

HYDRO ONE INC. RAPPORT DE GESTION

Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2023 et 2022

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 2023, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2022. 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 2023 et pour le trimestre et la période neuf mois clos à cette date est fondée sur l'information dont dispose la direction au 7 novembre 2023.

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		
	2023	2022	Variation	2023	2022	Variation
Produits	1 923	2 022	(4,9) %	5 833	5 889	(1,0) %
Achats d'électricité	854	963	(11,3) %	2 662	2 829	(5,9) %
Produits, déduction faite des achats d'électricité ¹	1 069	1 059	0,9 %	3 171	3 060	3,6 %
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	283	288	(1,7) %	928	847	9,6 %
Amortissement et coûts de retrait d'actifs	245	238	2,9 %	739	728	1,5 %
Charges de financement	142	121	17,4 %	417	353	18,1 %
Charge d'impôts sur le bénéfice	37	101	(63,4) %	169	249	(32,1) %
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One	359	308	16,6 %	911	876	4,0 %
Résultat de base par action ordinaire	2 524 \$	2 165 \$	16,6 %	6 405 \$	6 159 \$	4,0 %
Résultat dilué par action ordinaire	2 524 \$	2 165 \$	16,6 %	6 405 \$	6 159 \$	4,0 %
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	622	576	8,0 %	1 596	1 601	(0,3) %
Fonds provenant des activités d'exploitation (FPAE) ¹	622	605	2,8 %	1 669	1 748	(4,5) %
Investissements en capital	633	496	27,6 %	1 769	1 545	14,5 %
Actifs mis en service	681	400	70,3 %	1 324	1 171	13,1 %
Transport : Moyenne mensuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW)	22 588	21 609	4,5 %	20 916	20 818	0,5 %
Distribution : Électricité distribuée aux clients de Hydro One (GWh)	7 225	7 328	(1,4) %	22 579	22 977	(1,7) %

Aux	30 septembre 2023	31 déc. 2022
Ratio de la dette sur la structure du capital ²	55,7 %	55,1 %

¹ La Société prépare et présente ses états financiers conformément aux PCGR des États-Unis. La Société utilise aussi des mesures financières non conformes aux PCGR pour évaluer ses activités et mesurer le rendement général de ses entreprises sous-jacentes. Les produits, déduction faite des achats d'électricité et les FPAE sont des mesures financières non conformes aux PCGR. Les mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR, qui sont utilisés pour préparer les états financiers consolidés de la Société, et pourraient ne pas être comparables au calcul de mesures financières semblables utilisées par d'autres entités. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur ces mesures et un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables.

² Le ratio de la dette sur la structure du capital est un ratio non conforme aux PCGR. Les ratios non conformes aux PCGR n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR, qui sont utilisés pour préparer les états financiers consolidés de la Société, et pourraient ne pas être comparables au calcul de mesures financières semblables utilisées par d'autres entités. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur ce ratio non conforme aux PCGR et les éléments qui le composent.

VUE D'ENSEMBLE

L'entreprise de transport de la Société est formée d'un réseau de transport exploité par ses filiales, notamment Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks ») et Hydro One Sault Ste. Marie LP et d'une participation d'environ 66 % dans B2M Limited Partnership ainsi que d'une participation d'environ 55 % dans Niagara Reinforcement Limited Partnership.

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

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

Pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2023 et 2022, 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	2023	2022
Transport	29 %	27 %
Distribution	71 %	73 %
Autres	— %	— %

Après ajustement visant à tenir compte 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 2023 et 2022 :

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	2023	2022
Transport	54 %	52 %
Distribution	46 %	48 %
Autres	— %	— %

Au 30 septembre 2023 et au 31 décembre 2022, les secteurs d'activité de Hydro One représentaient la proportion suivante de l'actif total de la Société :

Aux	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Transport	60 %	60 %
Distribution	39 %	38 %
Autres	1 %	2 %

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Bénéfice net

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One pour le trimestre clos le 30 septembre 2023 s'est établi à 359 millions de dollars, en hausse de 51 millions de dollars, ou de 16,6 %, par rapport à la période correspondante en 2022. Les facteurs importants ayant influé sur la variation du bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One sont entre autres les suivants :

- l'augmentation des produits, déduction faite des achats d'électricité¹, qui s'explique par une hausse des produits tirés du transport attribuable aux tarifs de transport approuvés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») pour 2023 et la demande mensuelle moyenne plus élevée;
- l'augmentation de l'amortissement et des coûts de retrait d'actifs, qui s'explique essentiellement par la croissance des immobilisations à mesure que la Société poursuit la mise en service de nouveaux actifs conformément à son programme continu d'investissements en capital;
- la hausse des charges de financement attribuable aux taux d'intérêt moyens pondérés plus élevés sur la dette à long terme et les billets à court terme, facteur compensé en partie par les intérêts capitalisés plus élevés en raison du solde moyen supérieur des actifs en construction;
- la diminution de la charge d'impôts, qui s'explique surtout par l'augmentation des écarts temporaires déductibles par rapport à l'exercice précédent et qui a été compensée en partie par le résultat avant impôt plus élevé une fois ajusté pour tenir compte des éléments ayant un effet neutre sur le bénéfice net.

¹ Les produits, déduction faite des achats d'électricité, sont une mesure financière non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Au troisième trimestre, les produits ont également été affectés par la fin du recouvrement de l'actif d'impôts différés précédemment partagé avec les contribuables, approuvé par la CEO. Le 8 avril 2021, la CEO a approuvé le recouvrement du montant de l'actif d'impôts différés attribué aux contribuables et compris dans les tarifs facturés aux clients pour la période de 2017 à 2021, ainsi que des frais financiers sur une période de recouvrement de deux ans, soit du 1^{er} juillet 2021 au 30 juin 2023. L'échéance de cette période de recouvrement a fait reculer les produits au troisième trimestre de l'exercice courant par rapport au trimestre correspondant de 2022, diminution qui a été contrebalancée par une charge d'impôts moins élevée et a un effet neutre sur le bénéfice net de la période.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire de Hydro One pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 s'est établi à 911 millions de dollars, en hausse de 35 millions de dollars, ou de 4,0 %, par rapport à la même période en 2022. Les résultats depuis le début de l'exercice ont subi l'influence de facteurs semblables à ceux susmentionnés et ont été affectés par la hausse des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration, résultant de charges de soutien du siège social et de dépenses liées aux programmes de travaux plus élevées, qui a été en partie compensée par la diminution de la provision pour créances douteuses.

Produits

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2023	2022	Variation	2023	2022	Variation
Transport	594	563	5,5 %	1 710	1 599	6,9 %
Distribution	1 329	1 459	(8,9) %	4 123	4 290	(3,9) %
Total des produits	1 923	2 022	(4,9) %	5 833	5 889	(1,0) %
Transport	594	563	5,5 %	1 710	1 599	6,9 %
Produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité ¹	475	496	(4,2) %	1 461	1 461	— %
Total des produits, déduction faite des achats d'électricité ¹	1 069	1 059	0,9 %	3 171	3 060	3,6 %
Transport : Moyenne mensuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW)	22 588	21 609	4,5 %	20 916	20 818	0,5 %
Distribution : Électricité distribuée aux clients de Hydro One (GWh)	7 225	7 328	(1,4) %	22 579	22 977	(1,7) %

¹ Les « produits, déduction faite des achats d'électricité » sont une mesure financière non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Produits tirés du transport

Les produits tirés du transport ont augmenté de 5,5 % comparativement au trimestre clos le 30 septembre 2022, sous l'effet principalement des facteurs suivants :

- la hausse des produits attribuable à la décision de la CEO sur les tarifs de 2023;
- une demande de pointe moyenne mensuelle plus élevée; facteurs en partie compensés par :
- les éléments ayant un effet neutre sur le bénéfice net, y compris la diminution des produits en lien avec l'échéance de la période de recouvrement de l'actif d'impôts différés, qui ont été en partie compensés par le recouvrement autorisé par la CEO de charges reportées historiques comptabilisées à titre d'actifs réglementaires au cours de périodes précédentes, qui est compensé dans la charge d'impôts et les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Les produits tirés du transport ont augmenté de 6,9 % en regard de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, essentiellement en raison de facteurs semblables à ceux susmentionnés.

