

HYDRO ONE INC.

RAPPORT DE GESTION

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Produits

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres clos les 30 septembre				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2011	2010	Variation en \$	Variation en %	2011	2010	Variation en \$	Variation en %
Transport	379	376	3	1	1 067	1 002	65	6
Distribution	990	970	20	2	2 998	2 795	203	7
Divers	15	14	1	7	47	47	-	-
	1 384	1 360	24	2	4 112	3 844	268	7
Moyenne de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW) ¹	23 018	24 812	(1 794)	(7)	21 765	22 119	(354)	(2)
Distribution - unités distribuées aux abonnés (TWh) ¹	7,1	7,2	(0,1)	(1)	22,0	21,6	0,4	2

¹ Les statistiques relatives au réseau sont provisoires.

La demande d'électricité suit généralement les variations météorologiques normales et, par conséquent, nos produits d'exploitation liés à l'énergie, toutes choses étant égales par ailleurs, auront tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

Transport

Les produits tirés du transport proviennent surtout des tarifs de transport que nous prélevons et qui sont fondés sur la demande de pointe mensuelle d'électricité sur notre réseau à haute tension. Les tarifs sont établis de façon à générer les produits nécessaires au maintien d'un réseau de transport ayant une capacité suffisante pour répondre à la demande prévue maximale. La demande dépend des conditions météorologiques et de la conjoncture économique. Les produits tirés du transport comprennent également les produits accessoires peu élevés, lesquels découlent principalement des services d'entretien fournis aux producteurs d'électricité et de l'usage secondaire de nos emprises.

Les produits tirés du transport ont augmenté de 3 millions de dollars, ou de 1 %, pendant le troisième trimestre et de 65 millions de dollars, ou de 6 %, durant la période de neuf mois à l'étude, par rapport à ceux des périodes correspondantes de l'exercice précédent. Ces augmentations ont été principalement attribuables à la hausse des produits générés par les services tarifés, de 24 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 67 millions de dollars durant la période de neuf mois considérée, qui a résulté de la décision rendue le 23 décembre 2010 par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO ») au sujet de la demande de tarifs de transport de notre filiale, Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks ») pour 2011 et 2012. La décision a fait suite à des examens approfondis des éléments d'information écrits et verbaux soumis à l'égard des besoins de financement pour soutenir les exigences du réseau. Les tarifs en découlant, qui sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2011, viendront appuyer les investissements visant la réfection de l'infrastructure essentielle vieillissante, les objectifs en matière de mixité des sources d'approvisionnement, notamment l'élimination de la production d'électricité à partir du charbon, et la mise en place de projets d'investissement dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte (la « LEV »).

La moyenne mensuelle de la demande de pointe a diminué pendant le trimestre et la période de neuf mois à l'étude, de sorte que les produits tirés du transport ont baissé, respectivement, de 19 millions de dollars et de 8 millions de dollars. Parmi d'autres facteurs, les températures ont été plus basses pendant le troisième trimestre, comparativement à 2010. Pour la période de neuf mois considérée, le fléchissement de la demande au cours du troisième trimestre a été partiellement contrebalancé par un accroissement de celle-ci durant le premier trimestre, en raison du temps plus froid durant les mois d'hiver par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.

HYDRO ONE INC.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Les produits tirés du transport liés à des comptes de report approuvés par la CEO ont été moindres, soit 7 millions de dollars pendant le trimestre et 9 millions de dollars durant la période de neuf mois à l'étude, principalement en raison du recouvrement intégral d'un compte réglementaire lié au transport à la clôture de l'exercice précédent. Nous avons aussi enregistré des produits tirés des services d'exportation approuvés par la CEO un peu plus élevés de 1 million de dollars pendant le trimestre et de 3 millions de dollars durant la période de neuf mois considérée. Les produits accessoires se sont accrus de 4 millions de dollars pendant le trimestre et de 12 millions de dollars durant la période de neuf mois à l'étude compte tenu de la croissance des produits externes approuvée aux termes de la décision de la CEO sur les tarifs. Les produits tirés des services d'exportation et les produits externes encaissés en sus des montants approuvés sont imputés à un compte de report réglementaire.

Distribution

Les produits tirés de la distribution comprennent ceux générés par nos services de distribution tarifés ainsi que les montants nécessaires au recouvrement des coûts d'achat de l'électricité consommée par nos abonnés. Par conséquent, les produits tirés de la distribution dépendent de la quantité d'électricité que nous distribuons, des coûts d'achat d'électricité et de nos tarifs de distribution approuvés. Ces produits comprennent également un faible montant de produits provenant de services auxiliaires de distribution, comme les frais liés à l'utilisation de nos poteaux par les secteurs des télécommunications et de la câblodistribution et des frais divers tels que les pénalités de retard.

Les produits tirés de la distribution ont progressé de 20 millions de dollars, ou de 2 %, pendant le troisième trimestre et de 203 millions de dollars, ou de 7 %, durant la période de neuf mois considérée, par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. Cette progression reflète le recouvrement des coûts d'achat d'électricité plus élevés de 12 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 121 millions de dollars durant la période de neuf mois à l'étude, comme il est décrit ci-après sous « Achats d'électricité ».

Compte tenu des coûts d'achat d'électricité, les hausses des produits reflètent deux décisions rendues par la CEO et portant sur les tarifs de distribution de notre filiale, Hydro One Networks. Le 9 avril 2010, la CEO a approuvé les nouveaux tarifs avec prise d'effet le 1^{er} mai 2010 et, le 21 décembre 2010, elle a approuvé les nouveaux tarifs avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011. Ces deux décisions ont fait suite à un examen approfondi des éléments d'information écrits et verbaux soumis à l'égard des besoins de notre réseau de distribution en matière d'entretien et d'investissement. Ensemble, ces décisions ont eu pour effet d'accroître les produits tirés de la distribution de 12 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 83 millions de dollars durant la période de neuf mois à l'étude. Ces hausses de tarifs permettent de soutenir un approvisionnement sécuritaire et fiable en électricité aux abonnés partout en Ontario ainsi que le développement du réseau de distribution intelligent pour assurer l'avenir de notre réseau en facilitant le raccordement de nouvelles installations de production. Les autres produits ont également augmenté de 4 millions de dollars durant la période de neuf mois considérée en raison des décisions de la CEO.

La hausse des produits tirés de la distribution a été partiellement contrebalancée par la baisse de 4 millions de dollars de la consommation d'énergie pendant le troisième trimestre, essentiellement attribuable au temps plus doux pendant l'été, comparativement à l'exercice précédent. En revanche, durant la période de neuf mois à l'étude, la consommation d'énergie plus élevée a été principalement attribuable à l'hiver plus froid, ce qui a donné lieu à une augmentation de 3 millions de dollars des produits tirés de la distribution.

Une diminution de 8 millions de dollars des produits a été enregistrée durant la période de neuf mois considérée à la suite du recouvrement intégral d'un compte réglementaire lié à la distribution en date du 30 avril 2010.

Achats d'électricité

Les coûts d'achat d'électricité engagés par notre entreprise de distribution représentent le coût de l'électricité livrée aux abonnés dans notre territoire de service et ils expriment le coût de l'énergie sur le marché de gros, les frais de service du marché de gros de l'électricité de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») et les frais de transport prélevés par cette dernière. Le coût de l'énergie pour certains petits consommateurs et des consommateurs désignés repose sur la grille tarifaire réglementée (la « GTR ») de la CEO, qui consiste en une structure tarifaire à deux niveaux comportant des seuils et en une structure tarifaire pour les abonnés admissibles à la GTR facturés selon la période d'utilisation, lesquelles sont ajustées deux fois l'an. Nous avons commencé à facturer l'électricité aux abonnés admissibles à la GTR selon le système de tarification en fonction de la période d'utilisation le 1^{er} mai 2010, et l'électricité livrée à la plupart de ces abonnés est maintenant facturée de cette manière. Les abonnés qui ne sont pas admissibles à la GTR paient l'électricité au prix du marché, après ajustement au titre de l'écart entre les prix du marché et les prix payés aux producteurs

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DE GESTION (suite)

en vertu de la Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité. Un sommaire de la GTR pour la période considérée et la période de comparaison est présenté ci-après.

Sommaire de la GTR

Entrée en vigueur	Niveau seuil (kWh/mois)		Tarifs par niveau (cents/kWh)	
	Clients résidentiels	Clients non résidentiels	Premier niveau	Deuxième niveau
1 ^{er} novembre 2009	1 000	750	5,8	6,7
1 ^{er} mai 2010	600	750	6,5	7,5
1 ^{er} novembre 2010	1 000	750	6,4	7,4
1 ^{er} mai 2011	600	750	6,8	7,9

Entrée en vigueur	Tarifs selon la période d'utilisation (cents/kWh)		
	Période de pointe	Période médiane	Période creuse
1 ^{er} mai 2010	9,9	8,0	5,3
1 ^{er} novembre 2010	9,9	8,1	5,1
1 ^{er} mai 2011	10,7	8,9	5,9

En 2011, les coûts d'achat d'électricité ont augmenté de 12 millions de dollars, ou de 2 %, pour s'élever à 650 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 121 millions de dollars, ou de 7 %, pour s'établir à 1 956 millions de dollars durant la période de neuf mois l'étude, par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. Ces augmentations découlent essentiellement de l'incidence des modifications des tarifs de la GTR de la CEO pour les abonnés résidentiels et autres clients admissibles de l'ordre de 20 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 67 millions de dollars durant la période de neuf mois à l'étude, de la montée des coûts d'achat d'électricité, de 18 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 40 millions de dollars durant la période de neuf mois considérée, pour les abonnés qui ne sont pas admissibles à la GTR et des hausses des frais de transport de 6 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 18 millions de dollars durant la période de neuf mois à l'étude, en raison de la décision de la CEO sur les tarifs de transport qui a pris effet le 1^{er} janvier 2011. L'incidence de ces augmentations a été partiellement contrebalancée par les répercussions de la baisse de la demande d'électricité de 29 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 2 millions de dollars durant la période de neuf mois considérée ainsi que de la diminution des frais prélevés par la SIERE de 3 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 2 millions de dollars durant les neuf premiers mois de 2011.

Exploitation, entretien et administration

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent de la main-d'œuvre, des matières, du matériel et des services achetés aux fins du soutien de l'exploitation et de l'entretien des réseaux de transport et de distribution. De plus, ces charges comprennent les impôts fonciers et les paiements en remplacement des impôts se rapportant à nos lignes de transport et de distribution, à nos postes et à nos bâtiments.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de chacun de nos trois secteurs d'activité ont été les suivantes :

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres clos les 30 septembre				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2011	2010	Variation en \$	Variation en %	2011	2010	Variation en \$	Variation en %
Transport	115	90	25	28	325	300	25	8
Distribution	158	147	11	7	455	432	23	5
Divers	14	16	(2)	(13)	44	45	(1)	(2)
	287	253	34	13	824	777	47	6

Transport

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées pour maintenir en bon état nos postes de transport à haute tension, nos lignes et nos emprises ont augmenté de 25 millions de dollars, ou de 28 %, pendant le troisième trimestre et de 25 millions de dollars, ou de 8 %, durant la période de neuf mois à l'étude, par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. Dans le cadre de nos programmes de travaux, nous avons continué d'investir dans l'exploitation sécuritaire et fiable de notre réseau de transport en territoire ontarien. Nos besoins liés aux programmes de travaux se sont

HYDRO ONE INC.

