



Nous commençons chaque journée
forts de 100 ans d'expérience



Rapport annuel 2005

1906–2005

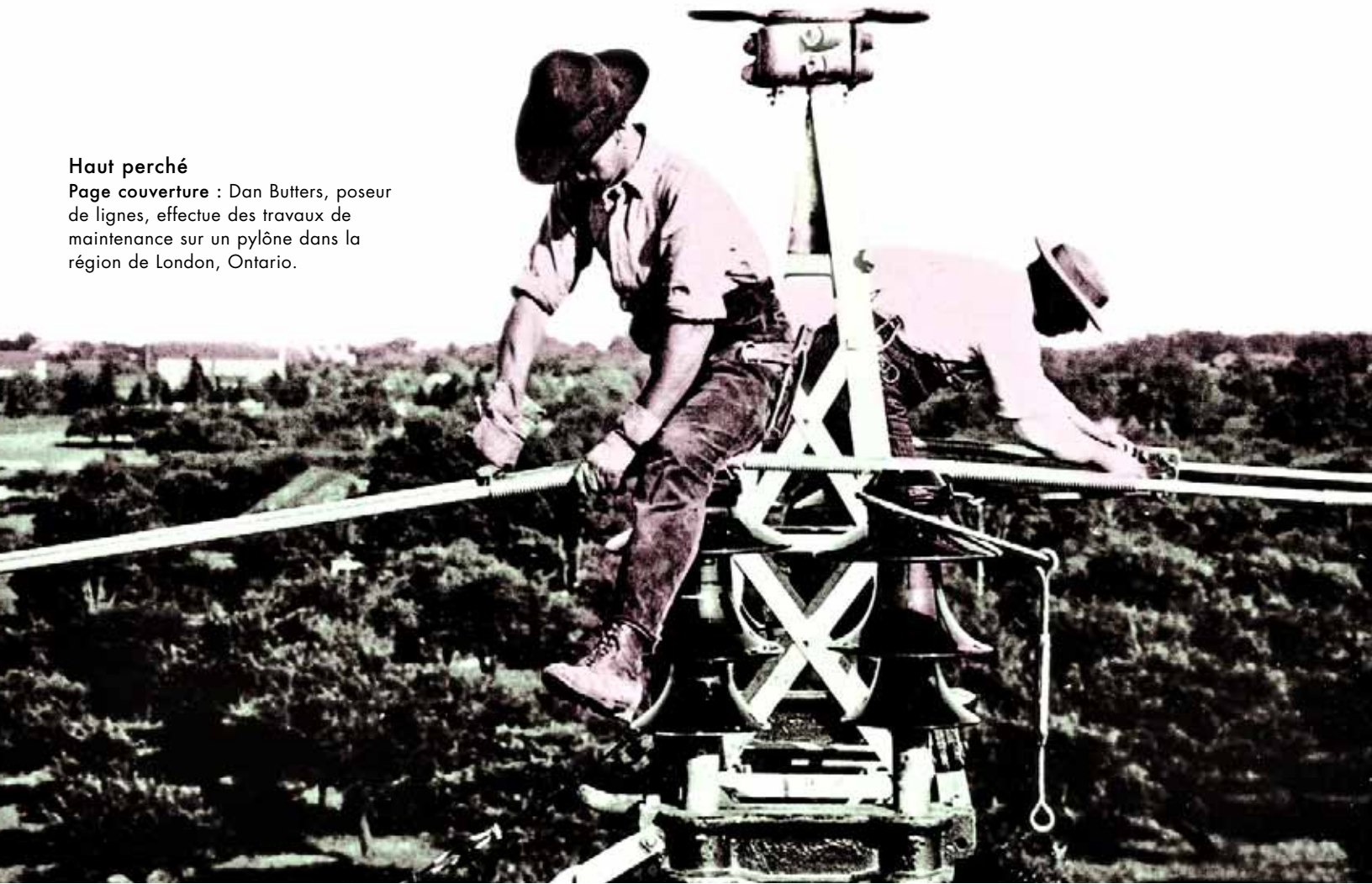
Au service de l'Ontario depuis 100 ans.

Table des matières

2 Hydro One en un coup d'œil 3 Points saillants financiers consolidés 4 Message de la présidente du conseil 6 Message du président et chef de la direction
8 Revue des activités 28 Revue financière – Table des matières 29 Rapport de gestion 52 Rapport de la direction 54 Rapport des vérificateurs
55 États des résultats et des bénéfices non répartis consolidés 56 Bilans consolidés 58 États des flux de trésorerie consolidés
59 Notes afférentes aux états financiers consolidés 82 Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices
84 Équipe de la haute direction 86 Conseil d'administration 87 Comités du conseil d'administration 88 Renseignements sur la société

Haut perché

Page couverture : Dan Butters, poseur de lignes, effectue des travaux de maintenance sur un pylône dans la région de London, Ontario.



Sécurité *Service* Fiabilité *Fierté* Valeur

Il suffit d'appuyer sur un interrupteur pour que l'électricité arrive de manière sûre et fiable dans vos foyers.

L'électricité alimente vos entreprises en énergie et vous aide à en assurer la croissance continue. Notre travail

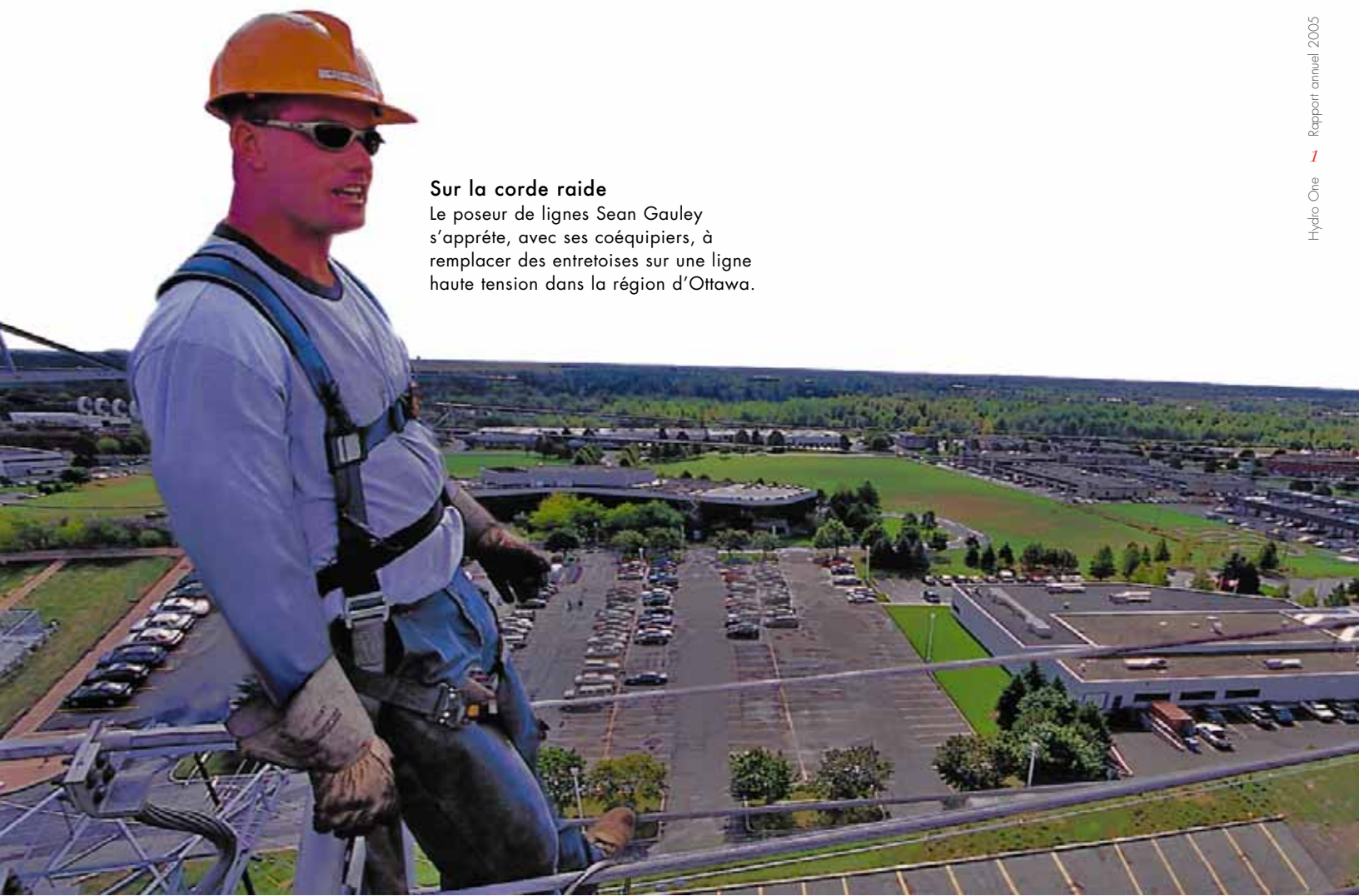
consiste à prendre soin du réseau qui vous achemine l'électricité, où que vous viviez en Ontario. Nous travaillons à faire en sorte que vous puissiez profiter de cette ressource vitale lorsque vous en avez besoin.

Avec votre aide, nous veillons à ce que l'Ontario tire le maximum de son réseau électrique.

Pour y parvenir, nous nous concentrons sur nos cinq valeurs.

Sur la corde raide

Le poseur de lignes Sean Gauley s'apprête, avec ses coéquipiers, à remplacer des entretoises sur une ligne haute tension dans la région d'Ottawa.





Hydro One Inc.

Est une société de portefeuille regroupant des filiales qui œuvrent dans les secteurs du transport et de la distribution d'électricité ainsi que des télécommunications. Les filiales sont nécessaires pour respecter les exigences légales et réglementaires.

Hydro One Networks Inc.

Représente la majeure partie de nos activités, qui sont réglementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Elle est responsable de la planification, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de nos réseaux de transport et de distribution.

Hydro One Brampton Inc.

Assure la distribution d'électricité dans l'une des agglomérations urbaines affichant la plus forte croissance au Canada, à 30 km de Toronto.

Hydro One Remote Communities Inc.

Assure l'exploitation et la maintenance des installations de production et de distribution d'électricité qui servent à alimenter 18 communautés éloignées du nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau de transport de la province.

Hydro One Telecom Inc.

Commercialise la capacité excédentaire de fibre optique auprès de nos clients d'affaires et représente moins de 1 % de notre actif total.

— Réalisations en 2005 —

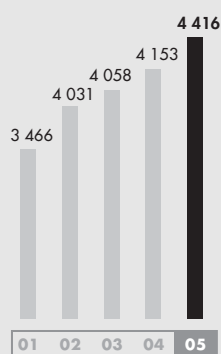
- Nous avons terminé le poste de transformation de Parkway dans les délais et dans les limites du budget. Cette installation améliore la fiabilité du réseau de transport, répondant à la demande d'électricité dans la région du Grand Toronto, et a contribué à faciliter la fermeture de la centrale de Lakeview.
- Afin de mieux servir la plus grande ville du Canada, nous avons entrepris la construction de deux circuits de câbles souterrains pour renforcer nos installations de transport d'électricité au centre-ville de Toronto.
- Dans le but d'améliorer la fiabilité et l'approvisionnement dans le sud de l'Ontario, nous avons entrepris la construction d'une nouvelle ligne de 230 kV s'étendant sur 76 kilomètres dans la région de Niagara.
- Afin d'obtenir les tarifs nécessaires pour faire des investissements dans des programmes de travaux futurs sur le réseau de distribution et en assumer les coûts, Hydro One a préparé et a déposé des preuves devant la Commission de l'énergie de l'Ontario.
- Nous avons considérablement amélioré ou maintenu le taux de satisfaction de la clientèle dans tous nos segments de clientèle.
- L'amélioration de l'efficacité grâce à un effectif de plus en plus souple se reflète dans nos solides résultats financiers et notre capacité de faire plus pour nos clients et pour les Ontariens.

— Principales forces —

- Hydro One possède et exploite le plus grand réseau de livraison d'électricité en Ontario, et l'un des plus grands en Amérique du Nord.
- Jouit d'une équipe de direction expérimentée axée sur la livraison d'électricité, qui est au cœur des activités de la société.
- Bénéficie d'un effectif très compétent et chevronné ainsi que de systèmes d'exploitation hors pair.
- Reconnue dans le secteur comme un chef de file dans l'instauration d'un lieu de travail sans danger.
- Réputée pour la stabilité et la prévisibilité de ses bénéfices grâce à ses activités de transport et de distribution réglementées.
- Fait preuve de prudence dans la structure de son capital et génère des rentrées solides.