Produits tirés de la distribution

Les produits tirés de la distribution ont baissé de 8,9 % comparativement au trimestre clos le 30 septembre 2022, essentiellement sous l'effet des facteurs suivants :

- la baisse des coûts liés aux achats d'électricité, qui sont entièrement recouverts auprès des contribuables, ayant un effet neutre sur le bénéfice net;
- les éléments ayant un effet neutre sur le bénéfice net, y compris la diminution des produits en lien avec l'échéance de la période de recouvrement de l'actif d'impôts différés, qui ont été en partie compensés par le recouvrement autorisé par la CEO de charges reportées historiques comptabilisées à titre d'actifs réglementaires au cours de périodes précédentes, qui est compensé dans la charge d'impôts et les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Les produits tirés de la distribution ont reculé de 3,9 % comparativement à la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, essentiellement en raison de facteurs semblables à ceux susmentionnés.

Les produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité², ont reculé de 4,2 % comparativement au trimestre clos le 30 septembre 2022, essentiellement en raison des facteurs susmentionnés, après les ajustements au titre du recouvrement des coûts liés aux achats d'électricité.

Les produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité² sont restés essentiellement stables par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, en grande partie en raison des facteurs semblables susmentionnés.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2023	2022	Variation	2023	2022	Variation
Transport	116	110	5,5 %	373	316	18,0 %
Distribution	164	176	(6,8) %	541	521	3,8 %
Autres	3	2	50,0 %	14	10	40,0 %
	283	288	(1,7) %	928	847	9,6 %

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

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées au transport ont augmenté de 5,5 % par rapport au trimestre clos le 30 septembre 2022, principalement en raison des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration plus élevées découlant du recouvrement autorisé par la CEO de charges reportées historiques, qui sont compensées dans les produits et ont donc un effet neutre sur le bénéfice net.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées au transport ont augmenté de 18,0 % par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, essentiellement en raison du facteur susmentionné, mais aussi des facteurs suivants :

- l'augmentation des charges de soutien du siège social, surtout du fait de la baisse des coûts indirects capitalisés associés au calendrier et au volume des activités d'investissement;
- la hausse des dépenses liées aux programmes de travaux, y compris des initiatives liées aux technologies de l'information (« TI »), la gestion de la végétation et les travaux d'entretien de postes.

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 reculé de 6,8 % par rapport au trimestre clos le 30 septembre 2022, principalement en raison des facteurs suivants :

- les frais de rétablissement du courant après tempête engagés à l'exercice précédent, qui ont été recouverts auprès de tiers et sont compensés dans les produits, ayant ainsi un effet neutre sur le bénéfice net;
- des dépenses moindres liées aux programmes de travaux, y compris la gestion de la végétation; facteurs compensés en partie par :
- les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration plus élevées découlant du recouvrement autorisé par la CEO de charges reportées historiques, qui sont compensées dans les produits et ont donc un effet neutre sur le bénéfice net.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à la distribution ont progressé de 3,8 % par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, principalement en raison de facteurs semblables à ceux susmentionnés, mais aussi de :

- l'augmentation des charges de soutien du siège social, surtout du fait de la baisse des coûts indirects capitalisés associés au calendrier et au volume des activités d'investissement;
- la hausse des dépenses des programmes de travaux, y compris les activités de rétablissement d'urgence du courant et les initiatives relatives aux TI, qui a été compensée en partie par les dépenses de gestion de l'environnement et de la végétation; facteurs compensés en partie par :
- la diminution de la provision pour créances douteuses.

² Les « produits, déduction faite des achats d'électricité » sont une mesure financière non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Amortissement et coûts de retrait d'actifs

La charge d'amortissement et des coûts de retrait d'actifs a progressé de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2023 en regard du trimestre correspondant de 2022, essentiellement en raison de la croissance des immobilisations à mesure que la Société poursuit la mise en service de nouveaux actifs conformément à son programme continu d'investissements en capital et des coûts de retrait d'actifs plus élevés.

La hausse de 11 millions de dollars de la charge d'amortissement et des coûts de retrait d'actifs pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 en regard du semestre correspondant de 2022 est essentiellement attribuable à des facteurs semblables aux facteurs susmentionnés, ainsi qu'aux dépenses liées à l'environnement plus élevées au premier trimestre de 2023.

Charges de financement

La hausse de 21 millions de dollars et de 64 millions de dollars des charges de financement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement, est essentiellement attribuable aux taux d'intérêt moyens pondérés plus élevés sur la dette à long terme et les billets à court terme, compensés en partie par les intérêts capitalisés plus élevés en raison du solde moyen supérieur des actifs en construction.

Charge d'impôts sur le bénéfice

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2023, la charge d'impôts sur le bénéfice a totalisé 37 millions de dollars, contre 101 millions de dollars au même trimestre de 2022. La baisse sur un an de la charge d'impôts sur le bénéfice est surtout attribuable à ce qui suit :

- la diminution de la charge d'impôts attribuable à l'échéance de la période de recouvrement de l'actif d'impôts différés le 30 juin 2023 et aux ajustements réglementaires se rapportant à l'écart lié aux coûts indirects capitalisés à des fins fiscales qui sont compensés par une diminution correspondante des produits et ont donc un effet neutre sur le bénéfice net;
- la hausse des écarts temporaires déductibles par rapport à l'exercice précédent; facteurs en partie compensés par :
- le résultat avant impôt plus élevé, ajusté pour tenir compte des éléments ayant un effet neutre sur le bénéfice net.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, la charge d'impôts sur le bénéfice a totalisé 169 millions de dollars, contre une charge de 249 millions de dollars pour la période correspondante de 2022. La baisse de 80 millions de dollars sur un an de la charge d'impôts sur le bénéfice est surtout attribuable à des facteurs semblables à ceux susmentionnés, ainsi qu'au résultat avant impôt moins élevé depuis le début de l'exercice qu'à l'exercice précédent.

Le taux d'imposition effectif de la Société s'est établi à environ 9,3 % et 15,5 % pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement, contre environ 24,5 % et 22,0 % aux mêmes périodes de 2022. Ce recul de 15,2 % et de 6,5 %, respectivement, est essentiellement attribuable aux facteurs susmentionnés.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION TRIMESTRIELS

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf le résultat par action ordinaire et le ratio)	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021
Produits	1 923	1 845	2 065	1 851	2 022	1 830	2 037	1 768
Achats d'électricité	854	798	1 010	895	963	852	1 014	914
Produits, déduction faite des achats d'électricité ¹	1 069	1 047	1 055	956	1 059	978	1 023	854
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire	359	267	285	181	308	256	312	159
Résultat de base et dilué par action ordinaire	2 524 \$	1 877 \$	2 004 \$	1 273 \$	2 165 \$	1 800 \$	2 193 \$	1 118 \$
Ratio de couverture par le bénéfice ²	3,0	3,1	3,2	3,4	3,4	3,3	3,3	3,1

¹ Les « produits, déduction faite des achats d'électricité » sont une mesure non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

² Le ratio de couverture par le bénéfice est un ratio non conforme aux PCGR. Les ratios non conformes aux PCGR n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR, qui sont utilisés pour préparer les états financiers consolidés de la Société, et pourraient ne pas être comparables au calcul de mesures financières semblables utilisées par d'autres entités. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur ce ratio non conforme aux PCGR et les éléments qui le composent.

Les variations des produits et du bénéfice net 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.

