One Limited, intitulé *A Better and Brighter Future For All*, peut être consulté (en anglais seulement) sur le site Web de la Société à l'adresse www.hydroone.com/sustainability.

Le rapport sur le développement durable 2024 met de l'avant l'intégration des efforts de durabilité à la stratégie d'entreprise actualisée de Hydro One pour permettre à la Société de continuer à fournir des services à ses clients et à toute la population ontarienne. Ce rapport présente les résultats de la Société selon un éventail de facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance pour la période allant du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024.

CONSEIL D'ADMINISTRATION ET CADRES DIRIGEANTS DE HYDRO ONE

Conseil d'administration

En date du 24 mars 2025, Timothy Hodgson, président du conseil d'administration, a pris un congé sans solde pour se porter candidat aux élections fédérales. À la même date, le conseil d'administration a nommé Susan Wolburgh Jenah en qualité de présidente intérimaire.

Le 28 avril 2025, M. Hodgson a officiellement démissionné du conseil d'administration. Par la suite, le conseil d'administration a nommé Melissa Sonberg comme présidente du conseil d'administration, avec prise d'effet le 4 juin 2025.

L'administratrice Cherie Brant ne s'est pas représentée aux élections lors de l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires du 24 juin 2025.

Le 14 août 2025, le conseil d'administration a nommé Michael W. Rencheck à titre d'administrateur.

Cadres dirigeants

Le 18 février 2025, Gillian Whitebread s'est jointe à l'équipe de Hydro One à titre de vice-présidente directrice et chef des ressources humaines. Le même jour, le titre de Megan Telford a été changé pour celui de vice-présidente directrice, Stratégie et transition énergétique.

La Société a annoncé la nomination, avec prise d'effet le 21 juillet 2025, de Megan Telford au poste de cheffe de l'exploitation, et de Lisa Pearson au poste de vice-présidente directrice, Affaires corporatives.

Le 25 août 2025, David Lebeter est parti en congé de soignant. Le conseil d'administration a nommé Harry Taylor comme président et chef de la direction par intérim. M. Taylor a continué d'occuper le poste de vice-président directeur et de chef des finances et affaires réglementaires pendant l'intérim. M. Lebeter a repris ses fonctions le 12 novembre 2025.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Hydro One a recours à différentes mesures financières non conformes aux PCGR pour évaluer son rendement. La Société présente de l'information sur les FPAE en tant que mesure de ses flux de trésorerie, de ses produits, déduction faite des coûts liés aux achats d'électricité, afin de refléter l'incidence des produits sur le bénéfice net et sa dette nette pour mesurer le levier financier de la Société.

Hydro One a également recours à des ratios financiers non conformes aux PCGR, par exemple le ratio de la dette nette sur la structure du capital et le ratio des FPAE annualisés pour mesurer le levier financier de la Société, et le ratio de couverture par le bénéfice pour mesurer sa liquidité.

FPAE

Les FPAE s'entendent des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation après les ajustements servant à rendre compte des variations des soldes hors trésorerie liées aux activités d'exploitation et de la distribution à la participation sans contrôle. La direction estime que les FPAE sont utiles à titre de mesures complémentaires des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société, car ils excluent les fluctuations temporelles du fonds de roulement d'exploitation hors trésorerie et des flux de trésorerie non attribuables à l'actionnaire ordinaire. C'est pourquoi la direction estime qu'ils constituent une mesure uniforme de la performance des actifs de la Société en matière de production de trésorerie.

Le tableau suivant présente le rapprochement des résultats conformes aux PCGR (déclarés) et des résultats non conformes aux PCGR (ajustés), sur une base consolidée.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	702	616	1 816	1 897
Variations des soldes hors trésorerie liées à l'exploitation	(21)	26	171	(127)
Distributions à la participation sans contrôle	(4)	(2)	(11)	(8)
FPAE	677	640	1 976	1 762

Produits, déduction faite des achats d'électricité

Les produits, déduction faite des achats d'électricité, correspondent aux produits moins les coûts liés aux achats d'électricité. Les produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité correspondent aux produits tirés de la distribution moins les coûts liés aux achats d'électricité. Ces données sont utilisées en interne par la direction pour évaluer l'incidence des produits sur le bénéfice net et sont jugées utiles, car elles excluent les coûts de l'électricité qui, étant entièrement compensés par les produits, n'ont aucun effet sur le bénéfice net.