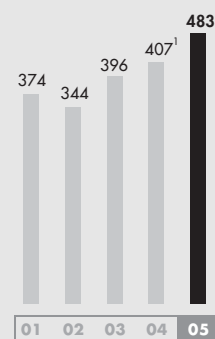
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004	Variation en \$	Variation en %
Produits	4 416	4 153	263	6
Achats d'électricité	2 131	1 987	144	7
Coûts d'exploitation	1 279	1 251	28	2
Bénéfice net	483	407 ^{1,2}	76 ²	19 ²
Flux de trésorerie d'exploitation	1 170	911	259	28
Statistiques				
Transport – unités transportées (TWh) ³	157,0	153,4	3,6	2
Moyenne de la demande de pointe sur 60 min en Ontario (MW) ³	23 074	22 375	699	3
Distribution – unités distribuées aux abonnés de Hydro One (TWh) ³	29,7	28,5	1,2	4



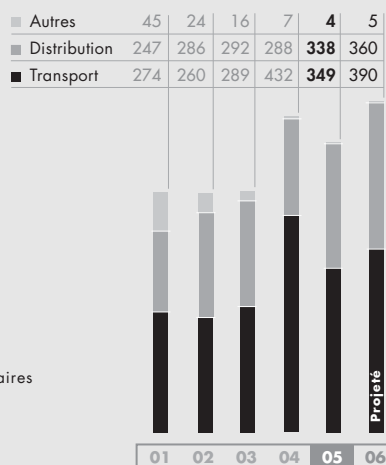
Produits
Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars CA)



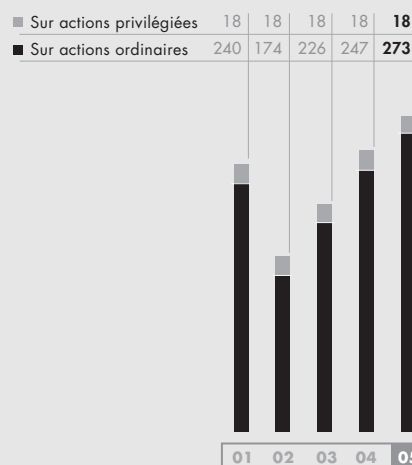
**Charges d'exploitation, de maintenance
et d'administration**
Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars CA)



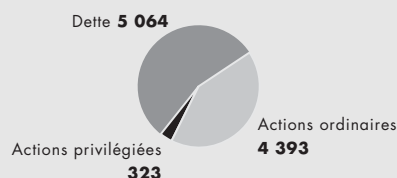
Bénéfice net
Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars CA)



Dépenses en immobilisations
Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars CA)



Dividendes
Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars CA)



Structure du capital
31 décembre 2005
(en millions de dollars CA)

- 1) Le bénéfice net pour 2004 s'est établi à 498 millions de dollars, incluant un recouvrement réglementaire non récurrent de 91 millions de dollars.
- 2) Compte tenu d'un bénéfice net en 2004 de 498 millions de dollars, qui comprend un recouvrement réglementaire non récurrent de 91 millions de dollars, le bénéfice net de 2005 étant inférieur de 15 millions de dollars, ou 3 %.
- 3) Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

*Les excellents résultats de la société
reflètent l'engagement continu de
Hydro One envers la gestion transparente
et prudente de cet actif provincial vital.*

En 2005, Hydro One a exploité et entretenu avec succès le réseau de transport d'électricité de l'Ontario et le plus grand réseau de distribution de la province, relevant de main de maître les défis opérationnels posés par l'un des étés les plus chauds jamais enregistrés, où la demande d'électricité a atteint de nouveaux sommets. Les investissements précédents de Hydro One dans son réseau ont rapporté, et la société a entrepris de vastes projets visant à assurer un approvisionnement fiable aux Ontariens.

En 2005, Hydro One a continué d'afficher une solide performance financière. Le bénéfice net de la société pour l'exercice a augmenté de 76 millions de dollars, ou 19 %, pour s'établir à 483 millions de dollars comparativement à 2004, sans tenir compte de l'incidence du recouvrement réglementaire non récurrent de l'exercice précédent. Cette augmentation reflète surtout la hausse des produits tirés de nos activités de transport et de distribution, y compris l'incidence

des températures record de l'été. Durant la vague de chaleur, Hydro One a surveillé de près son exploitation au cours des mois d'été afin d'assurer la fiabilité de la distribution d'électricité dans l'ensemble de la province.

En qualité de présidente du conseil de Hydro One, il m'incombe de veiller à ce que la société mène ses activités de manière transparente et responsable. Hydro One se conforme aux normes de gouvernance les plus rigoureuses en ce qui a trait à ses relations avec son actionnaire et aux responsabilités de fiduciaire qui incombent à son conseil d'administration. En 2005, le conseil d'administration était fermement déterminé à ce que Hydro One demeure axée sur le maintien d'un réseau d'électricité solide, équitable sur le plan financier et fiable, en mesure de répondre aux besoins actuels et prêt à relever les défis de demain. Cette année, Hydro One s'est concentrée sur la nouvelle réglementation des valeurs mobilières et est en

bonne position pour répondre à ces nouvelles exigences établies par la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario.

Les excellents résultats de la société reflètent l'engagement continu de Hydro One envers le leadership transparent, solide et ciblé de Tom Parkinson, notre chef de la direction, et notre engagement continu envers la gestion prudente de cet actif provincial vital. Hydro One a fait des investissements cruciaux dans l'infrastructure de transport et de distribution ainsi que dans des programmes de maintenance visant à assurer la fiabilité du réseau. Les dépenses en immobilisations et les dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration pour 2005 se sont établies à 1 483 millions de dollars.



En outre, Hydro One a versé à son actionnaire, la province de l'Ontario, des dividendes de 291 millions de dollars, et a comptabilisé 198 millions de dollars de paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices, ce qui contribue à réduire l'encours de la dette cumulée dans le passé entre les mains de la province. Le conseil d'administration prévoit que la société maintiendra un rendement financier solide et stable.

J'aimerais profiter de l'occasion pour remercier les membres du conseil pour leur contribution et leur dévouement. J'aimerais remercier plus particulièrement Geoffrey Beattie, Adam Zimmerman et Murray Frum, qui, à titre d'administrateurs, ont contribué de manière exceptionnelle à la réussite continue de Hydro One.

Au nom du conseil d'administration, j'aimerais remercier la direction et les employés de Hydro One pour leur précieuse contribution et leur dévouement au travail. Le conseil se réjouit à l'idée de continuer le travail de Hydro One, qui est de fournir à la population de l'Ontario un réseau d'électricité sûr et fiable.

La présidente du conseil,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'R. Burak'.

Rita Burak

Hydro One Inc.

Notre objectif : être la meilleure entreprise de transport et de distribution d'électricité en Amérique du Nord.

Nous commençons chaque journée forts de 100 ans d'expérience.

Les photos noir et blanc qui habillent les murs de notre salle du conseil m'inspirent un sentiment de grande fierté. Avec des chevaux de trait, la puissance de la vapeur et la force brute de la volonté, les gens de la Hydro Electric Power Commission (H.E.P.C.) ont construit des lignes de transport pour acheminer vers les collectivités de l'Ontario l'énergie produite par les chutes Niagara. Ces premières lignes de transport ont apporté plus que de l'électricité. Elles ont apporté la prospérité. Elles ont apporté un niveau de vie plus élevé. Elles ont apporté l'espoir d'un avenir meilleur. Le réseau de livraison de l'électricité qui s'est étendu graduellement à presque toutes les collectivités de l'Ontario était synonyme de croissance et de prospérité pour les entreprises, les collectivités et les familles au siècle dernier. Aujourd'hui, nous poursuivons ce travail. Nous fournissons de l'électricité, la base même de l'économie de l'Ontario.

En 2005, nous avons travaillé fort à intégrer dans le réseau de nouvelles sources de production d'électricité. Nous avons entrepris la construction de notre projet de renforcement de Niagara afin de moderniser la ligne de transport qui achemine l'électricité produite aux chutes Niagara vers les autres régions du sud de l'Ontario. En modernisant cette ligne, nous pourrions livrer une capacité additionnelle de 800 MW d'électricité là où elle doit se rendre. Le nouveau poste de transformation

de Parkway de la région du Grand Toronto a été terminé à temps et dans les limites du budget, facilitant en toute sécurité le déclassement de la centrale alimentée au charbon de Lakeview. Des travaux ont également été entrepris sur un câble souterrain au centre-ville de Toronto afin d'améliorer l'adaptabilité de l'approvisionnement vers la plus grande ville du Canada.

En 2005, Hydro One a connu un des étés les plus chauds de son histoire. Avec des températures au-dessus de 30 degrés pendant 45 jours, le réseau de transport vieillissant a été poussé à l'extrême limite de sa capacité. Mais il a tenu bon. Il a tenu parce que nous avons investi judicieusement dans nos réseaux au fil des ans. Il a tenu parce que notre équipe sait comment tirer le maximum du réseau électrique de l'Ontario. Je suis fier que notre réseau et nos gens aient pu répondre à la forte demande de l'été, mais je crois qu'avec l'augmentation de la demande, nous devons trouver de nouvelles façons de faire comme travailler en collaboration avec les clients afin de trouver des solutions de conservation qui fonctionnent. En 2005, nous avons connu du succès avec des projets pilote axés sur la conservation d'énergie et nous comptons mener d'autres projets en 2006.

2005 a été un exercice dynamique pour notre entreprise. Hydro One a enregistré un bénéfice de 483 millions de dollars et nous avons versé à notre actionnaire, la province de l'Ontario, un excellent dividende. Nous demeurons déterminés à maintenir



un bon rendement pour notre actionnaire tout en veillant à ce que le réseau de livraison de l'électricité de l'Ontario continue de fonctionner à un niveau optimal pendant encore longtemps. Nous avons obtenu pour l'exercice des résultats financiers stables et solides conformes à nos attentes.

D'ici 2010, notre objectif est d'être la meilleure entreprise de transport et de distribution en Amérique du Nord. En d'autres mots, nous voulons avoir le meilleur dossier en matière de sécurité au monde, c'est-à-dire zéro blessure grave et zéro accident grave évité de justesse. Nous nous situons dans le quartile supérieur pour ce qui est de la fiabilité du réseau de transport, lorsque nous nous comparons à des sociétés publiques semblables, et nous visons le même objectif pour ce qui est de la distribution. Au chapitre de la satisfaction de la clientèle, où nous avons réalisé des gains importants au cours des deux dernières années, nous visons un taux de 90 % dans tous les segments. Nous continuerons d'offrir une valeur pour l'actionnaire par des améliorations de la productivité des employés et une excellente efficacité opérationnelle.

Les qualificatifs «stable» et «solide» ne sont pas des euphémismes pour dire «statique» ou «fixe». Le secteur de l'électricité, après 100 ans de riche histoire en Ontario, traverse peut-être une étape des plus cruciales. Nous avons besoin de nouvelles installations de transport pour faciliter la livraison d'un nouvel approvisionnement aux clients, réduire les exigences imposées au réseau et améliorer notre

capacité d'importer de l'électricité. Ce n'est qu'en améliorant la coopération entre les collectivités, les autorités de réglementation et les partenaires de l'industrie que nous pourrons continuer de livrer l'électricité dont dépend l'Ontario. Ce n'est qu'en réalisant que nous poursuivons tous le même objectif – la fourniture d'électricité de manière sûre et fiable et la prospérité durable pour les Ontariens – que nous pourrons réagir assez rapidement pour mettre en place les actifs nécessaires appropriés.

J'aimerais remercier les gens de Hydro One pour leur attachement à notre orientation stratégique et le travail remarquable qu'ils accomplissent tous les jours, qui se reflètent dans nos résultats et dans la satisfaction de nos clients. Beaucoup de choses ont changé au cours du siècle dernier. Nous faisons les choses différemment, nous utilisons des outils différents et nous travaillons de manière beaucoup plus sécuritaire. Mais une chose n'a pas changé : nous nous efforçons toujours de fournir aux Ontariens un réseau de livraison de l'électricité qui leur permette de prospérer aujourd'hui et pour de longues années à venir.

Le président et chef de la direction,

Tom Parkinson



Électrification de l'Ontario

À gauche : Installation des premières lignes de transport sur des pylônes d'acier afin de relier la région de Niagara aux communautés du sud de l'Ontario. Février 1910.

Des épaules larges

Ci-dessus : Le réseau haute tension de Hydro One comprend plus de 28 000 kilomètres de lignes soutenues par près de 48 000 pylônes à l'échelle de l'Ontario. En 2005, des travaux ont été entrepris en vue de moderniser 76 kilomètres de lignes afin d'accroître le volume d'électricité en provenance de la région de Niagara.

«C'est parti. Que l'on essaie de nous arrêter maintenant.»

C'est sur ces mots que Sir Adam Beck a ouvert la centrale de Wasdell Falls. Beck, aussi connu comme le père du réseau électrique de l'Ontario, était convaincu que l'électricité était la voie de l'avenir pour tous les Ontariens. Il a fait pression pour que l'on construise des centrales en vue de la production d'électricité à grande échelle.