RAPPORT DE GESTION (suite)

accrus de 17 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 27 millions de dollars durant la période de neuf mois considérée, par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. Pour ces deux périodes, des charges ont été engagées afin de suivre la recommandation formulée par l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'« OEO ») concernant l'accroissement de la capacité de court-circuit ou la capacité des transformateurs de 10 postes de transport afin de permettre le raccordement de petits projets de production d'énergie renouvelable, mais le recouvrement de ces charges est assujéti à des restrictions (voir la rubrique « Dépenses en immobilisations futures »). Durant la période de neuf mois à l'étude, nous avons enregistré des besoins plus grands en matière de travaux d'entretien prévu des postes fondé sur la demande ou planifié à l'égard de l'équipement des réseaux électriques ainsi que des besoins accrus à la suite d'un incendie au poste de transformation Richview. Nos équipes ont travaillé inlassablement pour reconstruire et remettre en service les transformateurs âgés qui étaient touchés afin d'assurer un approvisionnement adéquat aux sociétés de distribution locales critiques. De plus, nous avons davantage mis l'accent sur le programme de réduction des fuites d'hydrocarbures sur les sites, ce qui reflète la priorité que nous accordons à la gestion responsable de l'environnement. Nous avons enregistré des dépenses accrues pour le programme de travaux forestiers puisque les ressources ont été utilisées au début de l'exercice pour faire progresser le programme en raison des conditions météorologiques favorables. Les dépenses engagées pour soutenir le réseau de transport ont augmenté de 8 millions de dollars pendant le trimestre à la suite d'une réaffectation des ressources et d'une hausse des charges en vue de générer les produits externes plus élevés approuvés aux termes de la décision de la CEO sur les tarifs, ce qui s'appliquait également à la clôture de la période. Les charges de soutien ont diminué de 2 millions de dollars durant la période de neuf mois considérée principalement en raison des mesures de réduction au titre de la gestion des charges, relativement aux charges administratives et organisationnelles, ainsi que de la baisse des charges de télécommunications puisque nous avons tiré avantage des tarifs interurbains moins élevés offerts au secteur public pour la transmission de la voix et de l'utilisation moindre de la transmission des données.

Distribution

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées pour soutenir notre réseau de distribution à basse tension ont augmenté de 11 millions de dollars, ou de 7 %, pendant le troisième trimestre et de 23 millions de dollars, ou de 5 %, au cours des neuf premiers mois de l'exercice, par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. Les dépenses du programme de travaux se sont légèrement accrues de 4 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 9 millions de dollars durant la période de neuf mois considérée, par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. Au cours des neuf premiers mois de l'exercice, nous avons enregistré une hausse des charges de rétablissement du courant puisque la province a subi davantage de tempêtes. De plus, pour ces deux périodes, les besoins découlant des changements imprévus des systèmes ont augmenté pour mettre en œuvre les modifications du code de la CEO influant sur le système de facturation. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par les diminutions des charges, pendant le troisième trimestre, au titre du programme de patrouille des lignes en raison des nouvelles méthodes de collecte de données et, durant la période de neuf mois considérée, au titre des travaux forestiers par suite de la réorientation des travaux, plus tôt pendant l'exercice. Les charges liées à notre réseau de distribution ont augmenté de 7 millions de dollars pendant le trimestre et de 14 millions de dollars durant la période de neuf mois à l'étude en raison d'une réaffectation des ressources, partiellement contrebalancées par la baisse des charges de télécommunications durant la période de neuf mois.

Amortissement

La dotation aux amortissements s'est accrue de 2 millions de dollars, ou de 1 %, à 152 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 14 millions de dollars, ou de 3 %, à 447 millions de dollars durant la période de neuf mois considérée, par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. Ces hausses découlent essentiellement de l'amortissement plus élevé d'environ 5 millions de dollars pendant le troisième trimestre et 18 millions de dollars durant la période de neuf mois en raison de la mise en service de nouveaux actifs, conformément à notre programme continu de travaux en matière d'immobilisations. Pendant le troisième trimestre, nous avons enregistré une baisse de 1 million de dollars découlant d'une réduction des mises hors service d'immobilisations dans le cadre des travaux relatifs aux projets d'immobilisations. En revanche, pour les neuf premiers mois de l'exercice, cette baisse a été plus que contrebalancée par une hausse des mises hors service d'immobilisations liées aux travaux de reconstruction à la suite des tempêtes et d'un incendie survenus plus tôt pendant l'exercice, ce qui a donné lieu à une hausse d'environ 4 millions de dollars. L'amortissement des actifs réglementaires et d'autres actifs a diminué de 2 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 8 millions de dollars durant la période de neuf mois à l'étude principalement en raison du recouvrement intégral d'un compte réglementaire lié à la distribution au cours du deuxième trimestre de l'exercice précédent.

HYDRO ONE INC.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Charges de financement

Les charges de financement ont augmenté de 6 millions de dollars, ou de 7 %, à 88 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 3 millions de dollars, ou de 1 %, à 258 millions de dollars durant la période de neuf mois à l'étude, par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. Ces augmentations découlent essentiellement des hausses des charges d'intérêts de 4 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 8 millions de dollars durant la période de neuf mois considérée, en raison de la croissance du niveau moyen de la dette, partiellement contrebalancées durant la période de neuf mois par la baisse du taux d'intérêt effectif moyen. Pendant le troisième trimestre, nous avons enregistré un accroissement de 3 millions de dollars des charges, attribuable principalement à la variation de la valeur marchande de notre placement à long terme en billets à taux variable de la province d'Ontario. La hausse des charges de financement a été partiellement contrebalancée par la hausse des intérêts capitalisés de 1 million de dollars pendant le troisième trimestre et de 5 millions de dollars durant la période de neuf mois par suite de l'accroissement des travaux de construction en cours, conformément au programme d'immobilisations.

Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés a augmenté de 21 millions de dollars, ou de 111 %, à 40 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 54 millions de dollars, ou de 104 %, à 106 millions de dollars durant la période de neuf mois considérée, par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. Ces augmentations sont essentiellement attribuables aux variations des écarts temporaires nets, y compris la déduction pour amortissement des logiciels qui a été inférieure à celle de l'exercice précédent. Le bénéfice avant impôts plus élevé durant la période de neuf mois explique également l'augmentation par rapport à l'exercice précédent. Les augmentations nettes en 2011 ont été partiellement contrebalancées par une réduction du taux prévu par la loi, qui est passé de 31,00 % à 28,25 %, et par la baisse du bénéfice avant impôts au troisième trimestre.

Bénéfice net

Le bénéfice net s'est établi à 167 millions de dollars pour le troisième trimestre, en baisse de 51 millions de dollars, ou de 23 %, par rapport à celui de la période correspondante en 2010. Il s'est élevé à 521 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice, en hausse de 29 millions de dollars, ou de 6 %, comparativement à celui de la période correspondante en 2010. Pour ces deux périodes, le bénéfice net a reflété les décisions de la CEO sur les tarifs qui ont permis, notamment, le recouvrement des coûts d'immobilisations d'exercices antérieurs, lesquelles sont maintenant en service. Les nouvelles immobilisations mises en service incluent les nouveaux investissements visant la réfection de l'infrastructure essentielle vieillissante, les objectifs en matière de mixité des sources d'approvisionnement, notamment l'élimination de la production d'électricité à partir du charbon, et les investissements dans le cadre de la LEV. L'augmentation des produits a été partiellement contrebalancée durant la période de neuf mois à l'étude et plus que compensée au troisième trimestre par la croissance des charges d'exploitation, y compris celles découlant des travaux réalisés concernant l'accroissement de la capacité de court-circuit ou la capacité des transformateurs de certains postes de transport afin de permettre le raccordement de petits projets de production d'énergie renouvelable, et par la hausse du taux d'imposition effectif.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION TRIMESTRIELS

Le tableau suivant présente l'information trimestrielle non audité pour chacun des huit trimestres compris dans la période allant du 31 décembre 2009 au 30 septembre 2011. Cette information a été tirée de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités qui, de l'avis de notre direction, ont été dressés conformément aux états financiers consolidés annuels audités, et elle comprend tous les ajustements, consistant uniquement en ajustements récurrents normaux nécessaires pour donner une image fidèle de notre situation financière et de nos résultats d'exploitation des périodes visées. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats des périodes futures, et le lecteur ne doit pas s'y fier pour prédire notre rendement futur.

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2011				2010			2009
Trimestres clos les	30 sept.	30 juin	31 mars	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars	31 déc.
Total des produits ¹	1 384	1 268	1 460	1 280	1 360	1 165	1 319	1 207
Bénéfice net ¹	167	142	212	99	218	105	169	111
Bénéfice net attribuable au porteur d'actions ordinaires ¹	163	137	208	94	214	100	165	106

¹ La demande d'électricité suit généralement les variations météorologiques normales et, par conséquent, nos produits et notre bénéfice liés à l'électricité, toutes choses étant égales par ailleurs, ont tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DE GESTION (suite)

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Nos principales sources de liquidités et de financement sont les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les emprunts sur les marchés financiers et le financement bancaire. Ces ressources serviront à répondre à nos besoins de financement qui continuent d'inclure les dépenses en immobilisations, le service et le remboursement de notre dette, les paiements liés à nos conventions d'impartition, les autres activités d'investissement ainsi que les dividendes.

Sommaire des sources et des affectations des liquidités <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	30 septembre	30 septembre	closes les	closes les
	2011	2010	2011	2010
Activités d'exploitation	500	414	1 074	958
Activités de financement				
Émission de titres de créance à long terme	300	500	600	1 500
Remboursement sur la dette à long terme	-	-	(250)	(400)
Billets à court terme à payer	-	-	-	(55)
Dividendes versés	(42)	(4)	(126)	(23)
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(382)	(401)	(1 022)	(1 106)
Placement à long terme	-	-	-	(250)
Autres activités de financement et d'investissement	11	12	24	31
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	387	521	300	655

Activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation se sont accrues de 86 millions de dollars à 500 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 116 millions de dollars à 1 074 millions de dollars durant la période de neuf mois à l'étude, par rapport aux périodes correspondantes de 2010. La hausse pendant le troisième trimestre a été attribuable aux variations des débiteurs liés aux niveaux des produits, en raison des variations de la demande et des décisions de la CEO sur les tarifs, ainsi qu'aux variations de certains comptes réglementaires. Cette hausse a été partiellement contrebalancée par la baisse du bénéfice net, comparativement à l'exercice précédent. Pour la période de neuf mois considérée, la hausse a été attribuable aux variations de certains comptes réglementaires ainsi qu'à la progression du bénéfice net en regard de, l'exercice précédent.