Les tableaux suivants présentent le rapprochement des produits conformes aux PCGR (déclarés) et des produits non conformes aux PCGR, déduction faite des achats d'électricité, sur une base consolidée.

Trimestres clos les (en millions de dollars)	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023
Produits	2 286	2 056	2 397	2 089	2 181	2 019	2 158	1 966
Moins : Achats d'électricité	1 080	899	1 220	1 060	1 047	940	1 096	990
Produits déduction faite des achats d'électricité	1 206	1 157	1 177	1 029	1 134	1 079	1 062	976

Trimestres clos les (en millions de dollars)	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023
Produits tirés de la distribution	1 605	1 434	1 761	1 583	1 551	1 436	1 605	1 459
Moins : Achats d'électricité	1 080	899	1 220	1 060	1 047	940	1 096	990
Produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité	525	535	541	523	504	496	509	469

Dettes nettes

La Société utilise la dette nette comme mesure de remplacement de l'encours de la dette. La direction estime que la dette nette est une mesure importante pour évaluer le levier financier de la Société. Cette mesure sert à déterminer l'endettement total et le levier financier de la Société.

Le tableau suivant présente un rapprochement de la dette nette déclarée dans les états financiers consolidés de la Société.

Aux (en millions de dollars)	30 sept. 2025	31 déc. 2024
Billets à court terme à payer	933	200
Moins : la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(382)	(690)
Dette à long terme (tranche échéant à moins de un an)	1 325	1 150
Dette à long terme (tranche à long terme)	16 075	15 905
Dettes nettes	17 951	16 565

Ratio de la dette nette sur la structure du capital

La Société estime que le ratio de la dette nette sur la structure du capital est un ratio non conforme aux PCGR important pour mesurer son levier financier. Le ratio de la dette nette sur la structure du capital correspond à la dette nette, décrite plus haut, divisée par la dette nette plus le total des capitaux propres attribuables aux actionnaires, exclusion faite de tout montant se rapportant à la participation sans contrôle. La direction estime que le ratio de la dette nette sur la structure du capital est une mesure utile de la proportion de la dette dans la structure du capital de la Société.

Aux (en millions de dollars)	30 sept. 2025	31 déc. 2024
Dettes nettes (A)	17 951	16 565
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire (exclusion faite de la participation sans contrôle)	12 922	12 393
Dettes nettes plus les capitaux propres attribuables à l'actionnaire (B)	30 873	28 958
Ratio de la dette nette sur la structure du capital (A/B)	58,1 %	57,2 %

FPAE annualisés sur la dette nette

La direction estime que le ratio des FPAE annualisés sur la dette nette est une mesure utile du levier financier de la Société. Ce ratio correspond aux FPAE annualisés (se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR – FPAE ») sur une période mobile de douze mois, divisés par la dette nette à la fin de la période (se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR – Dette nette »). La direction estime que le ratio des FPAE annualisés sur la dette nette est une mesure utile pour évaluer la capacité de la Société de rembourser ses dettes au moyen de ses revenus d'exploitation nets.

Le tableau suivant présente le rapprochement des résultats conformes aux PCGR et des résultats non conformes aux PCGR, sur une base consolidée.

Périodes de douze mois closes les (en millions de dollars)	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023
FPAE annualisés (A)	2 494	2 457	2 354	2 280	2 234	2 216	2 249	2 141
Dette nette (B)	17 951	17 628	17 207	16 565	16 286	15 894	15 690	15 282

FPAE annualisés sur la dette nette (A/B)	13,9 %	13,9 %	13,7 %	13,8 %	13,7 %	13,9 %	14,3 %	14,0 %
---	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

Ratio de couverture par le bénéfice

Le ratio de couverture par le bénéfice correspond au bénéfice avant les impôts sur le bénéfice et les charges de financement attribuable à l'actionnaire, divisé par la somme des charges de financement et des intérêts capitalisés. Il est calculé sur une période de douze mois. La Société estime que le ratio de couverture par le bénéfice est une mesure non conforme aux PCGR importante pour gérer ses niveaux de liquidité.