Mais sa vision ne se limitait pas à la simple production d'électricité. Beck croyait que c'était seulement en distribuant l'électricité dans toutes les régions de l'Ontario que tous pourraient profiter de la prospérité économique apportée par cette ressource.

Il supervisa le développement d'un réseau de lignes de transport et de distribution qui s'étend aujourd'hui sur plus de 150 000 kilomètres d'un bout à l'autre de l'Ontario.

Grâce à sa vision et à son dynamisme, il a contribué à faire de l'Ontario le moteur économique du Canada. Sans électricité, notre monde serait très différent. Hydro One continue de fournir de l'électricité aux Ontariens et de contribuer ainsi à leur prospérité économique.

1906

Création de l'Hydro-Electric Power Commission. Sa mission : construire des lignes de transport pour acheminer l'électricité produite par les chutes Niagara. Adam Beck est nommé président du conseil d'administration.

1910

Entrée en service des premières lignes de transport de 110 000 volts. Elles alimentent les municipalités du sud-ouest de l'Ontario, à commencer par Kitchener (alors appelée Berlin).

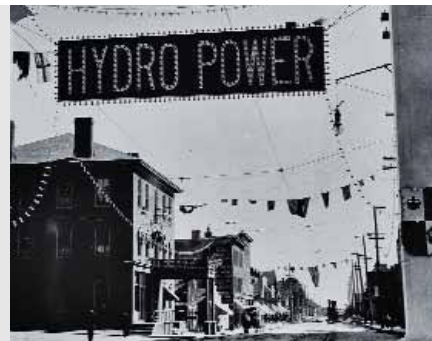
1912

Le camion de ce qu'on appelait alors le «Beck Circus» fait le tour des régions rurales pour présenter les merveilles de l'électricité.



À gauche : Dès les tout débuts, London a été l'une des premières villes à faire la promotion de l'hydroélectricité, comme le montre cette photo prise à l'occasion de la parade de la Fête du travail dans cette ville, le 1^{er} septembre 1913.

À droite : Gros plan d'une des affiches faisant partie des décorations pittoresques réalisées à Kitchener pour marquer l'arrivée de l'électricité dans cette communauté le 11 octobre 1910.



1922

Mise en service de la centrale Sir Adam Beck 1, sur la rivière Niagara. C'est, à l'époque, la plus grande centrale du monde, qui, pour sa construction, a nécessité cinq fois plus d'excavations que la plus grande des pyramides d'Égypte.

Travaux de câblage avant la mise en service

À droite : Ouvriers à l'un des premiers postes de distribution installant le câblage en vue de la mise en service. Au début des travaux de construction du réseau électrique de l'Ontario, la construction et la mise en service de l'équipement représentaient une part importante du travail d'Ontario Hydro.

Établissement des connexions

En bas à droite : Le poste de transformation de Leaside à Toronto est une plaque tournante de notre réseau électrique. Les postes de transformation, en plus de convertir l'électricité haute tension en électricité basse tension, assurent la livraison de l'électricité entre les postes.



bâtir la fiabilité

Dans les 70 premières années de son existence, la société d'électricité de l'Ontario s'est investie autant dans des travaux de construction de nouvelles installations pour pouvoir répondre à la demande croissante que dans la production et la livraison proprement dites d'électricité.

Bien que nous soyons fortement axés sur l'exploitation et la maintenance de nos installations de transport et de distribution, nous entrons maintenant dans une période propice à la construction d'un nombre accru de nouvelles installations. En 2005, Hydro One a investi plus de 700 millions de dollars dans des travaux de modernisation, de construction et de maintenance de notre réseau de transport. Compte tenu des longs délais d'approbation pour la construction de nouvelles installations, nous travaillons souvent avec nos clients et des partenaires de l'industrie à la planification de notre calendrier des travaux des années à l'avance.





La puissance des gens

À gauche et ci-dessus : Des professionnels chevronnés, comme Cathy Freskiw, sont au centre du réseau de Hydro One.

L'équipement a beaucoup changé au fil des ans, mais notre détermination à offrir aux Ontariens une source d'approvisionnement fiable est demeurée la même.

Prendre soin du réseau de distribution

En 2005, nous avons augmenté de 50 millions de dollars nos investissements dans notre réseau de distribution par rapport à 2004, ceux-ci étant passés de 288 millions de dollars à 338 millions de dollars.

Cela comprend des investissements dans du nouveau matériel de débroussaillage qui va grandement nous aider à garder les droits de passage sur notre réseau de distribution dégagés. De meilleures techniques de débroussaillage auront comme incidence directe d'améliorer le service et la productivité en diminuant le nombre de pannes et en facilitant l'accès de nos équipes à l'équipement à distance.

Dans le cadre de projets de remplacement de poteaux ciblant les communautés de la province, de Kemptville à Moosonee, nous avons remplacé 3 600 poteaux arrivés à la fin de leur vie utile. Ces travaux se poursuivront en 2006 et dans les années suivantes afin d'assurer un approvisionnement fiable continu à nos quelque 1,3 million de clients.

Projet de *renforcement* de Niagara

En 1910, la puissance des chutes Niagara était pour la première fois mise au service des consommateurs d'électricité de l'Ontario au moyen de lignes de transport. Ces lignes transportaient plus que de l'électricité. Elles apportaient une nouvelle façon de vivre, de travailler et de faire des affaires. Elles allaient changer notre monde.

Cette année, nous avons entrepris d'importants travaux de modernisation de nos installations de transport afin de mettre l'impressionnante puissance des chutes davantage au profit des foyers et des entreprises de l'Ontario d'ici l'été 2006. Des équipes d'ingénieurs et d'ouvriers de la construction s'affairent à démonter une ancienne ligne de 115 kV et à la remplacer par une nouvelle ligne à double circuit de 230 kV sur une distance de 76 kilomètres. Ce projet nous permettra de livrer 800 MW de puissance additionnelle – de quoi alimenter 300 000 foyers – provenant des chutes Niagara, là où elle doit se rendre.

Ce projet rendra également possible la mise en œuvre d'une nouvelle production dans la région des chutes Niagara, réduira le risque du manque d'approvisionnement, permettra une utilisation plus efficace des ressources de production existantes et réduira les pertes des lignes de transport. De plus, il améliore la capacité de l'Ontario d'importer de l'électricité de l'État de New York quand elle en a besoin. Après le début des travaux de construction en 2005, les employés de la société ont travaillé fort à la planification et à l'obtention des approbations nécessaires. Le projet fait partie de notre plan décennal depuis plusieurs années. Compte tenu des besoins pressants et des délais serrés, les équipes travaillent en étroite collaboration afin d'assurer que le projet se déroule selon le plan établi. Nous sommes convaincus qu'il sera terminé à temps et dans les limites du budget.

Les années 1930

La Grande Dépression ralentit la demande d'électricité.

1939

C'est la guerre! L'Ontario augmente sa production pour répondre aux besoins de l'heure. Des connexions avec le Québec sont établies.



À gauche : Monteurs de lignes d'Ontario Hydro munis d'outils isolants en train d'exécuter des travaux sur des lignes sous tension, le 11 juin 1947.

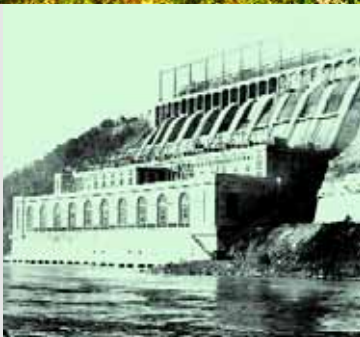


À gauche : Pose de câbles à l'aide de la seule force d'un cheval, près de Beamsville, Ontario, le 22 novembre 1923.



Croître en force

Ci-dessus : Des améliorations de notre réseau, comme notre projet de renforcement de Niagara, font partie de notre stratégie de base pour les années à venir. Le projet de Niagara, qui devrait être terminé à l'été de 2006, augmentera notre capacité à livrer de l'électricité provenant de la région de Niagara aux régions du sud de l'Ontario.



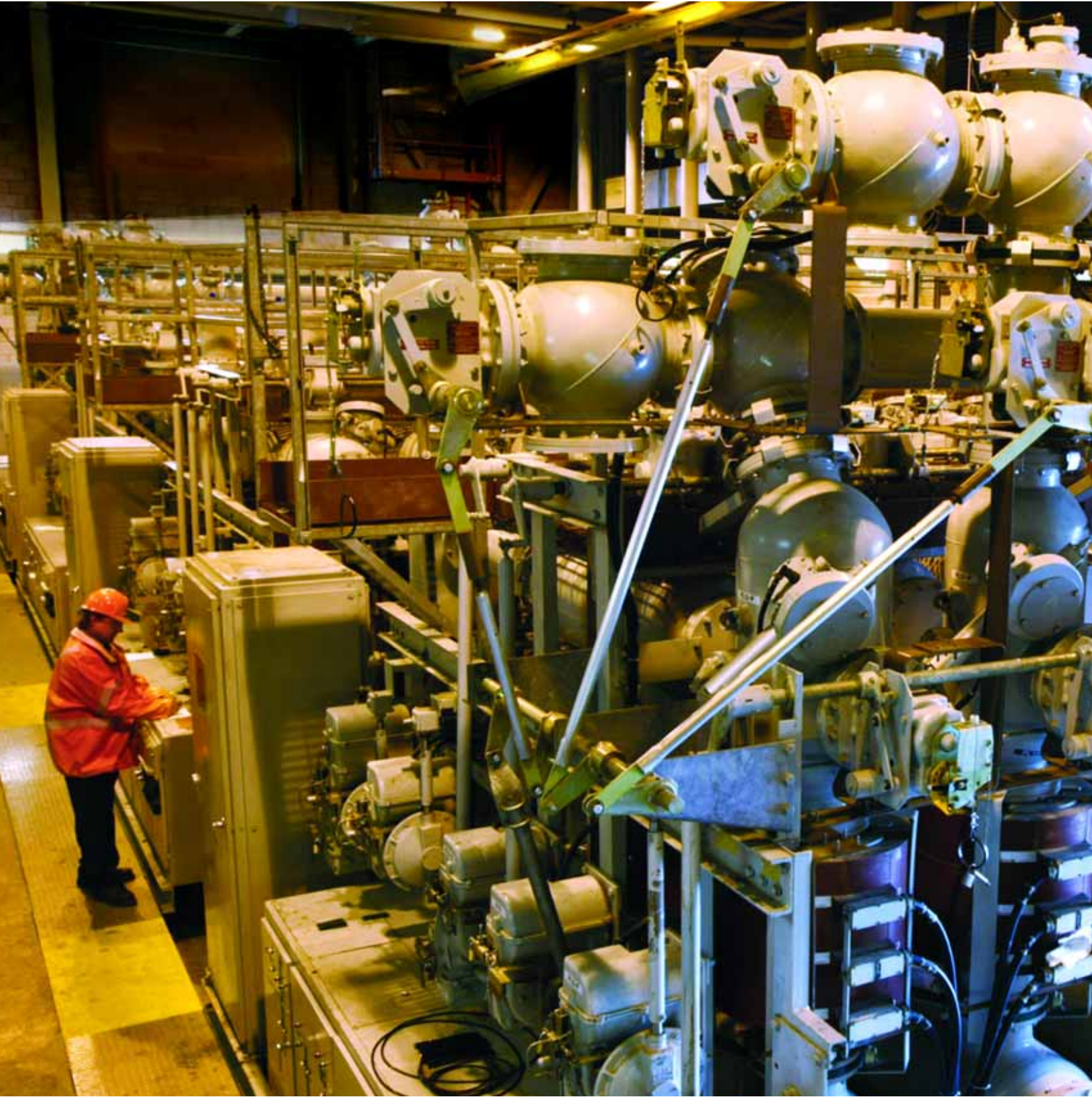
À gauche : La puissance des voies navigables de l'Ontario a été la principale source d'électricité dans la première moitié du XX^e siècle.

1941

Premier programme de conservation de l'énergie. Dans le cadre de l'effort de guerre, la province demande instamment aux clients de contribuer à la victoire en économisant l'électricité chez eux.

1949 - 1955

Centralisation en un seul réseau des centrales et des réseaux de transport, par souci d'efficacité et de souplesse. L'Ontario devient compatible avec la fréquence des provinces voisines et des états américains limitrophes.





Une plaque tournante vitale

À gauche : John Wright inspecte l'équipement au poste de transformation de Cecil, un organe vital du réseau de livraison de Hydro One au centre-ville de Toronto. L'installation étant aménagée dans un édifice en briques, la plupart des gens qui passent devant ne la remarquent même pas.

Alimenter le réseau

Ci-dessus : Les centrales hydroélectriques comme celle-ci fournissent aux Ontariens de l'électricité provenant de sources propres depuis plus d'un siècle.