Activités de financement

Les liquidités à court terme proviennent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de notre programme de papier commercial, programme aux termes duquel nous sommes autorisés à émettre des billets à court terme d'une durée inférieure à 365 jours pouvant aller jusqu'à 1 000 millions de dollars, de notre facilité de crédit renouvelable et de notre avoir en billets à taux variable de la province d'Ontario.

Le programme de papier commercial est soutenu par des facilités de trésorerie totalisant 1 500 millions de dollars composées d'une facilité de crédit renouvelable consentie de 1 250 millions de dollars, obtenue auprès d'un consortium bancaire et venant à échéance en juin 2014, et de billets à taux variable de la province d'Ontario de 250 millions de dollars. Les liquidités à court terme prévues dans ce programme et les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation devraient suffire à financer nos besoins habituels de la société en matière d'exploitation.

Au 30 septembre 2011, l'encours de notre dette à long terme s'établissait à 8 125 millions de dollars, y compris la tranche échéant à moins de un an. Nos billets et nos débentures viennent à échéance entre 2011 et 2046. Le financement à long terme est assuré par notre accès aux marchés de la dette, et ce, principalement grâce à notre programme de billets à moyen terme. Le 23 août 2011, nous avons déposé un prospectus préalable de base en vue de proroger le programme de billets à moyen terme pendant 25 mois. Le montant en capital maximal des billets à moyen terme pouvant être émis aux termes de ce programme est de 3 000 millions de dollars, montant dont la tranche non encore émise était de 2 700 millions de dollars jusqu'en septembre 2013.

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DE GESTION (suite)

Agence de notation	Cote	
	Dettes à court terme	Dettes à long terme
DBRS Limited	R-1 (moyen)	A (élevé)
Moody's Investors Service Inc.	Préférentiel-1	Aa3
S&P	A-1	A+

Nous devons nous conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette permise exprimée en pourcentage du total de notre structure du capital, restreignent notre capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Les conventions de crédit relatives à nos facilités de crédit ne comportent aucune clause de changement néfaste important qui pourrait entraîner un manquement. Cependant, les conventions de crédit exigent que nous fassions parvenir aux prêteurs un avis indiquant tout changement néfaste important dans les trois jours ouvrables de sa survenance. Les conventions prévoient également que notre dette ne peut représenter plus de 75 % du total de la structure du capital et que les titres d'emprunt émis par nos filiales ne peuvent dépasser 10 % de la valeur comptable totale de nos actifs. Au 30 septembre 2011, nous nous conformions à toutes ces clauses restrictives et limites.

Pour les neuf premiers mois de 2011, nous avons émis des titres de créance à long terme d'une valeur de 600 millions de dollars dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme, soit 300 millions de dollars durant le premier trimestre et 300 millions de dollars pendant le troisième trimestre. Nous avons remboursé la tranche échue de 250 millions de dollars sur la dette à long terme durant le premier trimestre. Pour les neuf premiers mois de 2010, nous avons émis des titres de créance à long terme d'une valeur de 1 500 millions de dollars dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme, y compris 500 millions de dollars durant le troisième trimestre, et nous avons fait des remboursements de 400 millions de dollars sur la dette à long terme échue durant le deuxième trimestre. Pour les neuf premiers mois de 2011, nous n'avons émis aucun billet à court terme et aucun billet à court terme n'était en cours au 30 septembre 2011. Pour les neuf premiers mois de 2010, nous avons réduit les billets à court terme de 55 millions de dollars au cours du premier trimestre.

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés à l'entière discrétion du conseil d'administration et sur recommandation de la direction en fonction des résultats d'exploitation, du maintien de la structure du capital réglementaire réputée, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme les pratiques au sein du secteur et les attentes de l'actionnaire. Les dividendes sur les actions ordinaires liés aux résultats financiers d'un trimestre donné sont habituellement déclarés et versés dans le trimestre suivant.

Comme nous l'avons fait pour les périodes correspondantes de l'exercice précédent, nous avons versé à la province d'Ontario des dividendes sur les actions privilégiées d'environ 4 millions de dollars pendant le troisième trimestre et 13 millions de dollars durant la période de neuf mois à l'étude. Nous avons aussi payé des dividendes sur les actions ordinaires de 38 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 113 millions de dollars durant la période de neuf mois de l'exercice courant. Pour les neuf premiers mois de 2010, nous avons versé des dividendes sur les actions ordinaires de 10 millions de dollars au cours du premier trimestre.

La structure de notre capital devrait nous permettre d'atteindre les objectifs suivants : maintenir un accès continu et à long terme à des fonds, à des taux raisonnables et réaliser des rendements financiers appropriés. Pour assurer un accès continu à des fonds, nous visons le maintien de la cote de solvabilité à long terme dans la catégorie « A ».

Activités d'investissement

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement représentent essentiellement les dépenses en immobilisations engagées dans chacun de nos trois secteurs d'activité :

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres clos les 30 septembre				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2011	2010	Variation en \$	Variation en %	2011	2010	Variation en \$	Variation en %
Transport	210	234	(24)	(10)	571	638	(67)	(11)
Distribution	172	165	7	4	450	465	(15)	(3)
Divers	-	2	(2)	(100)	1	3	(2)	(67)
	382	401	(19)	(5)	1 022	1 106	(84)	(8)

HYDRO ONE INC.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Transport

Les dépenses en immobilisations liées au transport ont diminué de 24 millions de dollars, ou de 10 %, à 210 millions de dollars pendant le troisième trimestre et de 67 millions de dollars, ou de 11 %, à 571 millions de dollars durant la période de neuf mois à l'étude, par rapport aux périodes correspondantes de 2010.

Les investissements visant à agrandir et à consolider le réseau de transport se sont chiffrés à 106 millions de dollars pendant le troisième trimestre et à 289 millions de dollars durant la période de neuf mois de l'exercice courant, en baisse, respectivement, de 34 millions de dollars et de 59 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. La plupart de ces dépenses ont été engagées dans le cadre des projets de mise à niveau des réseaux interrégionaux destinés à soutenir les objectifs de mixité des sources d'approvisionnement pour la production de la province d'Ontario, mais nous continuons à faire des investissements importants dans des projets de raccordement de grands consommateurs et des projets d'approvisionnement local afin de composer avec la croissance de la charge. La baisse des dépenses d'un exercice à l'autre s'explique par le quasi-achèvement de quelques projets importants pendant l'exercice courant et l'arrivée à terme d'autres projets en 2010. Les projets en cours d'achèvement incluent l'installation de compensateurs voltampères réactifs statiques aux postes de transformation Nanticoke, Detweiler, Porcupine et Kirkland Lake. Les importants réseaux interrégionaux achevés et mis en service au cours de l'exercice précédent incluaient l'installation de batteries de condensateurs dans le sud-ouest de l'Ontario et le projet de raccordement du poste de transformation Cherrywood au poste de transformation Claireville. Les projets d'approvisionnement local achevés en grande partie au cours du premier trimestre de l'exercice précédent incluaient le projet de renforcement du réseau de transport de l'ouest de la région du Grand Toronto et le projet de raccordement de notre poste de transformation Hurontario au poste de transformation municipal Jim Yarrow. L'incidence de la réduction des dépenses pour ces deux périodes a été partiellement contrebalancée par une augmentation des investissements pendant l'exercice courant dans un certain nombre de projets de raccordement de grands consommateurs.

Les mises à niveau des réseaux interrégionaux ont entraîné des charges considérables pendant l'exercice courant et ont inclus le projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton aux fins du raccordement des sources de production d'énergie nucléaire réaménagées et de nouvelles sources de production d'énergie éolienne dans la région Huron-Grey-Bruce. Nous procédons actuellement à la mise en service ainsi qu'à l'essai des compensateurs voltampères réactifs statiques aux postes de transformation Nanticoke et Detweiler. À court terme, ce projet appuiera l'accroissement de la production d'électricité de la centrale nucléaire Bruce et, à plus long terme, il améliorera la capacité de transfert entre le sud-ouest de l'Ontario et la région du Grand Toronto. De plus, nous en sommes à l'étape de la mise en service d'un compensateur voltampère réactif statique au poste de transformation Kirkland Lake dans le cadre du projet d'installation de tels compensateurs aux postes de transformation Porcupine et Kirkland Lake. Ce projet augmentera la capacité de transfert de l'interface nord-sud pour accéder à la production disponible au nord.

Les dépenses engagées dans le cadre de projets d'approvisionnement local ont inclus des investissements dans le projet de renforcement du réseau de transport de la région de Woodstock, pour en accroître la capacité et y garantir la fiabilité de l'approvisionnement, et dans le projet de reconstruction du poste extérieur au poste de transformation Burlington, qui permettra de remplacer l'infrastructure vieillissante et accroîtra la capacité d'approvisionnement de la charge en vue d'assurer un approvisionnement fiable aux abonnés de cette région. Pendant le trimestre, nous avons commencé les travaux concernant notre projet de renouvellement de l'infrastructure d'électricité relatif aux quartiers intermédiaires (auparavant le projet relatif aux quartiers intermédiaires de Toronto) en collaboration avec Toronto Hydro-Electric System Limited, en vue de remplacer les équipements vieillissants de câbles et de lignes aériennes et d'accroître la capacité d'approvisionnement pour répondre à la croissance future de la charge dans les quartiers intermédiaires de Toronto ainsi que dans les régions plus à l'ouest.

Les dépenses en immobilisations engagées pour maintenir notre réseau de transport se sont établies à 85 millions de dollars pendant le troisième trimestre et 246 millions de dollars durant la période de neuf mois à l'étude, soit une hausse de 3 millions de dollars pendant le troisième trimestre et une baisse de 9 millions de dollars durant la période de neuf mois, par rapport aux périodes correspondantes en 2010. La baisse durant la période de neuf mois à l'étude découle surtout de dépenses moindres pour l'entretien des lignes, plus particulièrement pour le remplacement de poteaux en bois et l'installation de disjoncteurs, en raison de la réaffectation des ressources aux fins de la réalisation de réparations urgentes pour l'entreprise de distribution. Nous avons aussi enregistré des baisses des dépenses concernant les travaux touchant les systèmes de protection et de contrôle, par rapport à l'exercice précédent, lesquelles sont attribuables à la réaffectation des ressources vers des programmes d'aménagement, ainsi que des dépenses effectuées en vue d'améliorer l'infrastructure de sécurité pour prévenir le vol de cuivre, puisque les travaux sont presque terminés. Ces réductions ont été partiellement contrebalancées par les réparations urgentes plus importantes à la suite du feu de forêt le 10 juillet 2011 dans le nord-ouest de l'Ontario, où les équipes ont mis beaucoup d'efforts pour remplacer les structures endommagées et rétablir le courant pour les activités d'exploitation minière et dans certaines collectivités des Premières nations. Nos autres dépenses en immobilisations liées au

HYDRO ONE INC.