Trimestres clos les (en millions de dollars)	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire	424	334	362	207	374	296	297	181
Charge d'impôts sur le bénéfice	61	64	69	19	59	57	53	13
Charges de financement	171	165	162	161	154	155	147	145
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice et les charges de financement attribuable à l'actionnaire ordinaire	656	563	593	387	587	508	497	339

Périodes de douze mois closes les (en millions de dollars)	30 sept. 2025	31 déc. 2024
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice et les charges de financement attribuable à l'actionnaire ordinaire (A)	2 199	1 979

Trimestres clos les (en millions de dollars)	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023
Charges de financement	171	165	162	161	154	155	147	145
Intérêts capitalisés	29	27	24	24	24	22	19	18
Charges de financement et intérêts capitalisés	200	192	186	185	178	177	166	163

Périodes de douze mois closes les (en millions de dollars)	30 sept. 2025	31 déc. 2024
Charges de financement et intérêts capitalisés (B)	763	706
Ratio de couverture par le bénéfice = A/B	2,9	2,8

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Hydro One est détenue par Hydro One Limited. La Province est un actionnaire de Hydro One Limited, détenant une participation d'environ 47,1 % au 30 septembre 2025. Le ministère de l'Infrastructure est un apparenté de Hydro One, car il est contrôlé par la Province. La SIERE, OPG, la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la « SFIEO »), la CEO et Acronym Solutions Inc. (« Acronym ») sont apparentés à Hydro One puisque le ministère de l'Énergie et des Mines ou Hydro One Limited les contrôle ou exerce une influence notable sur celles-ci. Hydro One a également réalisé des opérations dans le cours normal des activités avec divers ministères gouvernementaux et organisations ontariennes qui relèvent de la Province. Le tableau qui suit présente un sommaire des opérations entre apparentés qui ont eu lieu au cours des trimestres et des périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2025 et 2024 :

(en millions de dollars)		Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
Apparenté	Opération	2025	2024	2025	2024
Ministère de l'Infrastructure	Subvention pour projets d'Internet à haut débit ¹	9	—	28	—
SIERE	Achats d'électricité	638	616	2 012	1 917
	Produits tirés des services de transport	671	625	1 905	1 754
	Montants liés aux remises sur les frais d'électricité	244	301	752	908
	Produits tirés de la distribution liés à la protection des tarifs ruraux	64	64	191	190
	Produits tirés de la distribution liés à Wataynikaneyap Power LP	34	29	100	89
	Produits tirés de la distribution liés à l'approvisionnement en électricité de collectivités dans les régions éloignées du Nord	12	12	37	36
	Financement reçu pour des programmes de conservation et de gestion de la demande	—	—	—	1
OPG	Achats d'électricité	4	3	18	14
	Produits tirés du transport liés à la prestation de services et à l'approvisionnement en électricité	—	—	1	1
	Produits tirés de la distribution liés à la prestation de services et à l'approvisionnement en électricité	2	1	6	4
	Apport de capital reçu d'OPG	1	1	17	2
	Coûts au titre de l'achat de services	1	1	2	1
SFIEO	Achats d'électricité visés par des contrats d'électricité administrés par la SFIEO	1	—	2	1
CEO	Frais liés à la CEO	4	3	10	9
Hydro One Limited	Versement de dividendes	199	203	593	566
	Recouvrement des coûts liés aux services rendus	2	2	8	8
	Coûts liés à la rémunération à base d'actions	2	2	5	5
Acronym	Services reçus – coûts engagés	7	6	21	22
	Produits tirés des services rendus	—	1	1	2

¹ Se reporter à la rubrique « Loi de 2021 sur la réalisation accélérée de projets d'Internet à haut débit ».

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Hydro One est exposée à plusieurs risques et incertitudes. Pour assurer son succès, Hydro One se doit de connaître et gérer ces risques et de les atténuer le plus possible. Le programme de gestion du risque d'entreprise de Hydro One a pour but d'aider les décideurs à l'échelle de la Société à gérer les principaux risques d'entreprise, notamment les occasions et les risques émergents.