Poste de transformation de Parkway

Le poste de transformation de Parkway est entré en service en 2005, renforçant considérablement le réseau qui alimente en électricité la région du Grand Toronto. Il fait partie de nos efforts pour assurer un approvisionnement fiable en électricité au Grand Toronto et pour soutenir la croissance future. Ce poste, en plus de renforcer le réseau de transport, a contribué à faciliter la fermeture de la centrale de Lakeview. Sa conception, sa construction et sa mise en service dans les délais prévus et dans les limites du budget témoignent du niveau d'excellence de nos employés.

Projet de câble Esplanade

Le 11 mars 2005, la Commission de l'énergie de l'Ontario a approuvé notre demande visant à renforcer nos installations de transport d'électricité au centre-ville de Toronto en construisant deux nouveaux circuits de câble souterrains entre les postes de transformation de John et d'Esplanade. Ce projet renforcera l'infrastructure existante et nous permettra de livrer de l'électricité à Toronto grâce à un réseau plus adaptable. Nous avons entrepris à l'automne le creusage, à quelque 30 mètres sous le métro de Toronto, du tunnel reliant les deux postes de transformation, qui se trouvent à une distance d'environ 10 pâtés de maisons. Nous prévoyons que le câble sera en service en 2007.

foresterie

Les lignes de Hydro One traversent des terrains parmi les plus accidentés de l'Ontario. Avec 640 000 kilomètres carrés de territoire de desserte, nous investissons beaucoup de temps et d'efforts pour maintenir nos lignes dégagées. Comme les arbres tombés et les branches cassées sont une cause importante de pannes, en dégageant nos lignes, nous améliorons la fiabilité du réseau par mauvais temps.

En 2005, nos équipes forestières ont débroussaillé 11 863 hectares le long de nos corridors de transport et 3 216 km d'arbres le long des lignes de transport. Nous avons également dégagé 9 076 kilomètres de nos lignes de distribution.

En 2005, nous avons fait des progrès vers la réalisation de notre objectif qui est de retourner à un cycle de dégagement des lignes bien défini, soit sur sept ans pour les lignes de transport et sur huit ans pour les lignes de distribution. En exécutant notre programme de foresterie de manière efficace et systématique, nous réduirons le nombre de pannes imprévues causées par la chute d'arbres sur les lignes.



Ci-dessus : Les apprentis forestiers Jason Swant (au premier plan) et Frank Graves s'initient, à Cloyne en Ontario, à l'utilisation du système de gréage évolué de Hydro One.

Années 1950

Des techniciens font du porte-à-porte afin de remplacer les moteurs de quelque sept millions de moteurs d'appareils ménagers pour qu'ils soient compatibles avec la nouvelle fréquence.

1954-1958

Construction de la centrale Sir Adam Beck 2 de 1 328 mégawatts, près de la première centrale, dans les gorges de la rivière Niagara.

1958

Inauguration de la centrale R. H. Saunders, de 912 mégawatts, à Cornwall en Ontario, par la reine Élisabeth II et le vice-président des États-Unis, Richard Nixon.



À gauche : Ce traîneau motorisé était utilisé dans le Nord par une équipe de maintenance en avril 1942.



À gauche : Cette photo prise en 1943 montre le transformateur à l'arrière du bureau municipal à Paris et un camion de service de Hydro.



Ébrancheurs d'arbres

Ci-dessus : Les experts-forestiers de Hydro One ont reçu une formation poussée pour travailler sur des arbres à proximité de lignes sous tension. L'ébranchage et l'enlèvement des arbres et des broussailles aident à prévenir les pannes d'électricité. Depuis 1999, nous avons réduit le nombre de pannes de 10 %, grâce en grande partie à des mesures préventives comme notre programme forestier.



À gauche : Avant d'utiliser des appareils à commande hydraulique pour s'élever rapidement à de grandes hauteurs, les experts-forestiers d'Ontario Hydro utilisaient le plus souvent de l'équipement sécuritaire comme celui qui est illustré sur cette photo de juin 1947.

1960

Début de la construction au Canada de la première ligne de transport de 500 000 volts, destinée à acheminer la production du nord de l'Ontario vers le sud.



Travaux en hauteur

À gauche : Les travaux sur notre réseau de distribution et de transport nécessitent plusieurs années de formation et d'expérience.



travailler *de manière sécuritaire*

Au cours du siècle dernier, la sécurité au travail a fait des progrès considérables. Au début, les travaux sur le réseau électrique de l'Ontario ont été très coûteux en vies humaines. De 1918 à 1928, première décennie où l'on a commencé à consigner des statistiques, 244 ouvriers ont perdu la vie lors de la construction de centrales, de l'installation de lignes électriques et de l'érection de pylônes. Dans la dernière décennie, quatre ouvriers ont perdu la vie au travail alors qu'ils étaient employés de sociétés ayant remplacé Ontario Hydro. Cette importante amélioration est attribuable dans une large mesure aux idées innovatrices d'employés talentueux et dévoués de nos sociétés préexistantes. Aujourd'hui, les hommes et les femmes de Hydro One perpétuent fièrement cette tradition. Dans les dernières années, nous avons, entre autres, implanté de meilleures procédures de travail, nous avons amélioré l'équipement et les techniques de protection anti-chute et les vêtements protecteurs offrant une résistance à l'arc, nous avons mis au point des techniques de gréage évoluées et nous avons amélioré les normes de conception de l'équipement.

Même si l'aspect sécurité a beaucoup évolué au fil des ans, chez Hydro One, zéro est le seul chiffre acceptable. Et nous n'y sommes pas parvenus cette année. Le 9 avril 2005, un électricien de Hydro One a perdu la vie alors qu'il travaillait à notre poste de transformation de Cooksville. Sa perte nous affecte profondément et nous adressons nos sincères condoléances à sa famille.

Les choses ont beaucoup changé au cours des 100 dernières années, mais les principaux dangers sont demeurés essentiellement les mêmes. Nous travaillons avec l'électricité. Nous travaillons souvent en hauteur. Chaque année, nous parcourons des millions de kilomètres sur les autoroutes et les routes de campagne de l'Ontario, souvent dans les pires conditions météorologiques.



À gauche : Ce monteur de lignes était en train de tordre des tiges d'amortisseur sur câbles lorsque cette photo a été prise le 18 janvier 1932.

Poseurs de lignes aéroportés

À gauche : Pour effectuer des travaux sur des pylônes de plus de 200 pieds, les poseurs de lignes doivent passer de longues heures à grimper ou avoir les compétences nécessaires pour descendre de notre appareil AirStair. Cet appareil, qui a été mis au point par des employés de Hydro One, permet à notre hélicoptère de déposer et de ramasser en toute sécurité les monteurs de lignes affectés à des travaux au sommet de nos structures.

Savoir exactement ce qu'il faut faire

À droite : Dans l'ordre habituel, Derrick Bridges, Mike Reid, John Bosomworth et Scott Punsit se répartissent le travail à faire. Avant de se mettre au travail, tous les membres de l'équipe sont informés des tâches à accomplir, de leur rôle précis et du rôle de chacun, ainsi que des dangers.



Sur la route

À gauche : Nos équipes passent un nombre incalculable d'heures à conduire et à travailler le long des routes de l'Ontario. C'est pourquoi tous les membres de nos équipes doivent se soumettre à une formation en conduite et en sécurité routière.



Nous continuons de vouloir réduire à zéro le nombre de blessures causées par des incidents électriques, des chutes et des chutes d'objets, et de blessures résultant de la conduite de véhicules ou de l'utilisation d'équipements. Même si nous n'avons pas atteint les objectifs qui représentent un idéal pour nous en matière de sécurité en 2005, nous nous en rapprochons. Le nombre d'incidents graves a diminué de 12 % par rapport à 2004 et de 28 % par rapport à 2003. Depuis 1999, notre taux de fréquence des accidents avec perte de temps a reculé d'environ 50 %, nous plaçant dans le premier quartile des sociétés canadiennes de transport et de distribution.

Nous continuons de changer notre culture sur le plan de la sécurité et de faire en sorte que la sécurité soit au centre de chaque projet et de chaque décision, tous les jours. Du siège social au chantier, d'Ottawa à Pigeon Lake, la sécurité est notre grande priorité, et la société toute entière est déterminée à atteindre cet objectif.



À gauche : Cette photo, qui date de février 1910, montre un poseur de lignes en train de dérouler une ligne de transport sur un pylône dans la région de Niagara.

Nous avons confiance dans nos pylônes

Ci-dessus : Un poseur de lignes juché sur un pylône dans la région de London admire notre belle province. La maintenance du réseau de transport nécessite des travaux d'inspection à l'aide d'un dispositif de mesure thermique à partir d'un camion ou d'un hélicoptère, puis la réparation des points vulnérables dans le réseau.

un effectif *compétent et efficace*

D'ici 2008, environ le quart de notre effectif sera admissible à la retraite. Nous nous préparons à assurer la relève de ce personnel en recherchant activement des successeurs à l'intérieur de l'entreprise et en attirant de nouveaux talents à l'extérieur. Nous faisons la promotion de carrières dans des métiers spécialisés et nos efforts de recrutement de diplômés universitaires donnent d'excellents résultats.

Hydro One travaille en collaboration avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et nos partenaires sectoriels afin de recruter des apprentis dans les domaines du montage de lignes et de la foresterie afin de disposer d'une main-d'œuvre qualifiée en mesure de prendre soin de notre réseau. Nous investissons également dans des programmes d'ingénierie coopératifs à l'Université de Waterloo et d'autres établissements postsecondaires en Ontario.

Dans la poursuite de sa stratégie touchant les relations de travail, Hydro One s'attache à

protéger la valeur pour l'actionnaire et à assurer la stabilité économique future de la société. En 2005, nous avons ratifié des conventions collectives avec quatre syndicats différents. Nous n'avons pas réussi à nous entendre avec la Society of Energy Professionals, ce qui a donné lieu à une grève de 15 semaines qui s'est terminée par un règlement par voie d'arbitrage. Dans la décision arbitrale, la société a obtenu des régimes de retraite à deux niveaux, un des principaux objectifs qu'elle visait. Le régime de retraite plus modeste s'applique aux futurs employés à des postes représentés par la Society, et se traduit par des économies de 25 % par rapport au régime de retraite actuel. Il cadre avec le régime de retraite réduit institué pour les employés cadres embauchés après le 1^{er} janvier 2004.

Nous demeurons déterminés à accroître la souplesse opérationnelle et à abaisser les coûts de main-d'œuvre de manière à pouvoir continuer de fournir de l'électricité aux Ontariens à un prix raisonnable.

1970

Création d'un seul réseau synchronisé à l'échelle de la province. Seules les collectivités éloignées du nord de la province ne sont pas connectées au réseau.

1971

La centrale nucléaire Pickering fournit pour la première fois aux Ontariens de l'électricité d'origine nucléaire.

1977

Mise en service de la centrale nucléaire Bruce.



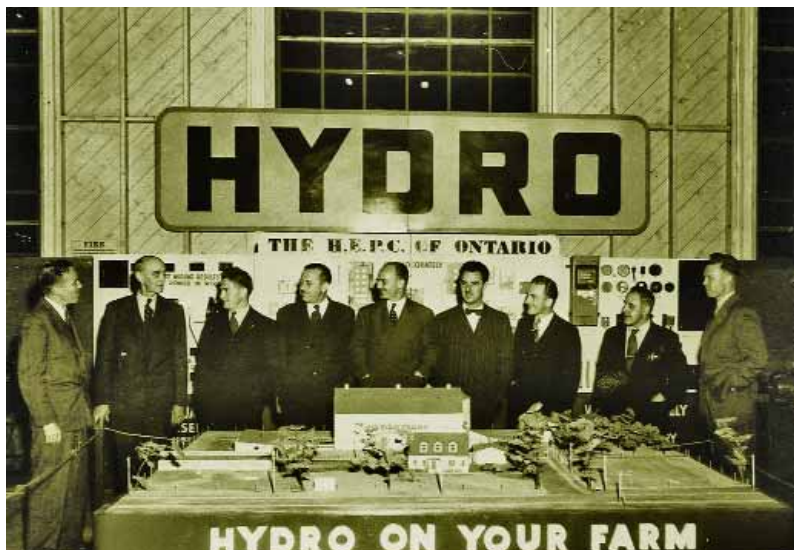
À gauche : Au C.N.E. en 1936, Ontario Hydro fait la promotion de l'importance d'un bon éclairage pour la vue.



À gauche : 7 décembre 1921. Méthode jadis employée pour débobiner le câble.

1989

Mise en service de la première unité de la centrale nucléaire de Darlington.



À gauche : Exposition d'Ontario Hydro en milieu rural au Championnat de labour international de 1946 à Port Albert.

communauté et conservation

Dans les années 1940, Ontario Hydro a demandé aux Ontariens d'économiser l'électricité afin de contribuer à l'effort de guerre. En 2005, avec la demande qui dépasse presque l'offre et le réseau qui est utilisé au maximum de sa capacité durant les heures de pointe, nous invitons encore une fois encore nos clients à économiser l'électricité.