RAPPORT DE GESTION (suite)

transport se sont élevées à 19 millions de dollars pendant le troisième trimestre et 36 millions de dollars durant la période de neuf mois, en hausse, respectivement, de 7 millions de dollars et de 1 million de dollars par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.

Distribution

Les dépenses en immobilisations liées à la distribution ont augmenté de 7 millions de dollars, ou de 4 %, à 172 millions de dollars pendant le troisième trimestre et ont diminué de 15 millions de dollars, ou de 3 %, à 450 millions de dollars durant la période de neuf mois considérée, par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.

Les dépenses en immobilisations visant à agrandir et à renforcer notre réseau de distribution se sont établies à 74 millions de dollars pendant le troisième trimestre et 204 millions de dollars pour la période de neuf mois à l'étude, en baisse, respectivement, de 19 millions de dollars et de 51 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. Pour ces deux périodes, les baisses ont été attribuables à l'installation des compteurs intelligents qui était achevée en grande partie à la fin de 2010. D'autres réductions des dépenses, en raison de la réaffectation des ressources vers les travaux de réparation consécutifs aux tempêtes survenues ainsi qu'à l'égard de notre programme de compteurs en gros, ont également contribué à ces baisses. Pendant l'exercice courant, nous avons continué à investir dans l'infrastructure du réseau de compteurs intelligents et dans l'élaboration et l'intégration des systèmes requis par le système de tarification en fonction de la période d'utilisation, y compris la capacité de relevé de compteurs et l'intégration au centre de stockage des données des compteurs de la SIERE. Sur les 1,3 million d'abonnés dotés d'un compteur intelligent au 30 septembre 2011, plus de 1,1 million d'abonnés étaient assujettis au mode de tarification fondé sur la période d'utilisation. Nous avons aussi continué d'investir dans notre programme lié au réseau de distribution intelligent, lequel rehaussera notre exploitation et appuiera la production distribuée.

Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de distribution se sont établies à 57 millions de dollars pendant le troisième trimestre et 170 millions de dollars durant la période de neuf mois à l'étude, en hausse, respectivement, de 6 millions de dollars et de 16 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. Pour ces deux périodes, nous avons enregistré des dépenses accrues au titre des réparations urgentes après les tempêtes étant donné le nombre plus élevé de tempêtes, y compris deux violentes tempêtes survenues en Ontario durant le deuxième trimestre. Ces incidences ont été partiellement contrebalancées par une baisse des dépenses pour le remplacement de poteaux en bois, puisque des ressources ont été réaffectées aux réparations urgentes, et la diminution des travaux liés à l'usage commun et à la relocalisation des lignes. Nos autres dépenses en immobilisations liées à la distribution ont atteint 41 millions de dollars pendant le troisième trimestre et 76 millions de dollars durant la période de neuf mois, en hausse de 20 millions de dollars pour ces deux périodes, par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent. Ces hausses découlent essentiellement des charges engagées pour la prochaine phase du projet d'amélioration et de remplacement du système d'information à l'échelle de l'entité relativement à notre système d'information de la clientèle (le « SIC »).

Dépenses en immobilisations futures

Notre budget de dépenses en immobilisations de 2011 est d'environ 1,8 milliard de dollars. Les budgets d'investissement de 2011 de nos entreprises de transport et de distribution sont, respectivement, d'environ 1 050 millions de dollars et 750 millions de dollars. Les dépenses en immobilisations devraient s'établir à près de 1,8 milliard de dollars tant en 2012 qu'en 2013. Ces dépenses, qui rendent compte des investissements nécessaires pour pallier la vétusté de notre infrastructure, se chiffrent approximativement comme suit : 550 millions de dollars pour 2011, 700 millions de dollars pour 2012 et 950 millions de dollars pour 2013. Les budgets des projets de développement, y compris le réseau de distribution intelligent et les mises à niveau des réseaux interrégionaux, traduisant les politiques de mixité des sources d'approvisionnement et les besoins en approvisionnement local et ceux de notre réseau de production distribuée, s'établissent à environ 950 millions de dollars pour 2011, à 750 millions de dollars pour 2012 et à 600 millions de dollars pour 2013. Ces investissements rendent également compte des travaux exigés de nos clients, des raccordements des sources de production distribuées et du déploiement du réseau intelligent. Nos autres dépenses en immobilisations s'établissent approximativement comme suit : 300 millions de dollars pour 2011, 350 millions de dollars pour 2012 et 250 millions de dollars pour 2013. Ces dépenses tiennent compte du remplacement de notre système de facturation parvenu à la fin de sa durée de vie et de la mise à niveau de notre plateforme SAP à l'échelle de l'entreprise nécessaire en vue d'accroître la productivité. En 2011, les dépenses en immobilisations devraient être de 300 millions de dollars inférieures aux prévisions budgétaires, principalement en raison des variations des coûts et des calendriers de certains projets d'envergure du réseau de transport et de la baisse des dépenses pour le réseau de production distribuée, compte tenu de la hausse supérieure aux prévisions des investissements financés par la production et de la baisse inférieure aux prévisions des investissements dans l'énergie renouvelable et pour l'expansion financés essentiellement par la société.

HYDRO ONE INC.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Le 22 décembre 2010, nous avons reçu une lettre du ministre de l'Énergie nous demandant d'entreprendre les travaux de planification et d'aménagement nécessaires en vue de projets de transport définis et de mises à niveau qui permettront l'aménagement sans risque et fiable d'autres énergies renouvelables. Les dépenses en immobilisations estimatives associées à ces projets et aux mises à niveau du réseau pourraient atteindre environ 700 millions de dollars sur une période allant jusqu'aux dates de mise en œuvre de ces projets. Le 28 février 2011, la CEO a modifié le permis de transport de Hydro One Networks, conformément à une directive émanant du ministre de l'Énergie. En raison de la modification de son permis, Hydro One Networks est tenue d'élaborer et de faire approuver ces projets conformément aux recommandations de l'OEO. Dans une lettre datée du 7 avril 2011, l'OEO a défini l'étendue et le calendrier en vue d'accroître la capacité de court-circuit ou la capacité des transformateurs de 10 à 15 postes de transformation mentionnés dans le permis aux fins de la production d'énergie renouvelable à petite échelle. Les dépenses en immobilisations totales pour les 10 postes mentionnés par l'OEO dans sa lettre du 7 avril sont estimées à environ 50 millions de dollars et les dates de mise en service prévues s'échelonnent entre août 2011 et juin 2012. Le 30 juin 2011, nous avons reçu une lettre de l'OEO incluant des recommandations sur l'étendue et le calendrier concernant la reconnexion de deux circuits entre Sarnia et London, pour le projet de mise à niveau du réseau de transport de l'ouest de London, afin de permettre le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable additionnelle d'environ 300 à 500 MW dans la région de l'ouest de London, selon une date de mise en service applicable en décembre 2014. Le 3 octobre 2011, nous avons reçu une lettre de l'OEO qui incluait des recommandations sur l'étendue et le calendrier du projet prioritaire de compensation réactive dans le sud-ouest de l'Ontario (auparavant le « projet de compensation dans le sud-ouest de l'Ontario »). Après avoir évalué les options, l'OEO nous a recommandé d'installer un compensateur voltampère réactif statique au poste de sectionnement Milton afin d'accroître la capacité du réseau de transport Bruce. Nous attendons la recommandation de l'OEO au sujet de la construction d'une ligne de transport à l'ouest de la ville de London.

Conformément au Protocole d'entente entre Sa Majesté la Reine du chef de l'Ontario représentée par le ministre de l'Énergie (l'« actionnaire ») et notre société, l'actionnaire a fait une déclaration, en date du 19 avril 2011, en vertu du paragraphe 108 (3) de la Loi sur les sociétés par actions (Ontario), qui traite du recouvrement du coût des dépenses lié à la modification des conditions de permis du 28 février 2011. Plus précisément, les droits, pouvoirs et obligations des administrateurs de notre société ont été restreints en ce qui a trait à toute décision portant sur : la poursuite du recouvrement des coûts par Hydro One Networks dans le cadre du programme de TRG pour les microprojets et les petits producteurs (exemption au titre de l'affectation des capacités) ou des promoteurs de ces projets au titre des investissements faits et des dépenses engagées, ou devant l'être, par Hydro One Networks afin de financer de manière appropriée la mise à niveau d'au plus 15 postes de transformation aux termes des modifications des conditions de permis en date du 28 février 2011 apportées au permis de transport de Hydro One Networks; la poursuite du recouvrement des coûts par Hydro One Networks au moyen des mécanismes réglementaires conçus pour permettre finalement le recouvrement des coûts auprès des abonnés du réseau électrique de l'Ontario au moyen des tarifs d'électricité; la décision à savoir s'il y a lieu de poursuivre et de mettre en œuvre des mesures de recouvrement des coûts en interne ou des mesures de compression des coûts visant à compenser les coûts associés aux mises à niveau, et de poursuivre d'autres stratégies de minimisation des coûts et d'accroître le rapport global coût-efficacité de notre société, y compris le calendrier de telles décisions. En 2011, nous prévoyons investir environ 25 millions de dollars dans ces projets, et nous imputerons ce montant aux résultats d'exploitation. L'incidence de cette imputation sur les résultats d'exploitation sera de quelque 18 millions de dollars.

En août 2010, la CEO a instauré un système de concurrence pour l'agrandissement du réseau de transport. De ce fait, nous n'avons pas inclus dans notre budget lié aux dépenses en immobilisations les projets qui pourraient satisfaire à la définition du mot agrandissement tel qu'il est employé dans le contexte de la concurrence instauré par la CEO. Nous n'engagerons pas de dépenses en immobilisations importantes sans nous attendre à raisonnablement les récupérer par le truchement de nos tarifs, à l'exception de la mise à niveau des 10 postes de transformation tel qu'il a été mentionné.

HYDRO ONE INC.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Sommaire des obligations contractuelles et autres engagements commerciaux

Le tableau suivant présente un sommaire de notre dette et de nos autres obligations contractuelles importantes ainsi que d'autres engagements commerciaux importants.