Une discussion sur les risques significatifs liés à Hydro One et à ses activités qui, de l'avis de la Société, sont les plus susceptibles d'influer sur la décision d'un investisseur quant à l'achat de titres de Hydro One est présentée à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion de 2024.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Il incombe à la direction d'établir et de maintenir des contrôles et procédures de communication de l'information et un contrôle interne à l'égard de l'information financière adéquats, comme il est décrit dans le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*. Quelle que soit la qualité de sa conception et de son fonctionnement, tout système de contrôle interne ne peut que fournir l'assurance raisonnable que les objectifs de contrôle fixés seront atteints et en raison de ses limites inhérentes, il ne peut prévenir ni détecter toutes les inexactitudes.

Aucune modification n'a été apportée au contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 qui a eu, ou qui pourrait vraisemblablement avoir, une incidence importante sur les contrôles et procédures de communication de l'information et le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

NOUVELLES PRISES DE POSITION COMPTABLES

Le tableau qui suit présente les Accounting Standards Updates (« ASU ») publiées par le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») s'appliquant à Hydro One :

Directives comptables à adopter en 2025

Directive	Date de publication	Description	Date d'entrée en vigueur de l'ASU	Incidence prévue sur Hydro One
ASU 2024-02	Mars 2024	Les modifications comprennent des changements de codification qui éliminent plusieurs énoncés conceptuels potentiellement sans conséquence et qui ne sont pas requis pour comprendre ou appliquer les directives ou les références incluses dans de précédents énoncés, afin de fournir des directives concernant certains sujets ciblés.	Exercices ouverts après le 15 décembre 2024.	Aucune incidence au moment de l'adoption
ASU 2023-09	Décembre 2023	Les modifications apportées répondent à la demande des investisseurs d'accroître la transparence de l'information concernant les impôts sur le résultat, notamment en améliorant la présentation d'information sur le rapprochement des taux et les impôts versés.	Périodes annuelles ouvertes après le 15 décembre 2024.	L'adoption de la norme ne devrait pas avoir d'incidence significative sur les informations fournies dans les états financiers consolidés intermédiaires et annuels de la Société.

Directives comptables récemment publiées, mais pas encore adoptées

Directive	Date de publication	Description	Date d'entrée en vigueur de l'ASU	Incidence prévue sur Hydro One
ASU 2023-06	Octobre 2023	Les modifications précisent ou améliorent les exigences de présentation concernant un éventail de sous-sujets inclus dans la Codification du FASB. La plupart des modifications ont pour but de faciliter la comparaison d'entités assujetties aux exigences de présentation existantes de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis et d'entités qui n'étaient pas auparavant assujetties aux exigences de la SEC. De plus, les modifications ont pour effet d'harmoniser les exigences de la Codification et la réglementation de la SEC. Pour toutes les entités, si d'ici le 30 juin 2027, la SEC n'a pas supprimé les exigences applicables prescrites dans les règles Regulation S-X ou Regulation S-K, le contenu en attente de la modification concernée sera supprimé de la Codification et ne s'appliquera à aucune entité.	Deux ans après la date de prise d'effet de la suppression de l'exigence de présentation par la SEC.	À l'étude
ASU 2024-03	Novembre 2024	Les modifications obligent les entités commerciales publiques à présenter dans leurs états financiers intermédiaires et annuels de l'information supplémentaire sur certaines catégories de dépenses qui ne sont généralement pas présentées dans les états financiers actuels.	Périodes annuelles ouvertes après le 15 décembre 2026 et périodes intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2027.	À l'étude
ASU 2025-03	Mai 2025	Les modifications obligent les entités à suivre les directives d'identification de l'acquéreur sur le plan comptable dans les transactions où une entreprise réputée être une entité à détenteurs de droits variables est acquise en contrepartie de titres de participation.	Périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2026.	À l'étude