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 2023 et 2022 :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2023	2022	Variation	2023	2022	Variation
Transport	331	229	44,5 %	659	644	2,3 %
Distribution	350	171	104,7 %	665	527	26,2 %
Total des actifs mis en service	681	400	70,3 %	1 324	1 171	13,1 %

Actifs de transport mis en service

Les actifs de transport mis en service ont augmenté de 102 millions de dollars, ou de 44,5 %, au trimestre clos le 30 septembre 2023 par rapport au trimestre correspondant de 2022, essentiellement en raison des facteurs suivants :

- le calendrier des actifs mis en service en lien avec des travaux de remise à neuf et de remplacement d'équipement, principalement au poste de transformation Lambton, au poste de transformation Bridgman, au poste de transformation Keith et au poste de transformation Cherrywood;
- le calendrier des actifs mis en service en lien avec les initiatives relatives aux TI;
- le nombre supérieur d'actifs mis en service en lien avec la remise à neuf et le remplacement de lignes de transport; facteurs en partie compensés par :
- les importants projets de développement mis en service à l'exercice précédent, principalement le nouveau poste de transformation Lakeshore.

À la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les actifs de transport mis en service ont augmenté de 15 millions de dollars, ou de 2,3 %, par rapport à la période correspondante de 2022, essentiellement en raison de facteurs semblables à ceux susmentionnés, mais aussi du calendrier des ajouts mis en service plus tôt au cours de l'exercice, y compris le poste de transformation Arnprior et le poste de transformation Nanticoke. Depuis le début de l'exercice, les résultats ont aussi été affectés par la diminution des investissements mis en service associés à la remise à neuf de lignes de transport.

Actifs de distribution mis en service

Les actifs de distribution mis en service ont progressé de 179 millions de dollars, ou de 104,7 %, au trimestre clos le 30 septembre 2023 par rapport au trimestre correspondant de 2022, essentiellement en raison des facteurs suivants :

- le calendrier des actifs mis en service en lien avec les initiatives relatives aux TI;
- les investissements mis en service dans le cadre du projet de développement de la ligne d'apport du poste de transformation South Middle Road;
- le plus fort volume de remplacements d'actifs des suites de tempêtes;
- le volume supérieur de travaux de raccordement de clients et de remplacement de lignes de transport et de poteaux en bois; facteurs en partie compensés par :
- le volume moindre des travaux de remise à neuf de postes et des remplacements;
- l'achèvement du centre d'exploitation Dunnville en 2022.

Les actifs de distribution mis en service ont augmenté de 138 millions de dollars, ou de 26,2 %, à la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 par rapport à la période correspondante de 2022, essentiellement en raison de facteurs semblables à ceux mentionnés plus haut, facteur en partie compensé par le volume moindre de remplacements d'actifs après tempête et des actifs mis en service depuis le début de l'exercice.

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 2023 et 2022 :

(en millions de dollars)	2023	Trimestres clos les 30 septembre		2023	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2022	Variation		2022	Variation
Transport						
Maintien	293	229	27,9 %	761	674	12,9 %
Développement	65	59	10,2 %	232	157	47,8 %
Autres	26	23	13,0 %	62	68	(8,8) %
	384	311	23,5 %	1 055	899	17,4 %
Distribution						
Maintien	96	62	54,8 %	289	313	(7,7) %
Développement	121	103	17,5 %	351	275	27,6 %
Autres	32	20	60,0 %	74	58	27,6 %
	249	185	34,6 %	714	646	10,5 %
Total des investissements en capital	633	496	27,6 %	1 769	1 545	14,5 %

Investissements en capital liés au transport

Les investissements en capital liés au transport ont augmenté de 73 millions de dollars, ou de 23,5 %, au troisième trimestre de 2023 par rapport au troisième trimestre de 2022, surtout en raison du volume accru de travaux de remise à neuf de postes et de remplacement d'équipement.

À la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les investissements en capital liés au transport ont progressé de 156 millions de dollars, ou de 17,4 %, essentiellement en raison du facteur mentionné plus haut, mais aussi de l'investissement dans les nouvelles lignes de transport de Chatham à Lakeshore et de Waasigan pendant l'exercice en cours.

Investissements en capital liés à la distribution

Les investissements en capital liés à la distribution ont augmenté de 64 millions de dollars, ou de 34,6 %, au cours du troisième trimestre de 2023 comparativement au troisième trimestre de 2022, surtout en raison des facteurs qui suivent :

- la hausse des dépenses liées au remplacement d'actifs des suites de tempêtes;
- l'augmentation du volume de remplacement de lignes de transport et de poteaux en bois;
- l'investissement dans le projet de système d'infrastructure de compteurs avancés 2.0;
- les sommes supérieures investies dans des initiatives liées aux TI;
- le volume supérieur de raccordements de clients;
- la hausse des dépenses en immobilisations mineures.

Les investissements en capital liés à la distribution ont augmenté de 68 millions de dollars, ou de 10,5 %, au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, surtout en raison de facteurs semblables à ceux mentionnés plus haut, mais aussi du calendrier des projets de renforcement des capacités du système et du volume accru de travaux émanant de l'externe en lien avec l'utilisation conjointe d'actifs et du déplacement de lignes. Depuis le début de l'exercice, les investissements ont aussi été affectés par la baisse des dépenses liées aux remplacements d'actifs après tempête.

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 2023 :

Nom du projet	Emplacement	Type	Mise en service prévue	Coût estimatif	Coûts en capital jusqu'à maintenant
			(année)	(millions de dollars)	
Projets de développement					
Mise à niveau de l'infrastructure de transport dans la région de Barrie	Barrie-Innisfil Sud de l'Ontario	Mise à niveau de la ligne et des postes de transport	2023	125	88
Ligne de transport de Chatham à Lakeshore ¹	Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	2024	253	111
Ligne d'interconnexion Est-Ouest – expansion de postes ²	Nord de l'Ontario	Nouveau raccordement et expansion de poste	2024	191	186
Poste de transport Islington	Toronto, sud de l'Ontario	Nouveau poste de transport et raccordement	2025	109	5
Ligne de transport St. Clair ³	Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	2025	38	15
Ligne de transport Waasigan ⁴	Thunder Bay-Atikokan-Dryden Nord-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	2027	1 200	53
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	À déterminer
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	À déterminer
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	À déterminer
Ligne Mississagi-Third Line ⁶	Nord-est de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	À déterminer
Ligne Hanmer-Mississagi ⁶	Nord-est de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	À déterminer
Ligne Est de la région du Grand Toronto ⁶	Est de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport et expansion de poste	À déterminer	À déterminer	À déterminer
Projets d'investissements de maintien					
Poste de transport Beck 2, remplacement des disjoncteurs	Région de Niagara Sud-ouest de l'Ontario	Maintien du poste	2023	135	121
Poste de transport Cherrywood, remplacement des disjoncteurs	Pickering Centre de l'Ontario	Maintien du poste	2023	115	96
Poste de commutation Bruce B, remplacement des disjoncteurs	Tiverton Sud-ouest de l'Ontario	Maintien du poste	2024	185	170
Poste de transport Middleport, remplacement des disjoncteurs	Middleport Sud-ouest de l'Ontario	Maintien du poste	2025	184	134
Poste de transport Lennox, remplacement des disjoncteurs	Napanee Sud-est de l'Ontario	Maintien du poste	2026	152	126
Circuit Esplanade -Terauley, remplacement des lignes souterraines	Toronto Sud de l'Ontario	Maintien des lignes	2026	117	31
Remise à neuf du poste de transport Bridgman	Toronto Sud de l'Ontario	Maintien du poste	2026	108	60
Poste de transport Bruce A, remplacement du poste extérieur	Tiverton Sud-ouest de l'Ontario	Maintien du poste	2027	555	78

¹ Le projet de ligne de transport de Chatham à Lakeshore comprend la ligne et les installations connexes, et davantage de détails sont fournis à la rubrique « Autres événements - Appuyer l'infrastructure essentielle de transport d'électricité dans le sud-ouest de l'Ontario ».