<i>30 septembre 2011 (en millions de dollars canadiens)</i>	Total	2011¹	2012/2013	2014/2015	Après 2015
Obligations contractuelles (échéances annuelles)					
Dette à long terme – remboursements de capital	8 125	250	1 200	1 300	5 375
Dette à long terme – paiements d'intérêts	6 760	141	773	655	5 191
Convention d'impartition d'Inergi LP (« Inergi ») ²	453	35	269	149	-
Engagements découlant des contrats de location-exploitation	51	2	15	9	25
Obligations liées à l'environnement ³	379	9	61	73	236
Total des obligations contractuelles	15 768	437	2 318	2 186	10 827
Autres engagements commerciaux (selon l'année d'échéance)					
Ligne de crédit bancaire ⁴	1 250	-	-	1 250	-
Lettres de crédit ⁵	114	113	1	-	-
Garanties ⁵	326	326	-	-	-
Régime de retraite ⁶	195	33	162	-	-
Total des autres engagements commerciaux	1 885	472	163	1 250	-

¹ Les montants indiqués représentent les soldes exigibles au cours de la période allant du 1^{er} octobre 2011 au 31 décembre 2011.

² Le 1^{er} mai 2010, nous avons prorogé notre convention de services cadre avec Inergi pour une période supplémentaire de trois ans. L'échéance de la convention, prévue le 29 février 2012, a été prorogée au 28 février 2015. Aux termes de la convention prorogée, Inergi fournira des services d'impartition en traitement des affaires et en technologies de l'information, ainsi que des services de soutien du système principal liés essentiellement à l'implantation et à l'optimisation du système SAP. Les montants présentés tiennent compte d'un ajustement visant un taux d'inflation annuel estimatif variant de 1,8 % à 3,0 %.

³ Nous avons comptabilisé un passif au titre des dépenses futures estimatives liées à l'élimination progressive ou à la destruction des huiles isolantes contaminées aux biphényles polychlorés (les « BPC ») contenues dans les équipements électriques et au titre de l'évaluation et de la remise en état des terrains contaminés, ainsi que des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour le retrait de nos installations de matériel contaminé à l'amiante et pour la désaffectation et le retrait de notre poste de commutation à la centrale électrique d'Abitibi Canyon d'Ontario Power Generation. Le schéma des dépenses tient compte de notre programme des travaux prévus pour les périodes.

⁴ Comme garantie de notre programme de papier commercial, nous avons une facilité de crédit de soutien renouvelable de 1 250 millions de dollars auprès d'un consortium bancaire; cette facilité arrive à échéance en juin 2014.

⁵ Nous avons des lettres de crédit bancaires dont l'encours s'élève actuellement à 113 millions de dollars relativement à des conventions de retraite. L'autre tranche de 1 million de dollars comprise dans les lettres de crédit a trait à des lettres de crédit d'exploitation. Nous avons aussi offert du soutien de prudence à la SIERE au nom de nos filiales, comme l'exigent les règles du marché, au moyen de garanties de la société mère, d'un montant maximal de 325 millions de dollars ainsi qu'au nom de deux distributeurs au moyen de garanties d'un montant maximal de 660 000 \$. Bien qu'aucune lettre de crédit ne soit requise aux fins du soutien de prudence, des lettres de crédit bancaires devront être à nouveau émises si notre cote de solvabilité glisse en deçà de la catégorie « Aa ».

⁶ Les cotisations à la caisse de retraite sont versées avec un décalage de un mois. Les cotisations pour 2011 sont fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2009, déposée en septembre 2010. Nos cotisations annuelles au régime pour 2011 et pour 2012 dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations ou des hypothèses actuarielles. Compte tenu des facteurs actuels, nous estimons que nos cotisations de retraite minimales s'élèveront à environ 145 millions de dollars en 2011 et à 149 millions de dollars en 2012 suivant le niveau des gains ouvrant droit à pension. Les cotisations de 2013 reposeront sur une nouvelle évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2012.

Les montants figurant dans le tableau précédent au poste « Dette à long terme – remboursements de capital » ne sont pas imputés à nos résultats d'exploitation, mais sont reflétés dans notre bilan et dans notre état des flux de trésorerie. Les intérêts associés à cette dette sont comptabilisés dans les charges de financement dans notre état des résultats ou dans nos programmes d'immobilisations. Les paiements aux termes des contrats de location-exploitation et de notre convention d'impartition avec Inergi sont comptabilisés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration à notre état des résultats ou dans nos dépenses en immobilisations. Les dépenses découlant de nos programmes liés à l'environnement et des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ne sont pas imputées à nos résultats d'exploitation, mais elles sont plutôt portées dans notre bilan et notre état des flux de trésorerie.

HYDRO ONE INC.

RAPPORT DE GESTION (suite)

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations entre apparentés englobent principalement les produits tirés du transport et les achats d'électricité auprès de la SIERE, laquelle est un apparenté de par son statut d'agence de notre actionnaire, la province d'Ontario. Les variations de ces montants d'un exercice à l'autre sont plus amplement décrites dans l'analyse de nos produits tirés du transport et de nos coûts d'achat d'électricité. D'autres opérations importantes entre apparentés comprennent nos dividendes qui sont versés à la province d'Ontario et nos paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés qui ont été payés ou qui sont à payer à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. En janvier 2010, la société a fait l'acquisition de 250 millions de dollars de billets à taux variable de la province d'Ontario venant à échéance le 19 novembre 2014, comme autre forme de liquidité visant à compléter ses facilités de crédit bancaires.

ANALYSE DE LA CONJONCTURE ÉCONOMIQUE

Régime de retraite

Durant les neuf premiers mois de 2011, l'actif au titre des prestations constituées inscrit à notre bilan consolidé a augmenté de 5 millions de dollars pour s'établir à 465 millions de dollars. Nous avons versé des cotisations de 116 millions de dollars au régime de retraite et avons engagé des coûts nets périodiques au titre des prestations de 111 millions de dollars. Les cotisations pour 2011 et 2012 sont fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2009 et qui a été déposée en septembre 2010. En fonction des facteurs actuels, nous prévoyons que nos cotisations annuelles au régime de retraite s'élèveront environ à 145 millions de dollars en 2011 et à 149 millions de dollars en 2012 suivant le niveau projeté des gains ouvrant droit à pension. Les cotisations qui seront versées en 2013 seront fondées sur une évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2012, et dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations et des hypothèses actuarielles.

Notre régime de retraite a enregistré un rendement négatif de 2,24 % durant les neuf premiers mois de l'exercice courant, ce qui correspond aux résultats d'autres régimes à la lumière de la conjoncture actuelle des marchés financiers. La caisse de retraite a une vaste exposition du fait de ses placements sur les marchés des actions au Canada et à l'étranger, de même que sur les marchés des titres à revenu fixe. L'exposition totale de la caisse reflète l'éventail de ses titres détenus dans plusieurs secteurs d'activité ainsi qu'un portefeuille bien diversifié, conçu pour soutenir les objectifs à long terme.

Nous continuons à surveiller de près nos risques financiers, notamment le risque de crédit.

ÉTAT D'AVANCEMENT DU PASSAGE AUX PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS (« PCGR ») DES ÉTATS-UNIS

Référentiel comptable pour la présentation de l'information financière

Nous avons auparavant prévu d'adopter les Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») à compter du 1^{er} janvier 2012 et de retraiter les résultats comparatifs de 2011. Puisque l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») n'a pas élaboré de plan définitif incluant des directives sur les conventions comptables des entreprises à tarifs réglementés, nous avons commencé à évaluer la possibilité d'adopter les PCGR des États-Unis au lieu des IFRS durant le premier trimestre de l'exercice courant. Le 7 juillet 2011, nous avons présenté une demande à la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (la « CVMO ») en vue d'obtenir une dispense à l'égard des exigences de l'article 3.2 du Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables, aux termes desquelles nous devrions déposer des états financiers consolidés préparés conformément aux IFRS pour les périodes de présentation de l'information financière commençant après le 1^{er} janvier 2012. Nous avons demandé l'approbation de la CVMO en vue d'adopter plutôt les PCGR des États-Unis, sans avoir à nous enregistrer auprès de la Securities and Exchange Commission, pour nos exercices 2012, 2013 et 2014. Le 21 juillet 2011, la CVMO a approuvé notre demande, et nous a accordés la dispense demandée. En vertu du Règlement de l'Ontario 395/11, Hydro One doit dresser ses états financiers consolidés conformément aux PCGR des États-Unis pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2012. Notre conseil d'administration a adopté une résolution nous autorisant à présenter l'information financière selon les PCGR des États-Unis.

La préparation de l'information financière en vertu des PCGR des États-Unis assurera une information financière plus constante et plus comparable à celle établie à l'heure actuelle en vertu des PCGR du Canada qu'elle ne l'aurait été en vertu des IFRS. Elle facilitera par ailleurs les comparaisons de nos titres avec ceux d'autres grandes sociétés de services publics en

HYDRO ONE INC.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Amérique du Nord ainsi que de nos coûts de transport aux fins de la CEO. Nos états financiers consolidés au 31 mars 2012 seront préparés conformément aux PCGR des États-Unis et refléteront les chiffres comparatifs de deux exercices. Notre bilan consolidé d'ouverture établi selon les PCGR des États-Unis au 1^{er} janvier 2010 sera fondé sur une application rétrospective des PCGR des États-Unis. En raison de cette décision, nous avons réduit l'ampleur de notre projet de conversion aux IFRS. En revanche, les travaux seront gérés de manière à pouvoir relancer efficacement le projet si nous devons passer aux IFRS dans l'avenir.

Dans la perspective de l'approbation de notre demande par la CVMO, nous avons entrepris un projet de passage aux PCGR des États-Unis comportant trois phases : l'étendue et le diagnostic, l'analyse et la mise en œuvre. La phase sur l'étendue et le diagnostic incluait un examen de haut niveau des principales différences entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis. Nous avons terminé cette phase pendant le deuxième trimestre. Nous avons aussi réalisé en grande partie la deuxième phase sur l'analyse durant le trimestre. Cette phase inclut l'évaluation des incidences de l'adoption des PCGR des États-Unis sur nos états financiers consolidés, notamment en ce qui concerne l'évaluation, le classement, la présentation et les obligations d'information. Les principales différences relevées jusqu'à maintenant incluent une modification de la présentation des actions privilégiées au bilan ainsi que des ajustements concernant la comptabilisation des coûts des avantages sociaux futurs. Nos actions privilégiées, détenues en totalité par la province d'Ontario, seront inclus dans le capital mezzanine aux termes des PCGR des États-Unis. Conformément aux ordonnances tarifaires de la CEO, les charges de retraite sont comptabilisées, selon les PCGR du Canada, lorsque les cotisations de l'employeur sont versées à la caisse de retraite conformément à la Loi sur les régimes de retraite de la province d'Ontario. Les charges de retraite seront comptabilisées de la même manière aux termes des PCGR des États-Unis. Les avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sont et continueront d'être constatées selon la comptabilité d'exercice. De petites différences existent entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis au sujet des charges relatives à certains avantages sociaux futurs. En revanche, nous ne prévoyons pas que notre position d'actif net reflétera un changement important dans le bilan consolidé. Nous ne prévoyons pas non plus que l'application des PCGR des États-Unis aura des incidences importantes sur la présentation des charges relatives aux avantages sociaux futurs dans l'état consolidé des résultats.