Avec le coût de l'électricité qui ne cesse d'augmenter, la conservation n'a jamais été aussi importante. Hydro One a mis sur pied plusieurs programmes en 2005 afin d'aider les Ontariens des diverses communautés à faire face à la hausse des coûts de l'électricité et à réduire leur consommation.

Subvention pour relever l'efficacité énergétique, destinée aux personnes à faible revenu

Hydro One a fait équipe avec la Société canadienne d'hypothèques et de logement et Ressources naturelles Canada pour offrir à ses clients à faible revenu qui chauffent leur maison à l'électricité des incitatifs financiers pour effectuer des améliorations énergétiques. C'est la première fois au Canada qu'une initiative du genre réunit trois organismes se concertant pour offrir des avantages appréciables aux propriétaires-occupants qui autrement ne pourraient se permettre d'effectuer des travaux d'amélioration. Au titre de l'initiative prévoyant des subventions pour relever l'efficacité énergétique des maisons, Hydro One offrira une subvention pouvant atteindre 3 000 \$ par ménage admissible.



À gauche : L'éducation populaire à l'occasion de foires commerciales et à l'école est un élément vital du programme de commandites de Hydro One. Nous avons consacré 20 000 \$ par année pour une période de trois ans dans des ateliers sur l'énergie et l'électricité suivis dans le cadre du programme Scientists in Schools, et nous avons également engagé 150 000 \$ sur trois ans pour étendre les programmes de formation en réanimation cardio-respiratoire (RCR) de la Fondation ACT dans les écoles.

Ci-dessous : Hydro One soutient les employés qui s'impliquent bénévolement auprès des équipes de sport en leur accordant des subventions qui facilitent la pratique de sports à l'extérieur.



Ci-dessus : Prise à Cooksville en mars 1918, cette photo montre ce qu'on appelait à l'époque une structure à angle droit.



quand on sait ce que coûte l'électricité, *on en consomme moins*

Des ingénieurs de Hydro One se sont posé la question suivante : Si les gens savent combien leur coûte l'électricité en temps réel, cela a-t-il une influence sur leur consommation de cette ressource vitale? Pour répondre à cette question, notre personnel a mené un projet pilote de surveillance en temps réel d'une durée de un an. Dans le cadre de cette étude, une des plus importantes du genre jamais entreprises au Canada, 500 de nos clients résidentiels se sont portés volontaires pour que l'on installe sur leur compteur un détecteur qui enregistre la consommation d'électricité en temps réel et transmet l'information à un petit écran aménagé dans la maison. L'écran montrait exactement la quantité d'électricité consommée un mois donné et le coût pour la famille. Ils pouvaient voir que leur consommation mensuelle projetée diminuait lorsqu'ils fermaient le système de climatisation et ils pouvaient la voir augmenter lorsqu'ils allumaient tous les appareils de la maison. En sachant exactement ce que ça leur coûtait quotidiennement, les clients utilisaient moins d'électricité. Par rapport à l'année précédente, les familles ayant participé au projet

pilote ont réduit leur consommation de 7 % à 10 %. Parfois, quand on sait ce que coûte l'électricité, on en consomme moins.

Promotion des ampoules DEL pour la saison des Fêtes

À l'initiative de Hydro One, les Fêtes se sont déroulées sous le signe de la conservation d'énergie pour les collectivités de l'Ontario, la société ayant décidé pour l'occasion d'échanger un nouveau jeu de lumières à diode électroluminescente (DEL) contre deux jeux d'anciennes lumières de Noël. L'utilisation d'ampoules DEL à la place des ampoules à incandescence traditionnelles permet de réaliser d'importantes économies pendant les Fêtes. Comparativement aux lumières traditionnelles, les ampoules DEL utilisent jusqu'à 95 % moins d'énergie, durent au moins sept fois plus longtemps, sont plus durables, ne comportent pas de filaments ni d'ampoules en verre qui risquent de se casser, et produisent très peu de chaleur, réduisant ainsi les risques d'incendie. Elles sont sécuritaires et efficaces, en plus d'offrir un bon rapport qualité-prix... quoi demander de plus.

1997

Lancement de notre premier site Web (aujourd'hui : HydroOne.com).

1998

Tempête de verglas, qui détruit 10 750 poteaux, 1 800 transformateurs et 2 800 kilomètres de lignes. Des employés d'Ontario Hydro travaillent sans relâche, bravant des intempéries extrêmes, pour remplacer tout cet équipement.

1998

Démembrement d'Ontario Hydro, qui est scindée en cinq sociétés : Ontario Power Generation, l'Ontario Hydro Services Company, la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ), la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIÉO) et l'Office de la sécurité des installations électriques (OSIE).



À gauche : Les Ontariens étaient très fiers du réseau de livraison de l'électricité dans les années 1950, et des visites guidées de salles de commandes que l'on qualifiait alors de «futuristes» étaient très en demande.



À gauche : Lorsque les premières centrales nucléaires ont été planifiées, Ontario Hydro a consacré beaucoup de temps à informer et à sensibiliser le public. Lorsque Hydro One entreprend un projet d'envergure, la consultation publique est un élément important de la planification.



Contribuer à la qualité de vie
À gauche et ci-dessus : Hydro One dessert environ 1,3 million de clients du secteur de la distribution en Ontario. Notre réseau alimente en électricité les entreprises, les collectivités et les familles.

2000

Ontario Hydro Services Company est rebaptisée Hydro One Inc.

2000-2002

En vertu d'un nouveau cadre législatif, Hydro One acquiert 89 entreprises locales de distribution d'électricité. Sa clientèle s'accroît de 25 %, pour atteindre 1,2 million de clients.

2002

Le programme Charity Trust de Hydro One amasse 650 000 \$ au profit d'organismes de bienfaisance de l'Ontario.

2003

Un arbre court-circuitant une ligne de transport en Ohio cause une panne d'électricité qui touche toute la côte est de l'Amérique du Nord. Les équipes de Hydro One se mettent rapidement à l'œuvre pour livrer toute la puissance électrique disponible dans les 24 heures.



Père fondateur de l'électricité en Ontario

Sir Adam Beck était un fabricant prospère de London, en Ontario, qui a cumulé en même temps les fonctions de maire de London et de membre de l'assemblée législative provinciale. Beck est un des premiers défenseurs de la production d'électricité et a exercé de fortes pressions en faveur de la construction de lignes permettant de faire bénéficier les collectivités de l'Ontario des ressources hydroélectriques de Niagara. En 1906, Beck est devenu «ministre de l'électricité» et président du conseil de la Hydro-Electric Power Commission of Ontario, la première société ouverte de services publics au monde.

Son projet initial était de construire une ligne de transport de 110 000 volts pour acheminer l'électricité produite aux chutes Niagara vers des municipalités du sud-ouest de l'Ontario, incluant Toronto et 13 autres collectivités. Le 11 octobre 1910, Beck tenait à Berlin (maintenant Kitchener) sa première cérémonie afin d'inaugurer cette ligne. Lorsqu'il appuya sur un interrupteur et qu'une grande enseigne où on pouvait lire «Pour les gens» (For the People) s'alluma, les gens exultèrent.

Avant sa mort, en 1925, Beck a joué un rôle clé dans l'aménagement de la centrale électrique de 450 mégawatts de Queenston Chippawa aux chutes Niagara. Lors de sa mise en service, c'était la plus grosse centrale hydroélectrique du monde. En 1950, cette centrale a été rebaptisée Sir Adam Beck 1 en son honneur.



Ci-dessus : On aperçoit sur cette photo datant de 1912, deux chariots du Adam Beck Circus qui transportait divers appareils jusque sur les fermes d'Ontario pour faire des démonstrations sur place. Lorsqu'ils constatent comme il est facile de scier du bois avec Hydro, les fermiers sont de moins en moins nombreux à s'opposer à cette nouvelle invention.

2004

Hydro One ouvre le centre de commande du réseau de l'Ontario, regroupant dans une seule installation les activités de transport et de distribution de l'électricité de la province.

2005

Fin des travaux au poste de transformation de Parkway visant à améliorer la fiabilité de l'approvisionnement et à permettre la fermeture de la centrale Lakeview alimentée au charbon.

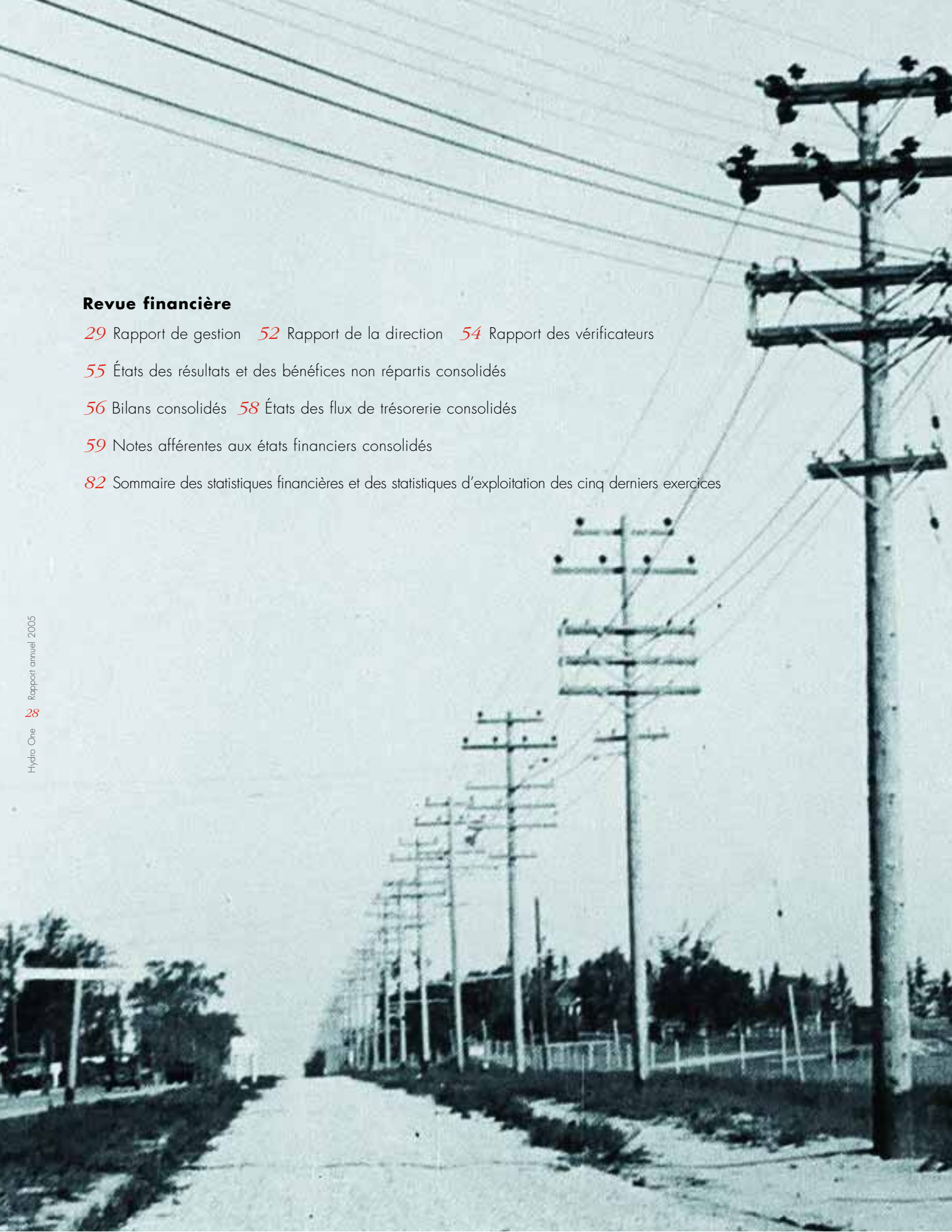
Aujourd'hui

C'est encore aujourd'hui comme c'était il y a 100 ans. Le gouvernement de l'Ontario est l'unique propriétaire de Hydro One, l'une des plus grandes entreprises de transport et de distribution d'électricité en Amérique du Nord, avec près de 30 000 kilomètres de lignes de transport et quelque 1,3 million de clients.

À droite : Lorsque le Adam Beck Circus partait en tournée, les gens s'attroupaient dans les villages où il s'arrêtait pour assister à des démonstrations des tout nouveaux appareils électriques.



À gauche : Les premiers pylônes en acier et les premières lignes haute tension avaient une allure toute autre que ceux que l'on utilise aujourd'hui. Cette photo a été prise en 1910 près des chutes Niagara.