² L'entrée en service du projet d'interconnexion Est-Ouest se fait par phase. Une portion substantielle du projet est entrée en service au cours de la période 2021-2022 et l'entrée en service finale est prévue en 2024.

³ Le coût estimatif de la ligne de transport St. Clair a trait à la phase de développement du projet et la date d'entrée en vigueur prévue rend compte de la date prévue de fin de la phase de développement seulement. Le parachèvement de la ligne demeure assujéti aux consultations des parties prenantes et aux approbations réglementaires.

⁴ Le projet de ligne de transport Waasigan comprend les phases 1 et 2, notamment les améliorations à apporter aux 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 de la phase 2 d'ici la fin de 2027. La première phase du projet devrait entrer en service le plus près possible de la fin de 2025. Le 4 mai 2022 et le 18 novembre 2022, Hydro One a conclu, en vertu de son modèle de partenariat, des ententes avec les collectivités des Premières Nations, aux termes desquelles elles auront la possibilité d'acquiescer une participation de 50 % dans la composante de ligne de transport du projet. L'achèvement du projet demeure assujéti à la tenue d'une consultation auprès des parties prenantes et aux approbations réglementaires. Se reporter à la rubrique « Autres événements – Appuyer l'infrastructure essentielle de transport d'électricité dans le nord-ouest de l'Ontario » pour obtenir un complément d'information.

⁵ L'étendue et le calendrier de ces renforcements du réseau de transport du sud-ouest de l'Ontario font actuellement l'objet d'un examen.

⁶ 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.

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.

Les estimations des investissements en capital pour 2023 à 2027 ont été mises à jour au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 pour tenir compte de l'incidence prévue du projet de ligne de transport Waasigan soumis à la CEO le 31 juillet 2023 par voie d'une demande d'autorisation de construire (se reporter à la rubrique « Autres événements – Appuyer l'infrastructure essentielle de transport d'électricité dans le nord-ouest de l'Ontario » pour obtenir de plus amples renseignements), ainsi que des estimations révisées des coûts et de la date de mise en service prévus du projet de ligne de transport de Chatham à Lakeshore (se reporter à la rubrique « Autres événements – Appuyer l'infrastructure essentielle de transport d'électricité dans le nord-ouest de l'Ontario » pour obtenir de plus amples renseignements). Les tableaux ci-dessous présentent un sommaire des investissements en capital annuels projetés de Hydro One pour les exercices 2023 à 2027, par secteur d'activité :

Par secteur d'activité : (en millions de dollars)	2023	2024	2025	2026	2027
Transport ¹	1 636	1 807	1 778	1 692	1 772
Distribution	924	1 027	1 043	1 001	989
Autres	23	18	15	11	10
Total des investissements en capital²	2 583	2 852	2 836	2 704	2 771

Par catégorie : (en millions de dollars)	2023	2024	2025	2026	2027
Maintien	1 534	1 658	1 629	1 548	1 480
Développement ¹	764	971	1 001	947	1 124
Autres ³	285	223	206	209	167
Total des investissements en capital²	2 583	2 852	2 836	2 704	2 771

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 Le 29 mars 2021, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE ») a demandé à Hydro One de lancer des travaux de développement et de construction d'une nouvelle ligne de transport entre Chatham et Lambton (la « ligne St. Clair ») afin de soutenir la croissance du secteur agricole du sud-ouest de l'Ontario. Le 31 mars 2022, le ministère de l'Énergie a demandé à la CEO de modifier le permis de transport 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 cette ligne et trois autres lignes de transport prioritaires afin de répondre à la demande en hausse dans le sud-ouest de l'Ontario (se reporter à la rubrique « Autres événements »). Le 23 octobre 2023, le ministère de l'Énergie a de nouveau 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 trois lignes de transport prioritaires afin de répondre à la demande en hausse dans le nord-est et l'est de l'Ontario. Les investissements en capital futurs présentés ne comprennent pas les dépenses en immobilisations liées aux six lignes supplémentaires, puisque Hydro One est présentement en train d'évaluer la portée et le calendrier des travaux.

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	
	2023	2022	2023	2022
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	622	576	1 596	1 601
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	46	(77)	(205)	(592)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(668)	(499)	(1 849)	(1 508)
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	—	—	(458)	(499)

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Au trimestre clos le 30 septembre 2023, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 46 millions de dollars par rapport au trimestre correspondant de 2022. Cette augmentation s'explique par divers facteurs, dont les suivants :

- l'augmentation de l'insuffisance du fonds de roulement net, qui s'explique surtout par le coût moindre de l'électricité à payer à la SIERE sous l'effet des tarifs inférieurs facturés, et les montants supérieurs à recevoir de la SIERE en raison de la hausse des produits tirés du transport, facteur compensé en partie par les charges à payer plus élevées;
- la variation des soldes du compte réglementaire;
- le résultat plus élevé avant impôt.

À la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont reculé de 5 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2022. Cette diminution est en grande partie attribuable au résultat moins élevé avant impôt, facteur compensé en partie par l'augmentation de l'insuffisance du fonds de roulement net en raison des montants plus élevés à recevoir de la SIERE en raison de la hausse des produits tirés du transport, facteur compensé en partie par les charges à payer plus élevées.

Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement

Les rentrées nettes liées aux activités de financement ont augmenté de 123 millions de dollars et les sorties nettes liées aux activités de financement ont reculé de 387 millions de dollars, respectivement, pour le trimestre et la période neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Ces variations sont le résultat de divers facteurs, notamment les suivants :

Sources de liquidités

- Au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, la Société a reçu un produit de 2 120 millions de dollars et de 5 480 millions de dollars, respectivement, lié à l'émission de billets à court terme, comparativement à un produit de 1 730 millions de dollars et de 4 590 millions de dollars aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.
- Au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, la Société a émis des titres d'emprunt à long terme d'un montant de 425 millions de dollars et de 1 475 millions de dollars, respectivement, alors qu'aucun titre d'emprunt à long terme n'a été émis au cours de ces deux périodes de 2022.

Affectations des liquidités

- Au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, la Société a remboursé des billets à court terme d'un montant de 2 295 millions de dollars et de 5 930 millions de dollars, respectivement, comparativement à un remboursement de 1 650 millions de dollars et de 4 120 millions de dollars aux mêmes périodes l'an dernier.
- Au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, la Société a remboursé des titres d'emprunt à long terme de néant et de 731 millions de dollars, respectivement, contre néant et 601 millions de dollars aux mêmes périodes de 2022.
- Au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les dividendes sur les actions ordinaires ont totalisé 176 millions de dollars et 517 millions de dollars, respectivement, contre 165 millions de dollars et 487 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 pour le trimestre et la période neuf mois clos le 30 septembre 2023 ont augmenté de 169 millions de dollars et de 341 millions de dollars, respectivement, en regard des périodes correspondantes de 2022, surtout en raison des investissements en capital plus élevés et des dépenses accrues liées aux actifs utilisés ultérieurement dans le cadre de projets désignés d'Internet à large bande. Se reporter à la rubrique « Investissements en capital » pour une comparaison des investissements en capital effectués par la Société au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 par rapport à l'exercice précédent, et à la rubrique « Loi de 2021 sur le développement plus rapide de l'accès à large bande » pour un complément d'information sur les projets d'Internet à large bande.