Pendant le reste de l'exercice courant, nous continuerons d'évaluer et de préciser les incidences du passage aux PCGR des États-Unis sur nos obligations d'information.

Référentiel comptable pour la tarification

En même temps que notre demande à la CVMO, le 15 juillet 2011, nous avons demandé à la CEO la permission d'adopter les PCGR des États-Unis au lieu des IFRS modifiées pour la présentation de nos demandes de tarifs futures ainsi que pour la comptabilité des activités à tarifs réglementés et la présentation de l'information de notre entreprise de distribution filiale, Hydro One Networks. À la même date, nous avons aussi déposé une requête auprès de la CEO pour lui demander d'approuver une modification de sa décision du 23 décembre 2010 relativement aux besoins en matière de produits tirés du transport ainsi qu'aux tarifs de Hydro One Networks. Aux termes de la requête, il a été proposé que la CEO approuve l'application des PCGR des États-Unis au lieu des IFRS modifiées aux fins de la tarification à compter du 1^{er} janvier 2012 et que nos besoins en matière de produits tirés du transport pour 2012 approuvés soient réduits pour refléter les différences entre les PCGR des États-Unis et les IFRS modifiées relativement aux frais généraux et indirects admissibles à la capitalisation. La CEO a rejeté notre requête le 25 août 2011 pour des raisons de procédure. Elle a plutôt entrepris une audience écrite pour prendre en considération des ajustements de nos besoins en matière de produits tirés du transport pour 2012 et d'autres ajustements des comptes de report et d'écart pouvant être nécessaires si elle approuvait notre utilisation des PCGR des États-Unis à des fins réglementaires. Cette audience n'influe pas sur la nature de notre requête, et concerne plutôt la démarche que la CEO entend suivre pour l'évaluer. Nous prévoyons que la CEO rendra sa décision au sujet de notre demande d'adoption des PCGR des États-Unis avant le 31 décembre 2011.

Clauses restrictives à l'égard de la dette

Nous devons nous conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette permise exprimée en pourcentage de la structure du capital totale. Dans le cadre de notre passage aux PCGR des États-Unis, nous avons analysé l'incidence des modifications comptables éventuelles sur nos clauses restrictives à l'égard de la dette. En fonction des travaux effectués pour les première et deuxième phases de notre projet, après le passage aux PCGR des États-Unis, nous prévoyons rester en conformité avec ces clauses restrictives. Nous avons également modifié nos contrats obligataires afin de permettre l'application des PCGR des États-Unis aux fins de présentation de l'information financière externe.

HYDRO ONE INC.

RAPPORT DE GESTION (suite)

Contrôle interne à l'égard de l'information financière et contrôles et procédures de communication de l'information

Nous avons analysé les incidences du passage des PCGR du Canada à ceux des États-Unis sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière et nos contrôles et procédures de communication de l'information. Nous ne prévoyons pas que ce passage entraînera un changement des contrôles existants ni le besoin d'en ajouter.

Compétence en matière de présentation de l'information financière

Compte tenu des ressemblances entre les PCGR des États-Unis et les PCGR du Canada que nous appliquons actuellement, nos activités de formation sur les PCGR des États-Unis sont axées sur les différences précises entre les deux référentiels comptables et visent au départ les employés concernés. Pendant le quatrième trimestre de l'exercice courant et le premier trimestre de 2012, d'autres activités de formation formelle seront organisées à l'intention des employés des finances et de l'exploitation qui ne sont pas directement touchés par le projet de passage. De plus, une formation sera offerte au comité d'audit et des finances du conseil d'administration ainsi qu'à la haute direction. Cette formation sera concentrée sur la présentation des principales différences entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis d'une manière appropriée pour répondre à leurs besoins respectifs.

Systèmes de technologie de l'information (« TI »)

Nous avons terminé une évaluation préliminaire des incidences du passage aux PCGR des États-Unis sur nos systèmes de TI. Notre plateforme SAP à l'échelle de l'entreprise récemment mise en œuvre est assez souple sur le plan des conventions comptables et, compte tenu des ressemblances entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis, nous prévoyons que les modifications requises des systèmes de TI, pour appliquer les PCGR des États-Unis, seront minimales. Nos systèmes ont été conçus pour avoir la souplesse nécessaire afin d'adopter les IFRS dans l'avenir, le cas échéant.

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

Notre projet d'amélioration de la chaîne d'approvisionnement en vue d'élaborer un contexte d'exploitation présentant la stratégie et les objectifs à l'égard de la chaîne d'approvisionnement a été mis en œuvre pendant le troisième trimestre. Les nouveaux processus qui en découlent ont été examinés en vue d'évaluer leur incidence sur l'environnement de contrôle. Les documents portant sur les processus sont actuellement mis à jour et les contrôles feront l'objet des tests aux fins de l'évaluation de l'efficacité de la conception et de la mise en place pendant le reste de l'exercice courant.

Pour optimiser le fonctionnement du service à la clientèle, nous avons lancé le projet de SIC. Le SIC doit remplacer deux applications utilisées actuellement pour la facturation, les communications avec les clients, les services sur le terrain, les règlements et l'administration des choix des clients pour nos clients de distribution et nos principales unités. Ce projet a été approuvé durant le deuxième trimestre. Le projet de SIC a atteint la dernière étape de la phase de conception, qui sera suivie de la phase de construction. Durant la phase de conception, les processus ainsi que les documents de contrôle actuels du SIC sont examinés et analysés afin que les principaux risques continuent d'être gérés adéquatement au moyen de notre contrôle interne. Les processus et les documents de contrôle continueront d'être mis à jour durant la phase de construction du projet à mesure que les contrôles clés feront l'objet d'essais.

Conformément aux exigences du Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs, nos dirigeants responsables de l'attestation ont examiné les états financiers consolidés du trimestre clos le 30 septembre 2011 ainsi que les autres informations financières incluses dans les documents trimestriels que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières et ont fourni une attestation à leur égard. Ces dirigeants ont en outre attesté que nos contrôles et procédures de communication de l'information ont été conçus pour fournir l'assurance raisonnable que toutes les informations importantes concernant nos activités sont communiquées au sein de notre entreprise. De plus, nos dirigeants responsables de l'attestation ont également attesté que le contrôle interne à l'égard de l'information financière a été conçu pour fournir une assurance raisonnable concernant la fiabilité de l'information financière et la préparation des états financiers.

HYDRO ONE INC.

RAPPORT DE GESTION (suite)

FAITS NOUVEAUX

Projet de compensation réactive dans le sud-ouest de l'Ontario

Le 3 octobre 2011, l'OEO nous a écrit concernant l'étendue et le calendrier de l'un des trois projets mentionnés dans la lettre datée du 22 décembre 2010 du ministre de l'Énergie au sujet de notre permis de transport modifié. L'OEO nous a recommandé de procéder à l'ajout d'un compensateur voltampère réactif statique, avec un seuil de tension de 500 kV, à notre poste de sectionnement de Milton afin d'accroître la capacité du réseau de transport Bruce. Il devrait être mis en service d'ici le printemps 2015.

Poste de transformation de la région d'Oshawa

Le 3 octobre 2011, l'OEO nous a demandé par écrit de concevoir un plan de mise en œuvre et d'entreprendre les travaux nécessaires pour installer d'autres autotransformateurs de 500-230 kV dans l'est de la RGT dès le printemps 2015.

Projet de renforcement du réseau de transport entre Bruce et Milton

Le 14 septembre 2011, la Commission de l'escarpement du Niagara nous a émis un permis d'aménagement pour le projet de renforcement du réseau de transport entre Bruce et Milton, ce qui nous a permis d'entreprendre immédiatement les travaux à faire dans la partie de l'escarpement du Niagara qui touche la ligne de Bruce à Milton.

Émission de titres d'emprunt

Le 26 septembre 2011, nous avons émis 300 millions de dollars de billets à 30 ans assortis d'un coupon de 4,39 % et venant à échéance le 26 septembre 2041. Au total, nous avons contracté, durant les neuf premiers mois de l'exercice, des emprunts économiques de 600 millions de dollars dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme.

Exemption concernant le Code des réseaux de distribution

Le 11 octobre 2011, la CEO a rendu sa décision à l'égard de notre requête déposée le 19 avril 2011 au sujet d'une exemption concernant l'échéancier prévu dans le Code des réseaux de distribution (le « CRD ») pour le raccordement des micro-installations de production intégrée. En vertu de cette décision, l'échéancier du traitement des raccordements indirects nécessitant une évaluation de site passe de 15 à 30 jours. La CEO a aussi approuvé des modifications des modalités qui doivent être satisfaites avant que nous n'ayons à raccorder une micro-installation de production intégrée au réseau de distribution. Ainsi, un raccordement doit être effectué dans les cinq jours ouvrables à partir de la date à laquelle toutes les modalités de service applicables sont satisfaites ou à une date ultérieure avec l'accord du client. L'exemption vient à échéance le 11 avril 2012.

Demandes tarifaires

Le 15 septembre 2011, notre filiale Hydro One Brampton Networks Inc. a déposé sa requête concernant les tarifs pour 2012 en fonction du processus MTI de troisième génération de la CEO.

La CEO a rejeté notre requête le 25 août 2011 pour des raisons de procédure. Elle a plutôt entrepris une audience écrite pour prendre en considération des ajustements de nos besoins en matière de produits tirés du transport pour 2012 et d'autres ajustements des comptes de report et d'écart pouvant être nécessaires si elle approuvait notre utilisation des PCGR des États-Unis à des fins réglementaires. Nous prévoyons que la CEO rendra sa décision au sujet de notre demande d'adoption des PCGR des États-Unis avant le 31 décembre 2011.

HYDRO ONE INC.
RAPPORT DE GESTION (suite)

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ET RATIOS

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>	2011	2010	2011	2010
Bénéfice net	167	218	521	492
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	500	414	1 074	958
Dépenses en immobilisations	382	401	1 022	1 106
Résultat de base et dilué par action ordinaire <i>(en dollars canadiens)</i>	1 626	2 134	5 077	4 790
Ratio de couverture par le bénéfice ¹			2,55	2,45
Ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net ²			1,78	1,77
Total de la dette sur la structure du capital ³			56 %	57 %

¹ Le ratio de couverture par le bénéfice a été présenté respectivement pour les douze mois clos le 30 septembre 2011 et le 30 septembre 2010, et il représente la somme du bénéfice net, de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés et des charges de financement, divisée par la somme des charges de financement, des intérêts capitalisés et des dividendes cumulatifs sur les actions privilégiées.

² Le ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net a été présenté en date du 30 septembre 2011 et du 31 décembre 2010, et il correspond au total de l'actif moins le total du passif, exclusion faite de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an), divisé par la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an).