Revue financière

29 Rapport de gestion 52 Rapport de la direction 54 Rapport des vérificateurs

55 États des résultats et des bénéfices non répartis consolidés

56 Bilans consolidés 58 États des flux de trésorerie consolidés

59 Notes afférentes aux états financiers consolidés

82 Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices

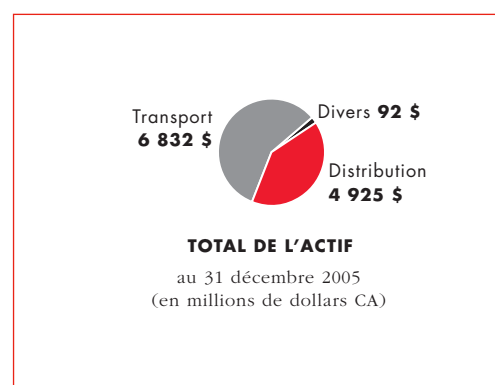
Les états financiers sont préparés en dollars canadiens, selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Le présent rapport de gestion est fondé sur nos états financiers consolidés des exercices terminés les 31 décembre 2005 et 2004.

APERÇU

Nous sommes entièrement détenus par la province d'Ontario (la «province»), et nos entreprises de transport et de distribution sont régies par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la «CEO»). Nous sommes le principal transporteur et distributeur d'électricité en Ontario. Nous avons pour mission d'être une société de transport et de distribution efficace et dynamique faisant figure de chef de file en Amérique du Nord à l'égard de la sécurité, du service à la clientèle et de la fiabilité, tout en mettant l'accent sur le développement et le maintien en poste de nos employés et en créant de la valeur pour notre actionnaire. En 2005, nous avons continué à nous concentrer sur nos activités principales, maintenu et amélioré considérablement notre rendement dans divers secteurs clés de nos activités, et grandement contribué à la reconstruction de l'infrastructure principale en Ontario.

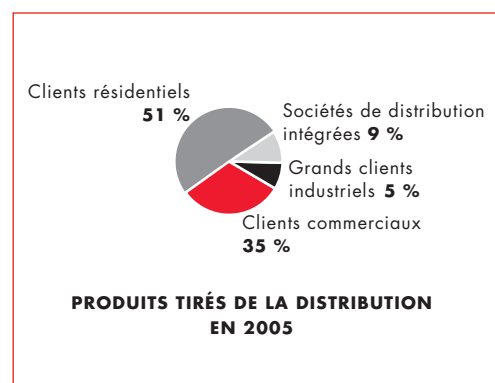
Transport

Notre société possède et exploite la quasi-totalité du réseau de transport d'électricité en Ontario. En 2005, nous avons gagné au total des revenus de transport de 1 310 millions de dollars, en transportant, directement ou indirectement, près de 157 TWh d'électricité à plus de 4 millions de clients. Notre réseau de transport est l'un des plus importants en Amérique du Nord et rejoint cinq territoires contigus par le truchement de 26 interconnexions. Ces interconnexions nous permettent de faciliter des importations d'environ 4 000 MW et des exportations d'environ 5 800 MW d'électricité. En termes d'actifs, notre entreprise de transport est notre secteur le plus important, représentant plus de 50 % du total de notre actif.



Distribution

Notre réseau de distribution est le plus important en Ontario et s'étend sur environ 75 % de la province, desservant quelque 1,3 million de clients ruraux et urbains et 50 grands clients industriels. Nous exploitons aussi des petits réseaux de production et de distribution réglementés dans un certain nombre de collectivités éloignées dans le nord de l'Ontario, qui ne sont pas branchées au réseau ontarien. Comme l'illustre le graphique ci-contre, nos abonnés résidentiels ont représenté environ la moitié de nos produits tirés de la distribution.



Divers

Le secteur d'activité Divers a créé des produits de 21 millions de dollars en 2005 et compte des actifs d'environ 92 millions de dollars, ce qui représente moins de 1 % du total de notre actif. Ce secteur se compose essentiellement des activités de notre filiale en propriété exclusive, Hydro One Telecom Inc., qui commercialise une capacité de transmission par fibre optique auprès d'entreprises de télécommunications et de clients commerciaux qui font appel aux réseaux à large bande. Nous procédons actuellement à l'évaluation de notre stratégie à l'égard de ces activités.

APERÇU (suite)

Notre stratégie

En 2005, nous avons maintenu l'accent stratégique sur nos activités principales et nous avons misé sur nos réalisations. Nous avons pour buts d'être considérés par nos clients comme leur meilleur prestataire de services, par nos pairs comme leur référence en matière d'excellence et par notre actionnaire comme une société qui offre une valeur supérieure. Nous tenterons d'atteindre ces buts en continuant à mettre en œuvre les stratégies suivantes :

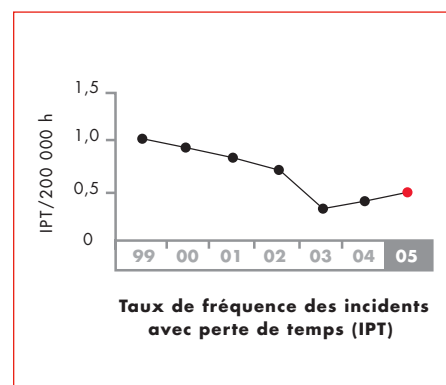
- **Sécurité** : Créer et maintenir un milieu de travail sûr en nous concentrant sur la prévention des blessures graves.
- **Service à la clientèle** : Devenir une société axée sur la clientèle qui domine le marché. Nous prendrons des mesures et tiendrons nos engagements en temps opportun afin d'améliorer la satisfaction de notre clientèle. Nous nous efforçons en particulier de bâtir des relations positives avec toutes nos clientèles, en tenant compte des besoins commerciaux des grandes et moyennes entreprises clientes.
- **Fiabilité** : Améliorer la fiabilité de nos réseaux de distribution et de transport, tout en continuant à développer et à agrandir le réseau de transport pour répondre aux besoins futurs de l'Ontario.
- **Finances** : Veiller à ce que nos décisions permettent de maximiser la valeur de notre société, tout en conservant une capacité d'emprunt efficace par le maintien d'une qualité de crédit et l'offre d'un rendement financier approprié à notre actionnaire.

Mesures et objectifs de rendement

Nous mesurons et fixons notre rendement dans tous les domaines stratégiques susmentionnés. Nous avons largement atteint nos objectifs élevés pour 2005, en dépassant dans maints domaines les niveaux de 2004, et nous sommes en voie d'atteindre nos buts stratégiques.

Étant donné que nous travaillons dans un environnement comportant des dangers importants, la sécurité est notre priorité absolue. En 2005, un employé de Hydro One a perdu la vie alors qu'il travaillait à un poste de transformation. Cet accident regrettable est un douloureux rappel des risques d'accident du travail avec lesquels nous devons composer tous les jours. Par conséquent, nous continuons de vouloir réduire à zéro le nombre de blessures d'ici 2006 dans les catégories comme les incidents d'ordre électrique, les chutes et les accidents de véhicules automobiles où il existe un risque élevé de blessures graves. La fréquence des blessures graves avec perte de temps est demeurée constante, soit à quatre accidents par exercice au cours des derniers exercices. Même si nous n'avons pas atteint notre objectif ambitieux à l'égard de la sécurité pour l'exercice, le nombre d'incidents graves en 2005 a été inférieur de 12 % à celui de 2004 et inférieur de 28 % à celui de 2003.

Comme l'indique le graphique ci-contre, depuis 1999, notre taux de fréquence des incidents avec perte de temps a chuté d'environ 50 %, nous plaçant dans le premier quartile des sociétés canadiennes de transport et de distribution. La majorité de nos incidents avec perte de temps en 2005 ont trait à des blessures mineures, telles que des foulures et des fractures. Dans l'avenir, nous continuerons d'insister sur la sécurité afin d'améliorer encore davantage notre rendement dans ce domaine. Nous devons donc procéder à un changement soutenu de culture, en mettant l'accent sur les facteurs humains et le rôle des traits humains dans la détermination de l'exécution du travail en toute sécurité. Les mesures prévues en matière de sécurité comportent un programme de prévention des blessures et de l'effort, un programme d'encadrement et de mentorat, des rotations mobilisatrices, et un programme de sécurité visant le parc automobile.



En traitant les questions relatives au service, en concentrant nos efforts sur les secteurs clés d'importance pour notre clientèle et en mettant nos actifs à niveau, nous avons réussi à améliorer de manière tangible le degré de satisfaction de notre clientèle. Nous avons atteint tous les objectifs établis par la CEO en matière de service à la clientèle. Comme il est illustré dans le graphique plus bas, le niveau de satisfaction de notre clientèle des grandes

entreprises du secteur Transport et des entreprises de distribution locale s'est amélioré de 14 % par rapport aux niveaux de 2004 et de 57 % par rapport aux résultats de 2003. Les niveaux de satisfaction de la clientèle du secteur résidentiel sont demeurés élevés, soit à 82 %. Poursuivant sur cette lancée, nous demeurerons concentrés sur l'amélioration du degré de satisfaction de tous nos clients en prenant des mesures pour simplifier leurs points de contact et réduire notre temps de réponse aux demandes des clients.

Nous avons atteint la totalité des objectifs fixés par la CEO à l'égard de la fréquence et de la durée des interruptions de service. Plus particulièrement, la fiabilité de notre réseau de transport relative à la fréquence des interruptions a surpassé nos objectifs de 2005 et notre moyenne sur trois exercices. La durée moyenne des interruptions a respecté les objectifs fixés par la CEO, bien qu'elle ait été légèrement supérieure à notre moyenne sur trois exercices (de 2002 à 2004) en raison d'une tempête de verglas à la fin d'avril dans le sud-ouest de l'Ontario et de deux pannes survenues sur des lignes éloignées à accès limité. Nous continuons de porter notre attention sur la fiabilité de notre réseau de distribution. Toutefois, les améliorations au chapitre de la fiabilité peuvent représenter un plus grand défi, en raison de l'environnement rural de notre réseau. Compte tenu de l'incidence de violentes tempêtes, nous avons respecté notre objectif de fiabilité de la distribution en ce qui concerne la fréquence et la durée des interruptions, et nous avons maintenu la moyenne précédente sur trois exercices (de 2002 à 2004). Un certain nombre de mesures clés ont été prises au cours de l'exercice afin de rehausser notre rendement, y compris des améliorations apportées à l'établissement de l'horaire de nos équipes afin de permettre un rétablissement plus rapide du courant en cas de pannes imprévues. Nous avons aussi réalisé une analyse détaillée de la fiabilité des lignes et des incidences sur la clientèle afin de déterminer les besoins d'investissements.

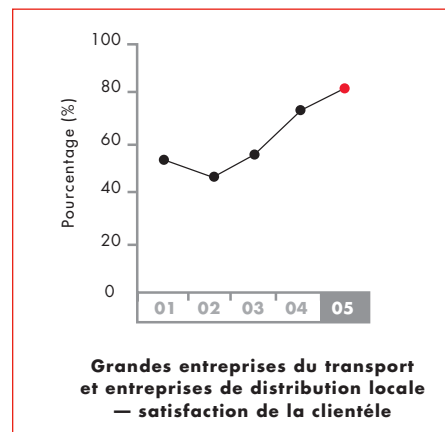
Nos résultats de 2005 se sont à nouveau caractérisés par un rendement financier élevé, et nous avons maintenu ou amélioré nos notes de crédit tant pour notre dette à court terme que pour notre dette à long terme.

RÉGLEMENTATION

Nos entreprises de transport et de distribution d'électricité sont autorisées et régies par la CEO, qui établit les tarifs au moyen de débats, tels que des audiences publiques ou des instances par voie de mémoires. Ces tarifs sont fondés sur le niveau de revenus requis que la CEO nous autorise pour exploiter nos entreprises réglementées, majorés d'un taux de rendement approuvé.

Notre industrie a été l'objet d'une restructuration majeure au cours des quelques dernières années. Le 1^{er} mai 2002, les marchés de gros et de détail de l'électricité en Ontario ont été ouverts à la concurrence (libre accès). En vertu du libre accès, la plupart des consommateurs ont payé le prix du marché de gros au comptant pour l'électricité, lequel a été déterminé par l'offre et la demande sur le marché de gros au comptant administré par la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité (SIERÉ, anciennement la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité). Compte tenu de l'instabilité des prix, la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* a été promulguée pour établir un plafond pour les tarifs de transport et de distribution et fixer le prix de l'électricité à 4,3 cents le kWh pour certains petits consommateurs et consommateurs désignés.

Par suite de la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)*, les tarifs plafonds relatifs au transport et à la distribution ont été haussés. Le prix fixe de la matière première (l'électricité) a été rehaussé et a été remplacé par une structure tarifaire à deux niveaux, à compter du 1^{er} avril 2004. Dans cette structure, les petits consommateurs et les consommateurs désignés paient 4,7 cents le kWh pour la première tranche de 750 kWh d'électricité consommée chaque mois et 5,5 cents le kWh pour la consommation d'électricité mensuelle excédant ce seuil.