Directive	Date de publication	Description	Date d'entrée en vigueur de l'ASU	Incidence prévue sur Hydro One
ASU 2025-05	Juillet 2025	Les modifications permettent à toutes les entités de recourir à une mesure de simplification pour estimer les pertes de crédit attendues sur les débiteurs courants et les actifs contractuels relevant du Topic 606, selon l'hypothèse que les conditions en vigueur à la date de clôture restent inchangées pendant toute la durée de vie de l'actif. De plus, les entités autres que les entités commerciales publiques qui choisissent cette mesure peuvent adopter une convention comptable leur permettant de prendre en compte les démarches de recouvrement postérieures à la date de clôture dans leurs pertes de crédit estimées.	Périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2025.	À l'étude
ASU 2025-06	Septembre 2025	Les modifications modernisent la comptabilisation des logiciels utilisés en interne en supprimant les références obsolètes à la phase de développement et en instaurant un seuil de capitalisation fondé sur l'autorisation de la direction et la probabilité d'achèvement d'un projet.	Périodes annuelles ouvertes après le 15 décembre 2027.	À l'étude

ÉNONCÉS ET AUTRES INFORMATIONS DE NATURE PROSPECTIVE

Les communications verbales et écrites de la Société au public, y compris le présent document, contiennent souvent des informations de nature prospective au sens donné à ce terme dans les lois canadiennes applicables régissant les valeurs mobilières et des énoncés prospectifs au sens donné à ce terme dans les lois américaines applicables régissant les valeurs mobilières (collectivement, les « énoncés prospectifs »). Ces énoncés prospectifs sont faits conformément aux dispositions d'exonération des lois canadiennes et américaines applicables régissant les valeurs mobilières. Dans le présent document, les énoncés prospectifs sont fondés sur les attentes, estimations, prévisions et projections actuelles à l'égard des activités de la Société et du secteur ainsi que des contextes réglementaires et économiques dans lesquels elle exerce ses activités et elles incluent des prévisions et des hypothèses formulées par la direction de la Société. Ces énoncés prospectifs visent notamment les demandes de tarifs de transport et de distribution et les requêtes relatives aux besoins en revenus de la Société, dont la requête conjointe et le plan d'investissements envisagé s'y rapportant, y compris les décisions connexes ainsi que les taux acceptés, le recouvrement ainsi que le calendrier et les incidences prévus; les attentes quant à la situation de trésorerie de la Société, ses sources de financement et ses besoins d'exploitation; les cibles de développement durable; les facilités de crédit d'exploitation; les attentes concernant les activités de financement de la Société; la dette venant à échéance; les projets et initiatives de la Société en cours ou prévus et les investissements en capital prévus, y compris les approbations, les résultats, les coûts, les sources de financement et les dates d'entrée en service et d'achèvement prévus; les attentes concernant la demande du facteur Z de la Société et les incidences de ses résultats; les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux; la *Loi de 2021 sur le développement plus rapide de l'accès à l'Internet à haut débit* ainsi que la réglementation s'y rapportant, et les répercussions prévues; les attentes concernant le programme de subventions du ministère de l'Infrastructure destiné aux FSI et ses résultats; l'évaluation faite par la Société du recouvrement et des répercussions liés à l'établissement par la CEO des comptes génériques d'écart et de report; les incidences et les résultats prévus des nouveaux paramètres du coût du capital de la CEO; les cotisations futures aux régimes de retraite, y compris les estimations du total des cotisations de retraite de la Société; les résultats prévus du premier plan intégré des ressources énergétiques de la Province; les conventions collectives et les négociations; la *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en libérant son économie* et ses répercussions attendues; les attentes de la Société concernant sa demande d'inscription au registre du Cadre de sélection des transporteurs; les mesures financières non conformes aux PCGR; le contrôle interne à l'égard de l'information financière et de la communication de l'information; le programme de billets à moyen terme; le prospectus de base visant des titres d'emprunt américains de HOI; et les directives concernant la comptabilité et les incidences prévues. Les termes et expressions « s'attendre à », « prévoir », « avoir l'intention de », « tenter », « pouvoir », « projeter », « croire », « s'efforcer de », « estimer », « viser », « objectif », « cible » et leurs variantes et autres expressions similaires ainsi que des verbes au futur et au conditionnel servent à signaler ces énoncés prospectifs. Ces énoncés ne sont aucunement une garantie de rendement futur et font intervenir des hypothèses, des risques et des incertitudes que l'on peut difficilement prédire. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer considérablement de ceux qu'expriment, sous-entendent ou laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Hydro One n'a pas l'intention de mettre à jour ces énoncés prospectifs et se dégage de toute obligation de le faire, sauf si la loi l'y contraint.