³ Le total de la dette sur la structure du capital a été présenté en date du 30 septembre 2011 et du 31 décembre 2010, et il correspond au total de la dette, divisé par le total de la dette plus le total des capitaux propres.

ÉNONCÉS ET AUTRES RENSEIGNEMENTS PROSPECTIFS

Nos communications verbales et écrites avec le public, y compris le présent document, contiennent souvent des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les attentes, les prévisions, les estimations et les projections actuelles à l'égard des activités de notre société et du secteur dans lequel cette dernière évolue, et elles incluent des points de vue et des hypothèses formulées par la direction de notre société. Ces énoncés comprennent notamment ce qui suit : les attentes à l'égard des produits d'exploitation et du bénéfice liés à l'énergie, les attentes concernant les progrès du cadre réglementaire et du cadre d'exploitation à l'égard du transport et de la distribution de l'électricité en Ontario, y compris l'incidence des décisions de la CEO et d'autres organismes de réglementation, les énoncés liés à l'état de nos demandes à la CEO, les attentes concernant les produits tarifaires, y compris l'affectation de ces produits, les énoncés relatifs à nos besoins futurs de trésorerie, de financement et d'exploitation, les attentes à l'égard de nos activités de financement, les attentes visant les résultats de nos projets et programmes continus et prévus, leurs dates d'achèvement prévues et leurs résultats attendus, les énoncés visant les dépenses en immobilisations futures, nos budgets, nos plans d'investissement, les coûts des projets et leur incidence attendue sur les activités d'exploitation, les énoncés relatifs aux compteurs intelligents et au réseau intelligent qui leur est associé, les énoncés visant les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux, les énoncés sur notre convention d'impartition avec Inergi LP, les énoncés concernant les montants et les calendriers des dépenses environnementales estimatives futures, les énoncés concernant les cotisations de retraite futures, notre régime de retraite et l'évaluation actuarielle, les énoncés concernant les IFRS, l'IASB et les mesures prévues, les énoncés visant les PCGR des États-Unis, les diverses orientations à prendre et les incidences attendues sur nos obligations d'information, nos systèmes de contrôle interne et les contrôles connexes ainsi que les énoncés concernant les clauses restrictives à l'égard de la dette. Les termes et expressions « s'attendre à », « prévoir », « avoir l'intention de », « tenter », « pouvoir », « projeter », « croire », « s'efforcer », « estimer », « viser », « continuer », « 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 du rendement futur et font intervenir des hypothèses, des risques et des incertitudes qu'il est difficile de prédire. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux qu'expriment, sous-entendent ou laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Nous n'avons pas l'intention de mettre à jour ces énoncés prospectifs et, sauf si la loi nous y contraint, nous nous dégageons de toute obligation de le faire.

Ces énoncés prospectifs sont fondés sur divers facteurs et hypothèses, notamment les suivants : l'absence de changements imprévus du régime législatif et du contexte d'exploitation se rapportant au marché ontarien de l'électricité, l'absence de décision défavorable de la CEO et d'autres organismes de réglementation au sujet des demandes en cours, l'absence de changements imprévus des ordonnances tarifaires ou des structures tarifaires applicables à nos activités de distribution et de transport, la stabilité de l'environnement réglementaire, l'application courante des PCGR du Canada aux activités à tarifs réglementés de manière généralement comparable aux PCGR des États-Unis et l'absence de tout événement important survenant hors du cours normal des activités. Ces hypothèses reposent sur l'information dont nous disposons actuellement, y

HYDRO ONE INC.

RAPPORT DE GESTION (suite)

compris de l'information obtenue auprès d'analystes de l'industrie. Les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux que laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Bien que nous ignorions l'incidence que pourraient avoir ces différences éventuelles, celles-ci pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités, sur nos résultats d'exploitation, sur notre situation financière et sur la stabilité de notre crédit. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux qu'expriment ou laissent entendre ces énoncés prospectifs sont notamment les suivants :

- les risques associés au fait que nous sommes régis par la province d'Ontario, notamment la possibilité que la province d'Ontario fasse des déclarations relativement à notre protocole d'entente avec elle;
- le risque que des dépenses en immobilisations imprévues soient nécessaires pour appuyer la production d'énergie renouvelable ou résoudre des problèmes techniques non encore connus;
- les discussions continues tenues avec l'OEO visant les besoins du projet de transport et les besoins et les priorités en matière de sources de production d'électricité;
- l'opposition aux projets prévus et les retards dans l'obtention des approbations ou la conclusion des ententes nécessaires à ceux-ci, ou leur refus;
- les résultats des décisions réglementaires concernant nos besoins en matière de produits, le recouvrement des coûts et les tarifs;
- les rendements futurs des placements, les variations des prestations ou des hypothèses actuarielles;
- le risque lié à la réglementation profonde, notamment les risques découlant de mesures prises ou non par la CEO;
- le risque que des approbations réglementaires déjà obtenues puissent par la suite être remises en question, portées en appel ou retirées;
- les variations imprévues de nos charges;
- la possibilité de coûts ou passifs environnementaux considérables et actuellement indéterminés ou sous-estimés ou la modification éventuelle des hypothèses sous-jacentes aux passifs environnementaux comptabilisés ainsi qu'aux actifs réglementaires connexes;
- le résultat des décisions réglementaires concernant le référentiel comptable pour la tarification;
- les risques découlant de la variation des taux d'intérêt;
- les risques liés à l'incertitude économique actuelle et la volatilité des marchés financiers;
- l'incidence de la Loi sur l'énergie verte sur notre société, ainsi que des coûts et des charges en découlant;
- l'incidence de l'augmentation de la concurrence sur nos activités de transport.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs susmentionnés n'est pas exhaustive. Il est traité plus en détail de certaines de ces questions et d'autres facteurs sous la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion de 2010. Il convient de lire cette rubrique avec attention.

Le présent rapport de gestion est daté du 10 novembre 2011. Le lecteur peut consulter de l'information supplémentaire sur notre société, notamment notre notice annuelle dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

HYDRO ONE INC.
ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET DU RÉSULTAT ÉTENDU (non audité)

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	30 septembre	30 septembre	closes les	closes les
	2011	2010	2011	2010
Produits				
Transport	379	376	1 067	1 002
Distribution	990	970	2 998	2 795
Divers	15	14	47	47
	1 384	1 360	4 112	3 844
Charges				
Achats d'électricité	650	638	1 956	1 835
Exploitation, entretien et administration	287	253	824	777
Amortissement	152	150	447	433
	1 089	1 041	3 227	3 045
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	295	319	885	799
Charges de financement	88	82	258	255
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	207	237	627	544
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	40	19	106	52
Bénéfice net	167	218	521	492
Autres éléments du résultat étendu	-	-	-	-
Résultat étendu	167	218	521	492
Résultat de base et dilué par action ordinaire <i>(en dollars canadiens)</i>	1 626	2 134	5 077	4 790

ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS (non audité)

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	30 septembre	30 septembre	closes les	closes les
	2011	2010	2011	2010
Bénéfices non répartis à l'ouverture de la période	2 624	2 046	2 354	1 791
Bénéfice net	167	218	521	492
Dividendes (note 3)	(42)	(4)	(126)	(23)
Bénéfices non répartis à la clôture de la période	2 749	2 260	2 749	2 260

ÉTATS CONSOLIDÉS DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU (non audité)

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	30 septembre	30 septembre	closes les	closes les
	2011	2010	2011	2010
Cumul des autres éléments du résultat étendu à l'ouverture de la période	(10)	(10)	(10)	(10)
Autres éléments du résultat étendu	-	-	-	-
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la clôture de la période	(10)	(10)	(10)	(10)

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

HYDRO ONE INC.
BILANS CONSOLIDÉS (non audité)

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	30 septembre 2011	31 décembre 2010
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie	-	33
Placements à court terme	492	139
Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses)	919	911
Actifs réglementaires	31	42
Matières et fournitures	22	21
Actifs d'impôts futurs	25	35
Autres	11	8
	1 500	1 189
Immobilisations corporelles		
Immobilisations corporelles en service	20 336	19 767
Moins l'amortissement cumulé	7 551	7 247
	12 785	12 520
Immobilisations en cours	1 720	1 394
Terrains, composants et pièces de rechange destinés à une utilisation future	138	139
	14 643	14 053
Autres actifs à long terme		
Actifs réglementaires	1 091	1 013
Actif au titre des prestations constituées	465	460
Placement à long terme	249	249
Actifs incorporels (déduction faite de l'amortissement cumulé)	219	197
Écart d'acquisition	133	133
Actifs d'impôts futurs	17	19
Autres	38	9
	2 212	2 080
Total de l'actif	18 355	17 322

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

HYDRO ONE INC.
BILANS CONSOLIDÉS (non audité) (suite)

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	30 septembre 2011	31 décembre 2010
Passif		
Passif à court terme		
Dette bancaire	20	-
Créditeurs et charges à payer	930	884
Passifs réglementaires	19	72
Intérêts courus	122	84
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme (<i>note 4</i>)	250	500
	<u>1 341</u>	<u>1 540</u>
Dette à long terme (<i>note 4</i>)	7 903	7 278
Autres passifs à long terme		
Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite	1 031	980
Passifs d'impôts futurs	766	693
Passifs réglementaires	634	540
Passifs environnementaux	281	287
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	11	11
Créditeurs et autres passifs à long terme	12	12
	<u>2 735</u>	<u>2 523</u>
Total du passif	<u>11 979</u>	<u>11 341</u>
Capitaux propres		
Actions privilégiées (autorisées : nombre illimité; émises : 12 920 000)	323	323
Actions ordinaires (autorisées : nombre illimité; émises : 100 000)	3 314	3 314
Bénéfices non répartis	2 749	2 354
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(10)	(10)
Total des capitaux propres	<u>6 376</u>	<u>5 981</u>
Total du passif et des capitaux propres	<u>18 355</u>	<u>17 322</u>

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

HYDRO ONE INC.
ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE (non audité)

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	30 septembre	30 septembre	30 septembre	30 septembre
	2011	2010	2011	2010
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	167	218	521	492
Dépenses liées à l'environnement	(4)	(5)	(11)	(13)
Ajustements au titre des éléments sans effet sur la trésorerie				
Amortissement (excluant les coûts de retrait)	135	130	398	387
Comptes d'actifs et de passifs réglementaires	16	(24)	52	(31)
Gain sur les swaps de taux d'intérêt	(3)	(4)	(9)	(13)
Impôts futurs	(4)	2	(1)	15
Autres	1	(1)	-	1
	308	316	950	838
Variations des soldes hors trésorerie liés à l'exploitation	192	98	124	120
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	500	414	1 074	958
Activités de financement				
Émission de titres de créance à long terme	300	500	600	1 500
Remboursement sur la dette à long terme	-	-	(250)	(400)
Billets à court terme à payer	-	-	-	(55)
Dividendes versés	(42)	(4)	(126)	(23)
Autres	1	-	(1)	-
Rentrées nettes liées aux activités de financement	259	496	223	1 022
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations				
Immobilisations corporelles	(359)	(401)	(963)	(1 097)
Actifs incorporels	(23)	-	(59)	(9)
	(382)	(401)	(1 022)	(1 106)
Placement à long terme	-	-	-	(250)
Autres	10	12	25	31
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(372)	(389)	(997)	(1 325)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	387	521	300	655
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période (<i>note 6</i>)	85	108	172	(26)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période	472	629	472	629

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

HYDRO ONE INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non audité)

1. RÈGLES DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés intermédiaires ne sont pas conformes à tous les égards aux obligations d'information énoncées dans les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada pour les états financiers annuels et doivent, par conséquent, être lus à la lumière des états financiers consolidés annuels de Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société ») de l'exercice clos le 31 décembre 2010, qui contiennent des renseignements nécessaires ou utiles pour comprendre les activités de la société et la présentation de ses états financiers. Plus particulièrement, les principales conventions et pratiques comptables de la société sont présentées à la note 2 afférente aux états financiers consolidés annuels, et elles ont été appliquées de façon uniforme dans le cadre de la préparation des présents états financiers consolidés intermédiaires.