RÉGLEMENTATION (suite)

Le 9 décembre 2004, l'Assemblée législative de l'Ontario a adopté la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* pour offrir des prix stables aux consommateurs, qui reflètent mieux le coût réel de l'électricité, facilitent l'ajout de nouvelles sources d'approvisionnement et favorisent la conservation et la gestion de la demande. La Loi a aussi créé l'Ontario Power Authority («OPA»), dont le mandat vise à assurer un approvisionnement à long terme suffisant d'électricité en Ontario. La SIERÉ continue d'être responsable de la supervision et de la gestion des marchés de gros et du maintien de la fiabilité du réseau intégré d'électricité.

Dans le cadre de la nouvelle structure du marché, les consommateurs du marché de gros de l'électricité paient un mélange de prix réglementé, de prix contractuel et de prix du marché de gros au comptant pour l'électricité. Quant au marché de détail, la CEO a approuvé une grille de tarifs réglementés («GTR») à l'intention de certains petits consommateurs et des consommateurs désignés. La GTR a maintenu une structure tarifaire à deux niveaux, a établi les nouveaux prix de l'électricité et a présenté des seuils de consommation saisonnière pour les clients résidentiels. Le prix de l'électricité est fondé sur une prévision de la CEO du prix de l'électricité pour une période allant du 1^{er} avril 2005 jusqu'au 31 mars 2006 et a été fixé à 5,0 cents le kWh pour le niveau le plus bas et à 5,8 cents le kWh pour le niveau le plus haut. Les seuils de consommation pour les clients résidentiels étaient de 750 kWh pour les mois d'été de 2005 (du 1^{er} avril au 31 octobre) et de 1 000 kWh pour les mois d'hiver (du 1^{er} novembre au 30 avril). Pour les mois d'été de 2006 (du 1^{er} mai au 31 octobre), le seuil de consommation pour les clients résidentiels sera de 600 kWh. Pour tous les autres clients de la GTR, le seuil de consommation est établi à 750 kWh pour tous les mois de l'année. La CEO a l'intention de réviser ces prix semestriellement à compter du 1^{er} mai 2006. Le régime de prix comporte aussi l'établissement des prix selon le moment de la consommation pour les clients équipés de compteurs intelligents. Les insuffisances ou les paiements excédentaires non prévus seront administrés par l'OPA et seront transmis aux clients au cours d'un an, à compter d'une date de retarification. Par conséquent, nos entreprises de distribution sont à l'abri du risque lié au prix de la matière première.

Le 3 novembre 2005, le gouvernement de l'Ontario (le «gouvernement») a présenté la *Loi de 2005 sur la responsabilité en matière de conservation de l'énergie*. Le projet de loi, s'il est adopté, établira le cadre permettant l'installation de 800 000 compteurs intelligents dans les foyers et les entreprises de l'Ontario d'ici 2007, et dans tous les foyers et les entreprises d'ici 2010. En vertu du projet de loi, une nouvelle entité supervisera les systèmes de communication et les technologies, assurera la collecte et la gestion des données, et pourrait faciliter l'approvisionnement en compteurs. Les entreprises de distribution locales, y compris nos entreprises de distribution détenues et exploitées par nos filiales en propriété exclusive, Hydro One Networks Inc. («Hydro One Networks») et Hydro One Brampton Networks Inc. («Hydro One Brampton»), détiendront, installeront, exploiteront et entretiendront les compteurs.

Tarifs de transport

La SIERÉ nous verse les paiements d'après les tarifs de transport provinciaux uniformes approuvés par la CEO pour tous les transporteurs. Les tarifs existants sont fondés sur la réglementation des tarifs en fonction du coût de service. La CEO a approuvé des besoins de revenus de transport qui prévoient le recouvrement des coûts et comprennent un rendement cible des capitaux propres attribuables à l'actionnaire ordinaire réputés, qui, au cours de la dernière période d'établissement des tarifs, avait été fixé à 9,88 %.

En octobre 2005, la CEO a engagé une procédure visant à revoir nos tarifs de transport et à approuver nos besoins de revenus pour 2006, 2007 et 2008. Les tarifs de transport révisés devraient entrer en vigueur en 2007. Dans la première étape de cette procédure, la CEO envisagera des options pour suivre les excédents ou les insuffisances du bénéfice net par rapport aux rendements approuvés pour la période allant du 1^{er} janvier 2006 jusqu'à la mise en vigueur des tarifs de transport révisés. Les options envisagées par la CEO comprennent l'utilisation possible d'un compte de report réglementaire ou d'un mécanisme de partage des bénéfices.

Le 23 novembre 2005, nous avons soumis à la CEO une proposition en vertu de laquelle les excédents du bénéfice seraient remis aux clients sous la forme de projets d'expansion du réseau de transport qui sont cruciaux pour la santé économique de l'Ontario et l'exploitation sécuritaire du réseau. L'approbation d'un mécanisme de partage du bénéfice pourrait avoir une incidence importante sur notre bénéfice net. Nous avons participé à une audience relativement à cette question et nous nous attendons à ce que la CEO rende sa décision plus tard au cours du premier trimestre de 2006. Nous prévoyons aussi présenter nos éléments de preuve cet été en vue de l'audience relative aux tarifs de transport qui devrait avoir lieu à l'automne. Une variation de 1 % du rendement des capitaux propres attribuables à l'actionnaire ordinaire réputés de l'entreprise de transport se traduirait par une variation du bénéfice net d'environ 22 millions de dollars.

Le 8 décembre 2005, la CEO a rajusté les facteurs de répartition des revenus pour les transporteurs d'électricité de la province. Par conséquent, la part de Hydro One de l'ensemble des revenus provinciaux tirés du transport diminuera d'environ 13 millions de dollars par année à compter de 2006.

Tarifs de distribution

À titre de distributeur, nous sommes responsables de la livraison de l'électricité et de la facturation de nos clients selon des tarifs de distribution approuvés, des coûts d'achats d'électricité, et d'autres charges réglementaires approuvées. Nos tarifs de distribution sont approuvés par la CEO d'après des besoins de revenus qui incluent un taux de rendement. Nos tarifs de distribution continuent d'être fondés sur le modèle de la réglementation des tarifs en fonction du coût de service. Les tarifs existants sont fondés sur un rendement cible de 9,88 % des capitaux propres attribuables à l'actionnaire ordinaire réputés. En août 2005, nous avons déposé une demande relative aux tarifs de distribution visant l'approbation d'une augmentation de 160 millions de dollars des besoins de revenus pour 2006 de notre entreprise de distribution exploitée par l'intermédiaire de Hydro One Networks. Ces besoins sont fondés sur un rendement de 9,00 % des capitaux propres, soit un pourcentage conforme à la directive de la CEO visant l'établissement des tarifs de 2006. Si cette demande est approuvée, les clients verraient une augmentation moyenne de 6 % de leur facture mensuelle à compter de mai 2006. Cette demande tarifaire est actuellement à l'étape de la présentation de la preuve. Les audiences ont commencé en janvier 2006, et une décision de la CEO est prévue pour plus tard au premier trimestre de 2006.

En décembre 2004, nous avons reçu l'approbation de la CEO à l'égard du recouvrement de certains soldes de comptes de report liés à la distribution pour la période se terminant le 30 avril 2008. Le recouvrement de ces coûts engagés avec prudence a été initialement suspendu par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*. Ces montants reportés incluent essentiellement les frais pour services à basse tension aux entreprises de distribution locale intégrées et aux clients directs, les coûts de transition de préparation au marché, les soldes des comptes d'écart liés au règlement de détail, et certains coûts environnementaux. En mars 2005, la CEO a aussi approuvé notre demande de mise en vigueur de la dernière tranche de l'augmentation tarifaire en vue d'un rendement des capitaux propres permis, qui devait initialement entrer en vigueur, pour la totalité des entreprises de distribution locale, le 1^{er} mars 2003. Nos tarifs de distribution ont été augmentés le 1^{er} avril 2005 pour refléter ces décisions.

Nous avons également déposé une demande relative aux tarifs de distribution visant l'approbation d'une augmentation de 3 millions de dollars des besoins de revenus de distribution pour 2006 de Hydro One Brampton, qui ferait en sorte que les clients verraient une augmentation moyenne de 1 % de leur facture mensuelle à compter de mai 2006. Cette demande tarifaire est assujettie à une procédure distincte de la CEO, indépendante de la demande faite pour les activités de distribution de Hydro One Networks.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Produits

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004	Variation en \$	Variation en %
Transport	1 310	1 262	48	4
Distribution	3 085	2 874	211	7
Divers	21	17	4	24
	4 416	4 153	263	6
Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW) ¹	23 074	22 375	699	3
Distribution – unités distribuées aux clients (TWh) ¹	29,7	28,5	1,2	4

¹⁾ Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

Transport

Les produits du transport sont tirés principalement de notre tarif de transport, qui est fondé sur la demande de pointe mensuelle d'électricité sur notre réseau haute tension. Le tarif vise à recouvrer les produits nécessaires pour maintenir un réseau de transport ayant une capacité suffisante pour répondre à la demande prévue maximum, qui dépend surtout des conditions climatiques et de la situation économique. Les produits du transport comprennent également un faible montant de produits tirés des services auxiliaires, qui découlent principalement des services d'entretien aux producteurs et de l'usage secondaire de nos droits de passage.

L'augmentation des produits tirés du transport en 2005 reflète surtout les conditions climatiques extrêmes au cours de l'été 2005, qui a été un des étés les plus chauds jamais connus. Des températures excédant 30 °C ont été courantes, ce qui a entraîné le dépassement du précédent record de consommation d'électricité de 25 414 MW à sept reprises. En juillet, un nouveau record de demande de pointe a été établi à 26 160 MW. Seuls les étés de 2002 et de 1998 sont comparables depuis 1970. Des augmentations de la demande de pointe par rapport à 2004 ont aussi été constatées pendant certains des derniers mois de l'année. Les produits tirés des services auxiliaires ont été légèrement moins élevés au cours de l'exercice considéré.

Distribution

Les produits de la distribution sont tirés notamment de notre tarif de distribution, qui est fondé sur les tarifs approuvés par la CEO, ainsi que des montants pour recouvrer les coûts d'achats d'électricité qu'utilisent nos clients. Par conséquent, les produits tirés de la distribution dépendent principalement de nos tarifs de distribution, de la quantité d'électricité que nous distribuons et des coûts d'achats d'électricité. Les produits tirés de la distribution comprennent également de faibles montants de produits tirés des services auxiliaires comme les frais d'utilisation de nos poteaux par les industries des télécommunications et de la câblodistribution, et des frais divers comme les frais de retard.

Les produits tirés de la distribution ont augmenté en 2005 comparativement à l'exercice précédent, principalement en raison du recouvrement de coûts d'achats d'électricité plus élevés de 144 millions de dollars, comme il est décrit à la rubrique « Achats d'électricité ». Pour le reste, les augmentations sont principalement attribuables à une hausse des tarifs de distribution approuvée par la CEO en date du 1^{er} avril 2005, à la constatation des produits tirés des services à basse tension et à un accroissement de la demande. La hausse du tarif de distribution approuvée devait initialement entrer en vigueur le 1^{er} mars 2003, mais a été par la suite suspendue pour toutes les entreprises de distribution locale par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*. Au cours de 2004, les produits tirés des services à basse tension ont été reportés jusqu'à ce qu'une décision quant au caractère prudent, prise par la CEO en décembre 2004, ait autorisé le recouvrement réglementaire à compter de 2005. Les produits tirés des services auxiliaires ont été moins élevés au cours de l'exercice considéré, principalement en raison d'une baisse du niveau d'assistance requise par la Florida Power and Light Company pour réparer les dommages causés par les ouragans en 2005. En 2004, nos équipes ont été appelées à deux reprises pour fournir une assistance de rétablissement du courant à la suite d'ouragans, comparativement à une seule fois en 2005. Cette aide est fournie en vertu de notre entente d'assistance mutuelle en Amérique du Nord.

En vertu d'un nouveau règlement édicté en octobre 2005, les clients admissibles à la GTR ont reçu le *Ontario Price Credit* reflétant pour l'électricité un coût moins élevé que le prix fixe de l'électricité entre le 1^{er} avril 2004 et le 31 mars 2005. Au cours du quatrième trimestre, les produits et le coût de l'électricité ont été réduits d'environ 140 millions de dollars, reflétant le montant remboursé aux clients. L'application du *Ontario Price Credit* n'a pas entraîné de rajustement du bénéfice net de la période considérée ou des périodes déjà présentées.

Divers

Les autres produits ont été supérieurs de 4 millions de dollars à ceux de 2004, en raison de l'augmentation des produits tirés du service de fibre optique activée au sein de notre entreprise de télécommunications.