LIQUIDITÉS ET STRATÉGIE DE FINANCEMENT

Les liquidités à court terme proviennent des FPAE³, du programme de papier commercial de Hydro One Inc. et des facilités de crédit bancaire consolidées de la Société. Aux termes de son programme de papier commercial, Hydro One Inc. 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 2023, l'encours du papier commercial de Hydro One se chiffrait à 927 millions de dollars, comparativement à 1 374 millions de dollars au 31 décembre 2022. En outre, la Société dispose de facilités de crédit bancaire renouvelables (les « facilités de crédit d'exploitation ») dont le solde totalise 2 300 millions de dollars au 30 septembre 2023. En janvier 2022, Hydro One a modifié avec succès ses facilités de crédit d'exploitation pour y intégrer des cibles liées aux facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance. Les facilités comprennent désormais un mécanisme qui ajuste à la hausse ou à la baisse le coût du financement 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 2023, la date d'échéance des facilités de crédit d'exploitation a été reportée de 2027 à 2028. Aucun montant n'avait été prélevé sur les facilités de crédit d'exploitation au 30 septembre 2023 ou au 31 décembre 2022. 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.

³ Les FPAE sont une mesure financière non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

Au 30 septembre 2023, l'encours de la dette à long terme de la Société, d'un montant en capital de 14 120 millions de dollars. La majeure partie de 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. Le 12 janvier 2023, Hydro One a publié son cadre de financement durable, en vertu duquel la Société et ses filiales peuvent émettre des instruments de financement durable et affecter le produit net à des projets écologiques ou sociaux admissibles. La dette à long terme totale de la Société est composée de billets et de débentures arrivant à échéance entre 2024 et 2064 et au 30 septembre 2023, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance de ces effets était d'environ 14,0 ans (14,2 ans au 31 décembre 2022) et leur taux d'intérêt nominal moyen pondéré, de 4,1 % (3,9 % au 31 décembre 2022).

En juin 2022, Hydro One a déposé un prospectus préalable de base simplifié lié à son programme de billets à moyen terme, lequel vise des billets pouvant être émis pour un montant en capital maximal autorisé de 4 000 millions de dollars, et vient à échéance en juillet 2024. Au 30 septembre 2023, une somme de 1 775 millions de dollars demeurait disponible à des fins d'émission aux termes du prospectus lié au programme de billets à moyen terme. Le 20 octobre 2023, Hydro One Inc. a émis des obligations vertes de 400 millions de dollars (les « billets de série 57 ») dans le cadre de son programme de billets à moyen terme, lesquels comportent un taux d'intérêt nominal de 5,54 % et viennent à échéance le 20 octobre 2025. Au même moment, Hydro One Inc. a conclu un swap de taux d'intérêt fixe-variable d'un montant de 400 millions de dollars visant la conversion de ces billets en dette à taux variable à intérêt composé quotidiennement.

Conformité

Au 30 septembre 2023, 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.

Notation

Le 18 août 2023, S&P Global Ratings a révisé ses prévisions concernant la Société, les faisant passer de stables à positives, et a confirmé ses notations existantes d'émetteur et d'émission.

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 2023 (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	14 120	700	1 675	750	10 995
Dette à long terme – Paiements d'intérêts	8 433	583	1 103	1 002	5 745
Billets à court terme à payer	927	927	—	—	—
Cotisations de retraite ¹	476	71	147	155	103
Obligations liées à l'environnement ainsi qu'à la mise hors service d'immobilisations	97	19	21	4	53
Conventions d'impartition et autres ententes	180	76	79	12	13
Conventions liées aux actifs immobilisés	124	4	120	—	—
Obligations locatives	53	12	21	16	4
Entente à long terme visant les logiciels et les compteurs	22	2	15	2	3
Total des obligations contractuelles	24 432	2 394	3 181	1 941	16 916
Autres engagements commerciaux (selon l'année d'échéance)					
Facilités de crédit d'exploitation	2 300	—	—	2 300	—
Lettres de crédit ²	171	171	—	—	—
Garanties ³	475	475	—	—	—
Total des autres engagements commerciaux	2 946	646	—	2 300	—

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 2022 et a été publiée le 26 septembre 2023.

² Les lettres de crédit sont constituées de lettres de crédit de 163 millions de dollars liées à des conventions de retraite, d'une lettre de crédit de 7 millions de dollars fournie à la SIERE à titre de soutien prudentiel et de lettres de crédit de 1 million 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.

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 et des besoins de trésorerie, 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 7 novembre 2023, 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 7 novembre 2023, aucune action privilégiée n'était émise et en circulation.

RÈGLEMENTATION

Hydro One Networks

Le 29 novembre 2022, la CEO a rendu sa décision et son ordonnance approuvant la requête conjointe relative aux tarifs de Hydro One Networks concernant les tarifs de distribution et les besoins en revenus de transport pour la période de 2023 à 2027. Le tableau suivant présente la base tarifaire et les besoins en revenus découlant de la requête d'établissement des tarifs :

Année	Hydro One Networks – Transport		Hydro One Networks – Distribution	
	Base tarifaire	Besoins en revenus ¹	Base tarifaire	Besoins en revenus ¹⁾
2023	14 534 M\$	1 952 M\$	9 460 M\$	1 727 M\$
2024	15 342 M\$	2 073 M\$	9 979 M\$	1 813 M\$
2025	16 271 M\$	2 168 M\$	10 573 M\$	1 886 M\$
2026	17 148 M\$	2 277 M\$	11 153 M\$	1 985 M\$
2027	17 940 M\$	2 362 M\$	11 656 M\$	2 071 M\$

¹ Les besoins en revenus pour 2024 à 2027 sont mis à jour chaque année dans le cadre d'un processus annuel de requête, de manière à intégrer les plus récents facteurs d'inflation.

À la suite de l'approbation par la CEO du règlement visant la requête conjointe et du recouvrement au titre de l'actif d'impôts différés précédemment partagé avec les contribuables en 2023, le taux d'imposition effectif de Hydro One devrait s'établir entre 13 % et 16 % pour la période visée par la requête conjointe relative aux tarifs.

Actif d'impôts différés

Le 8 avril 2021, la CEO a rendu sa décision de mise en œuvre de l'actif d'impôts différés approuvant le recouvrement des montants de l'actif d'impôts différés attribués aux contribuables et compris dans les tarifs facturés aux clients pour la période de 2017 à 2021, ainsi que des frais financiers sur une période de recouvrement de deux ans allant du 1^{er} juillet 2021 au 30 juin 2023.

Le recouvrement du montant de l'actif d'impôts différés précédemment partagé et des frais financiers s'est traduit par un apport de 67 millions de dollars aux FPAE⁴ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 (132 millions de dollars en 2022). Par ailleurs, la décision de mise en œuvre de l'actif d'impôts différés exigeait que Hydro One ajuste ses besoins en revenus au titre des tarifs de transport et ses tarifs de distribution de base à compter du 1^{er} janvier 2022 afin de ne plus attribuer d'autres économies fiscales aux clients. Cette décision devrait donner lieu à des FPAE⁴ supplémentaires d'environ 46 millions de dollars pour 2023, mais ces montants devraient s'amenuiser chaque année par la suite.

Hydro One Remotes

Le 31 août 2022, Hydro One Remotes a soumis sa requête relative aux tarifs de distribution pour 2023 à 2027. Le 2 mars 2023, la CEO a approuvé les besoins en revenus de 2023 de Hydro One Remote Communities établis à 128 millions de dollars, et comportant un indice d'indexation du plafonnement des prix pour 2023 à 2027, ainsi qu'une augmentation des tarifs de 3,72 % avec prise d'effet le 1^{er} mai 2023.

Compte d'écart au titre de la Loi pour un Ontario connecté

Le 31 octobre 2023, la CEO a créé un compte d'écart générique à l'échelle du secteur d'activité, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2023, afin que les distributeurs d'électricité à tarifs réglementés puissent y comptabiliser les coûts de localisation supplémentaires des infrastructures souterraines résultant de la mise en œuvre du projet de loi 93, dans un compte réglementaire en vue d'un recouvrement futur, sous réserve de l'approbation de la CEO. La Société continuera d'évaluer les conséquences au fur et à mesure que les détails deviennent disponibles.