La demande d'électricité suit généralement les variations météorologiques normales et, par conséquent, les produits d'exploitation liés à l'énergie de la société, toutes choses étant égales par ailleurs, auront tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications comptables récentes

PCGR des États-Unis

La société avait prévu antérieurement qu'elle appliquerait les Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») à l'égard de ses états financiers consolidés des périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2012, avec retraitement comparatif des montants constatés au bilan d'ouverture en IFRS au 1^{er} janvier 2011. En l'absence d'un plan définitif pour un nouveau projet d'étude d'une norme comptable pour les entreprises à tarifs réglementés devant être publiée par l'International Accounting Standards Board, Hydro One a commencé à évaluer la possibilité d'adopter les PCGR des États-Unis au lieu des IFRS au premier trimestre de l'exercice en cours. Le 7 juillet 2011, la société a déposé une demande auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (la « CVMO ») afin d'obtenir une dispense de se conformer aux exigences du paragraphe 3.2 du Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables sans laquelle elle devrait présenter ses états financiers consolidés conformément aux IFRS pour les périodes de présentation de l'information financière ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2012. La société demandait ainsi qu'on l'autorise à adopter les PCGR des États-Unis, sans pour autant devenir une société inscrite auprès de la Securities and Exchange Commission, à l'égard de ses exercices 2012, 2013 et 2014. Le 21 juillet 2011, la CVMO a approuvé la demande de la société et lui a accordé la dispense requise. Le conseil d'administration de Hydro One a approuvé une résolution autorisant la société à présenter son information financière conformément aux PCGR des États-Unis. Par conséquent, les états financiers consolidés de la période devant être close le 31 mars 2012 de la société seront établis selon les PCGR des États-Unis, avec retraitement comparatif sur deux ans. Le bilan consolidé d'ouverture de la société au 1^{er} janvier 2010, établi conformément aux PCGR des États-Unis, reflétera l'application rétrospective des PCGR des États-Unis. La société prévoit que l'application des PCGR du Canada ou des PCGR des États-Unis par les entreprises à tarifs réglementés sera, en règle générale, uniforme. Toutes les différences entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis et leurs incidences sur les états financiers consolidés de la société seront mesurées dans le cadre du projet de conversion de la société aux PCGR des États-Unis.

3. DIVIDENDES

Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2011, la société a déclaré des dividendes sur les actions privilégiées de 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2010) et des dividendes sur les actions ordinaires de 38 millions de dollars (néant en 2010). Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, la société a déclaré des dividendes sur les actions privilégiées de 13 millions de dollars (13 millions de dollars en 2010) et des dividendes sur les actions ordinaires de 113 millions de dollars (10 millions de dollars en 2010).

HYDRO ONE INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non audité) (suite)

4. DETTE À LONG TERME

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2011, Hydro One a émis des billets supplémentaires aux termes de son programme de billets à moyen terme (« BMT »).

Le 19 janvier 2011, Hydro One a émis des billets à 2,95 % supplémentaires, d'un montant en capital de 250 millions de dollars, aux termes de son programme de billets à moyen terme. Ces billets, qui viennent à échéance le 11 septembre 2015, constituent un placement supplémentaire aux billets d'un montant de 250 millions de dollars émis initialement le 13 septembre 2010. Cette émission supplémentaire porte l'encours total de la dette liée à ce placement à 500 millions de dollars.

Le 19 janvier 2011, Hydro One a conclu deux swaps à taux fixe-variable portant respectivement sur un notionnel de 125 millions de dollars et visant la conversion de 250 millions de dollars de billets émis le même jour en une dette à taux variable de trois mois. La société a désigné ces swaps comme couvertures de juste valeur liées au risque de taux d'intérêt. De ce fait, elle a constaté la variation de leur juste valeur à l'état consolidé des résultats de la période comme elle le fait pour les variations de la juste valeur des billets à taux fixe s'y rapportant. Dans le cas où la couverture est inefficace, le montant lié à la partie inefficace est constaté immédiatement dans les charges de financement à l'état consolidé des résultats. Ce montant était négligeable pour le trimestre et la période de neuf mois à l'étude.

Le 24 janvier 2011, la société a émis des billets à taux variable d'un montant de 50 millions de dollars aux termes de son programme de billets à moyen terme, lesquels échoient le 24 juillet 2015.

Le 22 mars 2011, la société a conclu cinq contrats de garantie de taux afin de bloquer les révisions de cinq taux d'intérêt variables qu'elle paie sur une dette à taux variable de 550 millions de dollars. Les cinq contrats arrivent à échéance respectivement le 25 avril 2011, le 19 mai 2011, le 13 juin 2011, le 25 juillet 2011 et le 19 août 2011. Le 26 mai 2011, la société a conclu deux autres contrats de garantie de taux afin de bloquer les révisions d'un taux d'intérêt variable qu'elle paie sur une dette à taux variable de 250 millions de dollars. Ce contrat arrive à échéance le 12 septembre 2011. Le 2 août 2011, la société a conclu deux autres contrats de garantie de taux afin de bloquer les révisions d'un taux d'intérêt variable qu'elle paie sur des dettes à taux variable de 50 millions de dollars et de 115 millions de dollars échéant les 24 octobre et 21 novembre 2011. Ces contrats ont été classés comme instruments financiers détenus à des fins de transaction et ils sont évalués à leur juste valeur. Les règlements en espèces des contrats de garantie de taux qui sont arrivés à échéance les 25 juillet, 19 août et 12 septembre étaient négligeables. Au 30 septembre 2011, le montant net de la perte à la juste valeur constaté sur les deux contrats restants était négligeable.

Le 26 septembre 2011, la société a émis des billets à 4,39 % d'un montant de 300 millions de dollars aux termes de son programme de BMT, lesquels échoient le 26 septembre 2041.

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non audité) (suite)****5. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS**

Le total des coûts liés aux avantages sociaux s'établit comme suit :

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	30 septembre 2011	30 septembre 2010	closes les 30 septembre 2011	closes les 30 septembre 2010
Régimes de retraite				
Coûts nets au titre des prestations de la période	37	46	111	137
Cotisation à la caisse de retraite	38	30	116	89
Déduire la tranche attribuable à la main-d'œuvre et capitalisée dans le coût des immobilisations corporelles	15	12	45	36
Montant imputé aux résultats d'exploitation	23	18	71	53
Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite				
Coûts nets au titre des prestations de la période	28	23	82	68
Déduire la tranche attribuable à la main-d'œuvre et capitalisée dans le coût des immobilisations corporelles	11	9	33	27
Montant imputé aux résultats d'exploitation	17	14	49	41

6. ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Aux fins des états consolidés des flux de trésorerie, le poste « Trésorerie et équivalents de trésorerie » renvoie aux éléments « trésorerie », « placements à court terme » et « dette bancaire » du bilan consolidé.

7. INFORMATIONS SECTORIELLES

Hydro One compte trois secteurs isolables :

- l'entreprise de transport, dont l'activité principale consiste à fournir des services de transport et de raccordement, et qui est responsable du transport de l'électricité dans l'ensemble du réseau électrique de l'Ontario;
- l'entreprise de distribution, dont l'activité principale consiste à livrer et à vendre de l'électricité aux clients;
- le secteur « divers », dont les activités regroupent celles de l'entreprise de télécommunications.

La désignation des secteurs d'activité est fondée à la fois sur le statut réglementaire et sur la nature des produits et des services offerts. Ainsi, les informations sectorielles se présentent comme suit :

<i>Trimestre clos le 30 septembre</i> <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Transport	Distribution	Divers	Chiffres consolidés
2011				
Bénéfice sectoriel				
Produits	379	990	15	1 384
Achats d'électricité	-	650	-	650
Exploitation, entretien et administration	115	158	14	287
Amortissement	75	74	3	152
Bénéfice (perte) avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	189	108	(2)	295
Charges de financement				88
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				207
Dépenses en immobilisations	210	172	-	382

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non audité) (suite)***Trimestre clos le 30 septembre**(en millions de dollars canadiens)*

	Transport	Distribution	Divers	Chiffres consolidés
2010				
Bénéfice sectoriel				
Produits	376	970	14	1 360
Achats d'électricité	-	638	-	638
Exploitation, entretien et administration	90	147	16	253
Amortissement	72	76	2	150
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	214	109	(4)	319
Charges de financement				82
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				237
Dépenses en immobilisations	234	165	2	401

*Période de neuf mois close le 30 septembre**(en millions de dollars canadiens)*

	Transport	Distribution	Divers	Chiffres consolidés
2011				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 067	2 998	47	4 112
Achats d'électricité	-	1 956	-	1 956
Exploitation, entretien et administration	325	455	44	824
Amortissement	220	219	8	447
Bénéfice (perte) avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	522	368	(5)	885
Charges de financement				258
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				627
Dépenses en immobilisations	571	450	1	1 022

2010**Bénéfice sectoriel**

Produits	1 002	2 795	47	3 844
Achats d'électricité	-	1 835	-	1 835
Exploitation, entretien et administration	300	432	45	777
Amortissement	202	224	7	433
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	500	304	(5)	799
Charges de financement				255
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				544
Dépenses en immobilisations	638	465	3	1 106

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non audité) (suite)**

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	30 septembre 2011	31 décembre 2010
Total de l'actif		
Transport	10 228	9 805
Distribution	7 706	6 908
Divers	421	609
	18 355	17 322

Tous les produits, les coûts et les actifs, selon le cas, sont gagnés, engagés ou détenus au Canada.

8. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Les états financiers consolidés comparatifs ont été reclassés par rapport aux états présentés antérieurement afin de rendre leur présentation conforme à celle qui a été adoptée pour les états financiers consolidés établis au 30 septembre 2011.