Ces énoncés prospectifs sont fondés sur divers facteurs et hypothèses, notamment les suivants : l'absence de changements imprévisibles du régime législatif et du cadre d'exploitation se rapportant au marché ontarien de l'électricité ou plus précisément, à Hydro One; des décisions favorables de la CEO et d'autres organismes de réglementation sur les demandes en cours et futures, notamment en matière tarifaire; l'absence de retards imprévus dans l'obtention des approbations réglementaires requises; l'absence de changements imprévisibles des ordonnances tarifaires ou des méthodes d'établissement des tarifs applicables aux entreprises de distribution et de transport de la Société; l'absence de changements défavorables de la réglementation environnementale; la poursuite de l'application des PCGR des États-Unis; la stabilité de l'environnement réglementaire; l'absence de modifications importantes apportées aux notes de crédit actuelles de la Société; l'absence de répercussions imprévues de nouvelles prises de position comptables; l'absence de changements quant aux attentes relatives à la consommation d'électricité; l'absence de changements imprévisibles des conditions économiques et du marché; l'achèvement des projets d'exploitation et d'investissement reportés; et l'absence de tout événement important survenant hors du cours normal des activités. Ces hypothèses reposent sur les informations dont la Société dispose actuellement, y compris les informations obtenues auprès de sources indépendantes. Les résultats réels pourraient différer considérablement de ceux que laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Bien

que Hydro One ignore l'incidence que pourraient avoir ces différences éventuelles, celles-ci pourraient influencer de manière considérable sur ses activités, ses résultats d'exploitation, sa situation financière et la stabilité de son crédit si de telles différences surviennent. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ceux qu'expriment ou laissent entendre ces énoncés prospectifs incluent notamment les suivants :