Coûts de mise en œuvre des accords d'infonuagique

Le 2 novembre 2023, la CEO a créé un compte de report générique à l'échelle du secteur d'activité, avec prise d'effet le 1^{er} décembre 2023, afin que les entités à tarifs réglementés, y compris les distributeurs et les transporteurs d'électricité, puissent y enregistrer les coûts supplémentaires de mise en œuvre des accords d'infonuagique engagés et toutes les économies compensatoires connexes, le cas échéant, dans un compte réglementaire en vue d'un recouvrement futur, sous réserve de l'approbation de la CEO. La Société évalue actuellement l'incidence possible de l'établissement de ce compte.

⁴ Les FPAE sont une mesure financière non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR ».

AUTRES ÉVÉNEMENTS**Conventions collectives**

Le 23 juin 2023, Hydro One Inc. a conclu une entente de principe visant le renouvellement de la convention collective avec le Power Workers' Union (« PWU ») relativement aux activités de service à la clientèle, venue à échéance le 30 septembre 2022. À la même date, Hydro One Inc. a également conclu une entente de principe avec le PWU concernant la principale convention collective venue à échéance le 31 mars 2023. La convention principale a été ratifiée par les membres du PWU le 16 août 2023, tandis que la convention collective touchant les activités de service à la clientèle a été ratifiée le 21 août 2023. Les deux conventions viennent à échéance le 30 septembre 2025.

La convention collective avec la Society of United Professionals (la « Society ») est venue à échéance le 31 mars 2023. Les négociations en vue du renouvellement de cette convention ont débuté le 16 janvier 2023 et ont donné lieu à une entente de principe le 15 août 2023. Les membres de la Society ont ratifié la nouvelle convention le 11 septembre 2023. Cette convention vient également à échéance le 30 septembre 2025.

Convention d'achat de Chapeau Hydro

Le 6 novembre 2023, Hydro One Networks et Chapeau Public Utilities Corporation (« Chapeau Hydro ») ont signé une convention définitive en vue d'acquérir l'entreprise de distribution de Chapeau Hydro afin de desservir en électricité les clients situés dans le Canton de Chapeau. La convention vise notamment l'achat de la quasi-totalité des actifs de distribution d'électricité de Chapeau Hydro. Le Canton de Chapeau détient Chapeau Hydro. Hydro One Networks devrait payer environ 2,3 millions de dollars pour la transaction, sous réserve d'ajustements. L'acquisition est assujettie au respect des modalités de clôture habituelles et à l'approbation de la CEO. Hydro One Networks prévoit déposer une demande auprès de la CEO d'ici la fin de 2023 en vue de faire approuver l'acquisition.

Loi de 2021 sur le développement plus rapide de l'accès à large bande

En mars 2021, la Province a présenté le projet de loi 257 (*Loi de 2021 soutenant l'expansion de la large bande et des infrastructures*) pour promulguer la nouvelle Loi de 2021 sur le développement plus rapide de l'accès à large bande qui a pour but de faciliter le déploiement en temps opportun d'une infrastructure de large bande 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, y compris pour réduire ou fixer les frais de location annuels que les fournisseurs de services de télécommunications doivent payer pour raccorder leurs systèmes filaires de télécommunication à large bande aux poteaux électriques, définir les normes de rendement et les délais dans lesquels les entreprises de services publics doivent répondre aux demandes de fixation, et exiger des entreprises de services publics qu'elles étudient la possibilité d'une utilisation conjointe des poteaux électriques durant leur processus de planification. Les lignes directrices et deux règlements en lien avec la *Loi de 2021 sur le développement plus rapide de l'accès à large bande*, qui précisent les changements législatifs, ont été publiés en novembre 2021.

Un troisième règlement exigeant une réduction du tarif annuel de fixation filaire à un poteau pour les entreprises de télécommunication a été publié le 10 décembre 2021. Le 16 décembre 2021, la CEO a publié une décision et une ordonnance qui ont réduit le tarif annuel de fixation filaire à un poteau pour les entreprises de télécommunication de 44,50 \$ par fixation par poteau à 34,76 \$ par fixation par poteau, conformément à la Loi sur les télécommunications. Le 3 novembre 2022, la CEO a publié une autre décision et ordonnance qui a fait passer le tarif annuel de fixation filaire à un poteau à 36,05 \$ par fixation par poteau. Le 7 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 le développement plus rapide de l'accès à large bande* 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.

La réglementation concernant les infrastructures électriques et les projets désignés d'Internet à large bande 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 large bande. Un montant de 1,7 million de dollars a été comptabilisé dans ce compte en date du quatrième trimestre de 2022. Le 6 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 large bande. Dans le cadre de ce projet, un contrat a été conclu avec Anixter Power Solutions Canada Inc. (Wesco). En décembre 2022, Hydro One s'est engagé à effectuer des achats d'un montant de 61 millions de dollars. Le 28 mars 2023, la Province a modifié la Loi sur la CEO (Règl. de l'Ont. 410/22) afin de mettre à jour certaines parties de la loi adoptée le 21 avril 2022, plus particulièrement les délais de performance associés aux projets désignés d'Internet à haut débit.

Le 14 août 2023, la *Loi de 2021 sur le développement plus rapide de l'accès à large bande* a de nouveau été modifiée de manière à fournir des conseils détaillés 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.

Appuyer l'infrastructure essentielle de transport d'électricité dans le sud-ouest de l'Ontario

Le 9 mai 2022, Hydro One Networks a présenté à la CEO une demande d'autorisation de construire afin de faire approuver le projet de ligne de transport de Chatham à Lakeshore dans le sud-ouest de l'Ontario. Dans sa décision et son ordonnance rendues le 24 novembre 2022, la CEO a approuvé la demande d'autorisation de construire moyennant des conditions standards d'approbation. Le 28 décembre 2022, le Haudenosaunee Development Institute (HDI) a interjeté appel de cette décision devant la Cour divisionnaire aux termes de l'article 22 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (la « Loi sur la CEO »). Cet appel demandait entre autres à la Cour d'annuler la décision de la CEO autorisant Hydro One à construire la ligne de transport de Chatham à Lakeshore et de rejeter la demande. Le 1^{er} mars 2023, le HDI a soumis ses documents d'appel. La CEO et Hydro One ont déposé leurs documents de réponse le 1^{er} mai 2023.

Le 8 juin 2023, toutes les parties se sont entendues pour abandonner l'appel, sans frais, et l'appel a été rejeté par la Cour divisionnaire le 12 juin 2023. Le 15 juin 2023, Hydro One a lancé la construction du projet de ligne de transport de Chatham à Lakeshore, ligne qui devait entrer en service à la fin de 2025.

Le 3 novembre 2023, la Société a annoncé une révision de la date prévue de mise en service et du coût estimatif du projet. Le projet de ligne de transport de Chatham à Lakeshore devrait maintenant entrer en service d'ici décembre 2024 et être réalisé selon un coût total de 253 millions de dollars.

Appuyer l'infrastructure essentielle de transport d'électricité dans le nord-ouest de l'Ontario

En 2013, la Province a émis un décret accompagné d'une directive de ministre de l'Énergie à la CEO exigeant que Hydro One Networks entreprenne des travaux d'aménagement de la ligne de transport Northwest Bulk (dorénavant, la ligne de transport Waasigan) et demande les autorisations nécessaires à cet effet. En réponse à la directive de 2013, la CEO a modifié le permis de transport de Hydro One Networks en 2014 afin de permettre l'aménagement du projet et la demande d'autorisation à cet effet. Hydro One réalise présentement une évaluation environnementale qui englobe les deux phases du projet (se reporter à la rubrique « Projets importants d'investissements en capital liés au transport »). Hydro One a conclu des ententes avec neuf Premières Nations, aux termes desquelles elles ont la possibilité d'acquérir une participation de 50 % dans la composante de ligne de transport du projet.

Le 25 avril 2023, la Société a reçu de la SIERE une lettre confirmant la nécessité d'une alimentation en électricité fiable dans le nord-ouest de l'Ontario. Dans cette lettre, la SIERE recommande que la phase 2 du projet de ligne de transport Waasigan, une ligne de transport monoterne de 230 kilovolts reliant le poste de transformation Mackenzie, situé à Atikokan, au poste de transformation Dryden, situé à Dryden, soit mise en service le plus tôt possible après la phase 1 du projet. Cela fait suite à une lettre reçue en mai 2022, dans laquelle la SIERE recommandait que la construction de la phase 1 soit suivie d'une date de mise en service le plus près possible de la fin de 2025.

Le 31 juillet 2023, Hydro One Networks a présenté à la CEO une demande d'autorisation de construire afin de faire approuver le projet de ligne de transport Waasigan. Voir la rubrique « Projets importants d'investissements en capital liés au transport ».

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

Le 10 juillet 2023, le ministère de l'Énergie (le « Ministère ») 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. Le Ministère a proposé de présenter un décret qui, advenant son approbation, déclarerait les projets de transport suivants, dont la mise en service est recommandée d'ici 2029, comme étant des projets prioritaires en vertu du paragraphe 96.1(1) de la Loi sur la CEO :

- La ligne Mississagi-Third Line – une ligne de transport d'électricité de 230 kilovolts qui devrait parcourir environ 75 kilomètres entre le poste de transformation de Mississagi (à l'ouest de Sudbury) et le poste de transformation de Third Line (Sault Ste. Marie);
- La ligne Est de la région du Grand Toronto – une ligne de transport d'électricité de 230 kilovolts qui devrait parcourir environ 50 kilomètres entre le poste de transformation de Cherrywood (Pickering) ou le poste de transformation de Clarington (Oshawa) et le poste de transformation de Dobbin (Peterborough);
- La ligne Hanmer-Mississagi – une ligne de transport d'électricité de 500 kilovolts qui devrait parcourir environ 205 kilomètres entre le poste de transformation de Hanmer (Grand Sudbury) et le poste de transformation de Mississagi (à l'ouest de Sudbury).

À la même occasion, le Ministère a également proposé de présenter un décret et une directive complémentaire en vertu de l'article 28.6.1 de la Loi sur la CEO, qui, advenant leur approbation, ordonnerait à la CEO de modifier la licence de transport de Hydro One Networks pour l'obliger à entreprendre des travaux d'aménagement et à obtenir toutes les approbations nécessaires pour construire les trois projets énumérés ci-dessus. La période de consultation de 60 jours a pris fin le 8 septembre 2023.

Le 23 octobre 2023, le ministère 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 les trois lignes de transport prioritaires susmentionnées.

Rapport sur le développement durable

Le rapport sur le développement durable de 2022 de Hydro One Limited, intitulé *Enabling Ontario's Clean Energy Future*, peut être consulté sur le site Web de la Société à l'adresse www.hydroone.com/sustainability.

Le rapport sur le développement durable de 2022 présente le rendement lié aux facteurs ESG de la Société et explique comment Hydro One gère les occasions et les défis découlant de ses activités. Le rapport comprend aussi des déclarations sur les efforts que la Société déploie actuellement dans trois secteurs prioritaires, soit le capital humain, la planète et la collectivité.

CONSEIL D'ADMINISTRATION ET HAUTS DIRIGEANTS DE HYDRO ONE

Conseil d'administration

Le 2 juin 2023, Mitch Panciuk, Helga Reidel et Brian Vaasjo ont été nommés par le conseil d'administration de Hydro One afin de remplacer William (Bill) Sheffield, Blair Cowper-Smith et Russel Robertson, qui n'ont pas cherché à se faire réélire.

Hauts dirigeants

Le 10 janvier 2023, le conseil d'administration de Hydro One a annoncé la nomination de David Lebeter au poste de président et chef de la direction, avec prise d'effet le 1^{er} février 2023. Le 1^{er} février 2023, Bill Sheffield a donc démissionné à titre de président et chef de la direction par intérim. Il a toutefois continué d'agir comme administrateur de Hydro One jusqu'à l'assemblée générale annuelle du 2 juin 2023, mais n'a pas cherché à se faire réélire.

Le 13 avril 2023, Hydro One a annoncé la nomination de Teri French à titre de vice-présidente directrice, Opérations et expérience client, et d'Andrew Spencer à titre de vice-président directeur, Déploiement du portefeuille d'investissement en capital. Le même jour, la Société a annoncé l'élargissement du mandat de Megan Telford, vice-présidente directrice, Stratégie, transition énergétique, ressources humaines et sécurité, et de Chris Lopez, vice-président directeur, chef des finances et affaires réglementaires.

Le 13 avril 2023, Paul Harricks a annoncé son départ à la retraite et a donc démissionné à titre de vice-président directeur et chef des affaires juridiques. Le même jour, Cassidy McFarlane a été nommée directrice des affaires juridiques de Hydro One. Paul Harricks restera en poste jusqu'à la fin de l'année en qualité de conseiller principal du chef de la direction.

Le 30 juin 2023, Brad Bowness a remis sa démission à titre de chef de l'information de Hydro One.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Hydro One a recours à différentes mesures financières pour évaluer son rendement. La Société présente de l'information sur les FPAE en tant que mesure de ses flux de trésorerie et de ses produits, déduction faite des coûts liés aux achats d'électricité, afin de refléter les produits moins les achats d'électricité. Les FPAE et les produits, déduction faite des coûts liés aux achats d'électricité sont des mesures financières non conformes aux PCGR qui n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR, et pourraient ne pas être comparables au calcul de mesures semblables utilisées par d'autres entités. Elles ne doivent pas être prises isolément ni se substituer à d'autres mesures d'analyse de l'information financière de la Société présentée conformément aux PCGR.

Hydro One a également recours à des ratios financiers non conformes aux PCGR, par exemple le ratio de la dette sur la structure du capital et le ratio de couverture par le bénéfice. Les ratios non conformes aux PCGR n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR et pourraient ne pas être comparables au calcul de mesures semblables utilisées par d'autres entités. Ils ne doivent pas être pris isolément ni se substituer à d'autres mesures d'analyse de l'information financière de la Société présentée conformément aux PCGR des États-Unis.

FPAE

Les FPAE s'entendent des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation après les ajustements servant à rendre compte : i) des variations des soldes hors trésorerie liées aux activités d'exploitation, ii) des dividendes payés sur les actions privilégiées et iii) 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 aux actionnaires ordinaires. 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.

HYDRO ONE INC.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2023 et 2022

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	622	576	1 596	1 601
Variations des soldes hors trésorerie liées à l'exploitation	2	31	81	155
Distributions à la participation sans contrôle	(2)	(2)	(8)	(8)
FPAE	622	605	1 669	1 748

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 (comptables) conformes aux PCGR et des produits, déduction faite des achats d'électricité (ajustés) non conformes aux PCGR, sur une base consolidée.