- les risques associés à la réglementation et aux produits d'exploitation de Hydro One, notamment les risques liés au rendement réel par rapport aux prévisions, à la concurrence d'autres sociétés de transport d'électricité et autres requêtes soumises à la CEO, aux modèles d'établissement des tarifs de transport et de distribution et au recouvrement des dépenses en immobilisations, à l'obtention d'ordonnances tarifaires ou à la récupérabilité des coûts de rémunération totaux;
- les risques associés à la détention par la Province d'actions de Hydro One Limited et aux autres relations que Hydro One entretient avec la Province, y compris l'éventualité de conflits d'intérêts survenant entre Hydro One, la Province et des apparentés, les risques associés à l'exercice par la Province d'autres pouvoirs législatifs et réglementaires, le risque lié à la capacité de la Société à attirer et à retenir des dirigeants qualifiés ou le risque d'abaissement de la note de crédit de la Société et son incidence sur le financement et les liquidités de la Société;
- le risque lié à l'emplacement des actifs de la Société sur des terres appartenant à des réserves, le risque que les activités d'exploitation et les autres activités de la Société puissent obliger la Couronne à consulter les communautés autochtones et, éventuellement, à prendre des mesures d'accommodation à leur égard et le risque que Hydro One ait à engager des coûts importants pour transférer des actifs situés dans des réserves;
- le risque que la Société soit incapable de respecter les exigences prévues par la loi ou la réglementation ou qu'elle doive engager, pour s'y conformer, des frais supplémentaires qu'elle ne pourrait pas recouvrer par le biais des tarifs;
- le risque que les installations de Hydro One soient exposées à des intempéries, désastres naturels, événements d'origine humaine ou autres phénomènes imprévus pour lesquels la Société n'est pas assurée ou par suite desquels la Société pourrait faire l'objet de demandes d'indemnisation;
- les risques associés à la sécurité des systèmes d'information ou au maintien d'une infrastructure complexe de technologie de l'information et de technologies opérationnelles (« TO »), notamment les pannes, les cyberattaques ou les accès non autorisés aux systèmes de technologie de l'information et de TO de la Société;
- le risque lié au non-respect de la réglementation environnementale ou à l'impossibilité de recouvrer les dépenses environnementales par le biais des demandes tarifaires et le risque que les hypothèses sous-jacentes aux passifs environnementaux comptabilisés et aux actifs réglementaires connexes puissent changer;
- le risque de conflits de travail et la possibilité que la Société soit incapable de négocier ou de renouveler des conventions collectives adéquates selon des modalités acceptables et conformes aux décisions tarifaires de la Société;
- le risque que la Société échoue à mettre en œuvre les programmes d'investissement nécessaires au bon fonctionnement de ses actifs ou à réaliser ces programmes en temps opportun ou le risque de concurrence accrue au chapitre de l'aménagement de gros projets de transport et les modifications législatives portant sur la sélection des sociétés de transport d'électricité;
- le risque lié à l'état des actifs, aux projets d'immobilisations et à l'innovation, y compris l'opposition du public aux projets planifiés et/ou aux délais d'obtention des approbations ou de conclusion des ententes nécessaires aux projets ou leur refus;
- les risques liés aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre de la Société et à l'incapacité potentielle de celle-ci d'attirer et de fidéliser un personnel qualifié;
- le risque que la Société ne parvienne pas à obtenir un financement suffisant ainsi qu'à un coût raisonnable pour rembourser la dette arrivant à échéance et financer les investissements en capital, le risque que la note de crédit de la Société soit abaissée ou les risques associés à l'intérêt des investisseurs envers le rendement en matière de facteurs ESG et la communication d'information sur ces facteurs;
- le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt et à l'incapacité éventuelle de gérer le risque de crédit et le risque lié aux instruments financiers;
- les risques liés à l'incertitude économique ainsi qu'à la volatilité des marchés financiers;
- le risque lié à l'incapacité à réduire les risques importants liés à la santé et à la sécurité;
- le risque que les coûts liés aux régimes de retraite de la Société ne puissent pas être recouverts par le biais des tarifs futurs et l'incertitude qui entoure le traitement que les organismes de réglementation réserveront aux coûts des régimes de retraite, des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages postérieurs au départ à la retraite;
- l'incidence de la propriété par la Province de terrains essentiels au réseau de transport de la Société;
- le risque que les procédures judiciaires soient coûteuses en temps et en argent ou détournent l'attention des membres de la direction et du personnel clé des activités commerciales de la Société;
- les conséquences si la Société ne dispose pas de droits d'occupation valides relatifs aux terres contrôlées ou détenues par des tiers et les risques liés aux droits d'occupation dotés d'une échéance;
- le risque lié aux événements affectant la réputation de Hydro One et aux actions politiques se rapportant à Hydro One et au secteur de l'électricité;
- la possibilité que Hydro One doive engager des charges importantes pour remplacer des fonctions actuellement imparties advenant que les conventions conclues soient résiliées ou arrivent à échéance avant qu'un nouveau fournisseur de services soit choisi;
- le risque lié aux acquisitions, y compris l'incapacité de concrétiser les avantages escomptés de l'acquisition, ou selon l'échéancier prévu, et les coûts imprévus qui peuvent en découler;
- le risque d'une écloison de maladie infectieuse;
- l'incapacité de la Société à continuer à dresser ses états financiers conformément aux PCGR des États-Unis;
- le risque lié à l'incidence de quelque nouvelle prise de position comptable.

HYDRO ONE INC.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2025 et 2024

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs ci-dessus n'est pas exhaustive. Certains de ces risques et autres facteurs sont analysés plus en détail à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion.

De plus, Hydro One tient à avertir le lecteur que les informations incluses dans le présent rapport de gestion à propos des perspectives de la Société sur certains sujets, y compris les investissements futurs éventuels de celle-ci, ne sont fournies que pour donner une idée de la nature de certains des plans futurs de la Société et peuvent ne pas convenir à d'autres fins.

Des informations additionnelles sur Hydro One, y compris sa notice annuelle, sont disponibles sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.com, sur le site Web de la Securities and Exchange Commission des États-Unis à l'adresse www.sec.gov/edgar.shtml et sur le site Web de la Société à l'adresse www.HydroOne.com/Investors