Trimestres clos les (en millions de dollars)	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021
Produits	1 923	1 845	2 065	1 851	2 022	1 830	2 037	1 768
Moins : Achats d'électricité	854	798	1 010	895	963	852	1 014	914
Produits, déduction faite des achats d'électricité	1 069	1 047	1 055	956	1 059	978	1 023	854

Trimestres clos les (en millions de dollars)	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021
Produits tirés de la distribution	1 329	1 285	1 509	1 370	1 459	1 314	1 517	1 347
Moins : Achats d'électricité	854	798	1 010	895	963	852	1 014	914
Produits tirés de la distribution, déduction faite des achats d'électricité	475	487	499	475	496	462	503	433

Ratio de la dette sur la structure du capital

La Société estime que le ratio de la dette sur la structure du capital est un ratio non conforme aux PCGR important pour gérer son endettement. Ce ratio non conforme aux PCGR n'a pas de définition normalisée selon les PCGR des États-Unis et pourrait ne pas être comparable au calcul de mesures semblables utilisées par d'autres entités. Le ratio de la dette sur la structure du capital correspond au total de la dette (qui comprend la dette à long terme totale et les emprunts à court terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie) divisé par le total de la dette plus le total des capitaux propres attribuables à l'actionnaire, exclusion faite de tout montant se rapportant à la participation sans contrôle. La direction estime que le ratio de la dette 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 septembre 2023	31 décembre 2022
Billets à court terme à payer	927	1 374
Ajouter : la dette bancaire	33	—
Moins : la trésorerie et les équivalents de trésorerie	—	(458)
Dette à long terme (tranche échéant à moins de un an)	700	733
Dette à long terme (tranche à long terme)	13 378	12 606
Total de la dette (A)	15 038	14 255
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire (exclusion faite de la participation sans contrôle)	11 978	11 596
Total de la dette plus les capitaux propres attribuables à l'actionnaire (B)	27 016	25 851
Ratio de la dette sur la structure du capital (A/B)	55,7 %	55,1 %

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. Ce ratio non conforme aux PCGR n'a pas de définition normalisée selon les PCGR des États-Unis et pourrait ne pas être comparable au calcul de mesures semblables utilisées par d'autres entités.

Trimestres clos les (en millions de dollars)	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire	359	267	285	181	308	256	312	159
Charge d'impôts sur le bénéfice	37	66	66	41	101	68	80	54
Charges de financement	142	141	134	125	121	118	114	122
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice et les charges de financement attribuable aux actionnaires ordinaires	538	474	485	347	530	442	506	335
Périodes de douze mois closes les (en millions de dollars)	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice et les charges de financement attribuable à l'actionnaire ordinaire (A)	1 844	1 836	1 804	1 825	1 813	1 772	1 698	1 604
Trimestres clos les (en millions de dollars)	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021
Charges de financement	142	141	134	125	121	118	114	122
Intérêts capitalisés	20	18	15	16	16	16	15	16
Charges de financement et intérêts capitalisés	162	159	149	141	137	134	129	138
Périodes de douze mois closes les (en millions de dollars)	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021
Charges de financement et intérêts capitalisés (B)	611	586	561	541	538	532	515	513
Ratio de couverture par le bénéfice = A/B	3,0	3,1	3,2	3,4	3,4	3,3	3,3	3,1

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 2023. La SIERE, OPG, la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »), la CEO, Acronym Solutions Inc. (« Acronym ») et Hydro One Broadband Solutions Inc. (« HOBSI ») sont apparentées à Hydro One puisque le ministère de l'Énergie ou Hydro One Limited les contrôle ou exerce une influence notable sur celles-ci. 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 2023 et 2022 :

(en millions de dollars)		Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
Apparenté	Opération	2023	2022	2023	2022
SIERE	Achats d'électricité	451	553	1 596	1 739
	Produits tirés des services de transport	589	558	1 694	1 586
	Montants liés aux remises sur les frais d'électricité	199	259	628	803
	Produits tirés de la distribution liés à la protection des tarifs ruraux	63	62	187	183
	Produits tirés de la distribution liés à l'approvisionnement en électricité de collectivités dans les régions éloignées du Nord	12	8	35	26
	Produits tirés de la distribution liés à Wataynikaneyap Power LP	14	—	41	—
	Financement reçu relativement aux programmes de conservation et de gestion de la demande	—	2	1	2
OPG	Achats d'électricité	5	1	12	12
	Produits tirés de la prestation de services et de l'approvisionnement en électricité	1	2	5	6
	Apport de capital reçu d'OPG	1	3	4	5
	Coûts au titre de l'achat de services	—	1	1	2
SFIEO	Achats d'électricité visés par des contrats d'électricité administrés par la SFIEO	—	1	1	2
CEO	Frais liés à la CEO	3	2	9	7
Hydro One Limited	Versements de dividendes	176	165	517	487
	Coûts liés à la rémunération à base d'actions	1	1	4	4
	Recouvrement des coûts liés aux services rendus	3	1	8	5
Acronym	Services reçus – coûts passés en charge	8	8	23	19
	Produits tirés des services rendus	1	—	2	1
HOBSI	Réduction de l'apport de capital de HOBSI	—	—	—	2
	Produits tirés des services rendus	—	1	—	1

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 2022.

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 2023 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 adoptées récemment

Directive	Date de publication	Description	Date d'entrée en vigueur	Incidence prévue sur Hydro One
ASU 2021-08	Octobre 2021	Les modifications traitent de la manière de déterminer si une obligation contractuelle constitue un passif à comptabiliser par l'acquéreur dans le cas d'un regroupement d'entreprises.	1 ^{er} janvier 2023	Aucune incidence au moment de l'adoption
ASU 2022-02	Mars 2022	Les modifications éliminent le modèle de restructuration de la dette d'un débiteur en difficulté pour les entités qui ont adopté le Topic 326, <i>Financial Instrument – Credit Losses</i> . Les exigences en matière d'informations à fournir relatives aux années de montage ont aussi été modifiées et fournissent des indications de manière à exiger la présentation des radiations brutes de la période courante par année de montage.	1 ^{er} janvier 2023	Aucune incidence au moment de l'adoption

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 énoncés prospectifs qui 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 comprennent notamment les énoncés concernant les demandes de tarifs de transport et de distribution de la Société, dont la requête conjointe et le plan d'investissements envisagé s'y rapportant, y compris les décisions connexes, comme la décision de mise en œuvre de l'actif d'impôts différés ainsi que les taux acceptés, le recouvrement ainsi que le calendrier et les incidences prévus; le calendrier prévu de la mise à jour de la Société à l'égard de la base tarifaire (transport et distribution) et de ses besoins en revenus; 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 et les dates d'entrée en service et d'achèvement prévus; les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux; les conventions collectives; la Loi de 2021 sur le développement plus rapide de l'accès à large bande et les répercussions prévues; l'évaluation faite par la Société des répercussions liées à l'établissement par la CEO des comptes génériques d'écart et de report; les régimes de retraite futurs et les cotisations connexes; les mesures financières non conformes aux PCGR et les répercussions attendues; le contrôle interne à l'égard de l'information financière et de la communication de l'information; le programme de billets à moyen terme; et les acquisitions de la Société, y compris CPUC. 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'ampleur et la durée de la pandémie de COVID-19, ainsi que les conséquences et la sévérité des mesures prises par la Société et d'autres mesures d'atténuation sur les activités de la Société, sa chaîne d'approvisionnement ou ses employés; 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; le recouvrement des coûts et des frais liés à la pandémie de COVID-19, notamment les coûts attribuables aux défauts de paiement de clients en raison de la pandémie; 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;
- 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;
- les risques associés à la sécurité des systèmes d'information ou au maintien d'une infrastructure complexe de technologies de l'information et de technologies opérationnelles, notamment les pannes, les cyberattaques ou les accès non autorisés aux systèmes de technologies de l'information et de technologies opérationnelles 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 d'une éclosion de maladie infectieuse, y compris le risque que la pandémie de COVID-19, notamment la propagation de variants, perdure ou s'aggrave de façon importante et restreigne ou empêche la Société d'exercer ses activités, ou affecte substantiellement sa chaîne d'approvisionnement ou sa main-d'œuvre; le risque lié à la sévérité des mesures de lutte contre la pandémie de COVID-19 et le risque que l'achèvement des projets d'exploitation et d'investissement soit retardé ou que les coûts augmentent; et le traitement réglementaire et comptable des coûts additionnels et des pertes de revenus liés à la pandémie de COVID-19;
- 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;
- 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 et le risque que la note de crédit de la Société soit abaissée;
- 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'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;
- 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;
- 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;
- 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.

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.