Achats d'électricité

Les coûts d'achats d'électricité engagés par notre entreprise de distribution représentent le coût de l'électricité livrée aux clients de notre territoire de services de distribution et reflètent le coût de l'électricité vendue au marché de gros, les frais de service du marché de gros de la SIERÉ et les frais de transport prélevés par la SIERÉ. Avant le 1^{er} avril 2004, pour certains petits consommateurs et consommateurs désignés, le tarif de l'électricité était fixé à 4,3 cents le kWh. Le 1^{er} avril 2004, ce taux fixe a été remplacé par une structure tarifaire à deux niveaux provisoire, soit 4,7 cents le kWh pour la première tranche de 750 kWh de consommation chaque mois et 5,5 cents le kWh pour la consommation mensuelle excédant ce seuil. Le 1^{er} avril 2005, la structure tarifaire à deux niveaux provisoire a été remplacée par la GTR de la CEO, qui consiste en une structure tarifaire à deux niveaux de 5,0 cents le kWh pour la première tranche de 750 kWh de consommation chaque mois et de 5,8 cents le kWh pour toute consommation additionnelle. À compter du 1^{er} novembre 2005, le niveau seuil de 750 kWh est passé à 1 000 kWh au cours des mois d'hiver pour les clients résidentiels. Les clients qui ne sont pas admissibles à la GTR continuent de payer l'électricité aux prix du marché, rajustés pour tenir compte de la différence entre le prix du marché et les prix réglementé et contractuel payés aux producteurs en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*.

Les coûts d'achats d'électricité ont augmenté de 144 millions de dollars, ou de 7 %, pour atteindre 2 131 millions de dollars en 2005 en regard de l'exercice précédent. Cette augmentation reflète principalement une demande accrue de 84 millions de dollars et des prix de l'électricité plus élevés d'environ 60 millions de dollars. Les prix de l'électricité reflètent des prix de gros plus élevés pour les clients non admissibles à la GTR, en partie contrebalancés par des prix nets moins élevés pour les clients admissibles à la GTR. Les prix de l'électricité plus élevés par suite de la mise en œuvre des structures d'établissement des prix d'avril 2004 et d'avril 2005 pour les clients admissibles à la GTR ont été plus que contrebalancés par l'*Ontario Price Credit* prescrit en relation avec les prix de l'électricité moins élevés entre le 1^{er} avril 2004 et le 31 mars 2005, comme il est décrit plus haut à la rubrique «Distribution».

Exploitation, entretien et administration

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent essentiellement de la main-d'œuvre, des matières, de l'équipement et des services achetés pour soutenir l'exploitation et l'entretien des réseaux de transport et de distribution. Ces coûts comprennent également les impôts fonciers et les paiements en remplacement des impôts se rapportant à nos lignes de transport et de distribution, à nos centrales et à nos bâtiments.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de chacun de nos trois secteurs d'activité se présentent comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004	Variation en \$	Variation en %
Transport	353	356	(3)	(1)
Distribution	413	392	21	5
Divers	26	23	3	13
	792	771	21	3

RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

Transport

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées pour soutenir nos postes de transport et nos lignes à haute tension ainsi que nos droits de passage ont été légèrement moins élevées qu'en 2004. Dans l'ensemble, nous avons maintenu nos programmes de travaux nécessaires conformes à nos normes de sécurité et de fiabilité sur nos sites de transport. Nous avons engagé des coûts moins importants au chapitre de l'entretien des centrales puisque les circonstances dans lesquelles se trouvait le réseau, découlant principalement des températures anormalement élevées au cours des mois d'été, ont limité notre capacité à mettre notre équipement hors service aux fins d'entretien. Par conséquent, un entretien additionnel devrait être requis au cours des périodes futures. La réduction de ces dépenses liées aux programmes de travaux a été en grande partie contrebalancée par des dépenses plus élevées découlant d'activités plus importantes de débroussaillage et de dégagement de lignes, une hausse de l'entretien préventif de certaines de nos installations et une hausse des coûts liés à la réaffectation des ressources afin de soutenir les activités d'entretien, par suite du programme de dépenses en immobilisations de notre entreprise de transport moins important pour l'exercice considéré. D'autres réductions de coûts ont découlé d'une interruption de travail et de recouvrements de coûts liés aux règlements d'assurance et aux créances irrécouvrables.

Distribution

Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration exigées par notre entreprise de distribution pour servir toutes les collectivités de l'Ontario ont été supérieures de 21 millions de dollars à celles de l'exercice précédent. Nous avons maintenu un programme amélioré de travaux de foresterie sur nos droits de passage partout en Ontario pour améliorer la fiabilité, en réduisant nos cycles d'émondage. Nous avons aussi engagé des dépenses plus importantes pour rétablir le courant en raison des nombreuses tempêtes ayant sévi cette année. Comme l'exige la CEO, nous avons de plus instauré nos programmes de conservation et de gestion de la demande conformément à la politique gouvernementale visant l'établissement d'une culture de la conservation. L'ensemble de ces hausses de coûts a été en partie contrebalancé par une diminution des coûts découlant d'une interruption de travail et de la baisse des coûts liés à l'assistance d'urgence accordée à la Florida Power and Light Company par suite d'ouragans.

Divers

Les autres charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de l'exercice ont été supérieures de 3 millions de dollars à celles de 2004. Ces résultats reflètent le niveau accru des revenus du service de fibre optique activée.

Amortissement

La dotation aux amortissements de 2005 a augmenté de 7 millions de dollars, ou de 1 %, pour s'établir à 487 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent. Cette variation est surtout attribuable à une hausse des coûts de retrait d'immobilisations, y compris les coûts attribuables à notre projet de renforcement de Niagara qui a démarré au dernier trimestre de 2005.

Charges de financement

Les charges de financement ont baissé de 6 millions de dollars, ou de 2 %, comparativement à l'exercice précédent, pour s'établir à 325 millions de dollars. Cette baisse est attribuable à l'incidence d'une capitalisation des intérêts plus importante relativement à nos actifs réglementaires liée à la décision du 9 décembre 2004 de la CEO relative aux tarifs, en partie contrebalancée par l'incidence d'un endettement plus élevé.

Provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, nous effectuons des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario («SFIÉO») au même titre que si nous étions assujettis aux impôts fédéral et provincial des sociétés. Nous utilisons la méthode des impôts exigibles pour effectuer nos paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés pour nos entreprises réglementées, tandis que nous utilisons la méthode du report variable pour calculer la provision pour impôts de nos entreprises non réglementées.

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés a augmenté de 21 millions de dollars, ou de 12 %, pour atteindre 198 millions de dollars en regard de 2004. Une provision pour impôts plus élevée sur un bénéfice plus important pour l'exercice a été en partie contrebalancée par la constatation d'une économie d'impôts d'environ 21 millions de dollars liée aux pertes fiscales cumulées d'une filiale. L'économie d'impôts a été constatée au cours du deuxième trimestre de 2005 après qu'une entente de règlement d'une réclamation légale en suspens visant la dissolution de la filiale a été conclue.

Bénéfice net

En 2005, le bénéfice net a augmenté de 76 millions de dollars, ou de 19 %, pour s'établir à 483 millions de dollars comparativement à 2004, compte non tenu de l'incidence du recouvrement réglementaire non récurrent de l'exercice précédent. Cette augmentation reflète surtout la hausse des produits tirés des tarifs au sein de nos entreprises de transport et de distribution. Nous sommes demeurés fortement axés sur l'exploitation de notre équipement au cours de l'été anormalement chaud pour assurer la livraison continue et fiable d'électricité aux Ontariens. En outre, nos résultats ont profité de l'incidence favorable de la constatation d'une économie d'impôts rattachée à des pertes fiscales accumulées d'une de nos filiales. Ces incidences ont été en partie contrebalancées par des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration plus importantes, principalement au sein de notre entreprise de distribution partout dans la province. Compte tenu du recouvrement réglementaire non récurrent de l'exercice précédent, qui a découlé de la suspension d'une augmentation de tarifs approuvée en vertu de la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*, notre bénéfice net a diminué de 15 millions de dollars, ou de 3 %, comparativement à 2004.

Résultats d'exploitation trimestriels

Le tableau suivant présente l'information trimestrielle non vérifiée pour chacun des huit trimestres compris dans la période du 31 mars 2004 au 31 décembre 2005. Cette information a été tirée de nos états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés qui, de l'avis de notre direction, ont été dressés conformément aux états financiers consolidés annuels vérifiés et qui comprennent tous les rajustements, consistant uniquement en rajustements 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.

(en millions de dollars canadiens)	2005				2004			
Trimestres terminés les	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Total des produits ^{1, 2, 3}	1 025	1 179	1 018	1 194	1 074	1 018	960	1 101
Bénéfice net ^{1, 2, 3, 4}	104	133	115	131	186	133	59	120
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire ^{1, 2, 3, 4}	99	129	110	127	181	129	55	115

¹⁾Les produits et le bénéfice net présentés aux premier et deuxième trimestres de 2004 ont été réduits respectivement de 5 millions de dollars et de 6 millions de dollars pour refléter une modification des attributions entre les périodes.

²⁾La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, notre bénéfice net et nos produits 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.

³⁾En vertu d'un nouveau règlement édicté en octobre 2005, les clients admissibles à la GTR ont reçu un crédit unique reflétant un coût pour l'électricité moins élevé que le prix fixe de l'électricité entre le 1^{er} avril 2004 et le 31 mars 2005. Au cours du quatrième trimestre de 2005, les produits et le coût de l'électricité ont été réduits de 140 millions de dollars. L'application du crédit unique n'a pas entraîné de rajustement du bénéfice net de la période considérée ou des périodes déjà présentées.

⁴⁾Par suite des preuves verbales et écrites présentées, le 9 décembre 2004, la CEO a rendu une décision invoquant le caractère prudent et approuvant le recouvrement des montants préalablement reportés en vertu de la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*, relativement aux soldes de comptes de report réglementaires que nous avons demandés dans notre requête du 31 mai 2004. Par conséquent, le bénéfice net pour le quatrième trimestre de 2004 comprend un recouvrement réglementaire de 91 millions de dollars.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Nos principales sources de financement et de liquidités sont les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les emprunts sur les marchés financiers et le financement auprès des banques. Ces sources servent 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 ententes d'impartition, les activités d'investissement ainsi que les dividendes.

Sommaire des sources et des utilisations des liquidités

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004
Activités d'exploitation	1 170	911
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(691)	(727)
Activités de financement		
Dette à long terme émise	500	540
Dette à long terme remboursée	(648)	(472)
Billets à court terme à payer	(40)	15
Dividendes versés	(291)	(265)
Autres activités de financement et d'investissement	—	26
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	—	28

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant de l'exploitation ont augmenté de 259 millions de dollars comparativement à 2004. Cette augmentation est principalement attribuable aux exigences en matière de fonds de roulement moins élevées et à un bénéfice net de l'exercice plus important, exclusion faite du recouvrement réglementaire hors caisse non récurrent de l'exercice précédent. Nos exigences en matière de fonds de roulement ont principalement été touchées par le financement reçu de la SIERÉ pour traiter le crédit prescrit accordé aux clients admissibles à la GTR. Ce financement a eu une incidence positive sur le fonds de roulement en raison du calendrier des cycles de facturation des clients. De plus, des variations des soldes de nos comptes fournisseurs reflétant notre programme de travaux et le calendrier des paiements des impôts ont contribué à la réduction de nos besoins de fonds de roulement.

Activités de financement

Les liquidités à court terme proviennent des flux de trésorerie d'exploitation et de notre programme de papier commercial, en vertu duquel nous sommes autorisés à émettre jusqu'à 1 milliard de dollars de billets à court terme dont l'échéance ne dépasse pas 365 jours. Le programme de papier commercial est soutenu par une facilité de crédit renouvelable consentie de 750 millions de dollars auprès d'un syndicat bancaire, qui arrive à échéance en août 2006 et qui est assortie d'une option de prorogation de deux ans. Au 31 décembre 2005, nous n'avions aucun billet à court terme impayé. Les liquidités à court terme en vertu de ce programme et les flux de trésorerie anticipés découlant des activités d'exploitation devraient suffire à nos besoins d'exploitation normaux. Le financement à long terme est assuré par notre accès aux marchés de la dette, notamment notre programme de billets à moyen terme. Nos billets et débentures arrivent à échéance entre 2006 et 2043. Nous comptons refinancer la dette arrivant à échéance, principalement par l'intermédiaire de notre programme de billets à moyen terme qui a été renouvelé en juin 2005. Le montant maximal du capital qu'elle est autorisée à émettre en vertu de ce programme s'élève à 2 500 millions de dollars. La totalité de ce capital est toujours à émettre et encore disponible jusqu'en juillet 2007.

Agence d'évaluation du crédit	Note	
	Dette à court terme	Dette à long terme
Standard & Poor's Ratings Services Inc.	A-1	A
Dominion Bond Rating Service Inc.	R-1 (bas)	A
Moody's Investors Service Inc.	Préférentiel-1	Aa3

Nous avons les clauses restrictives habituelles normalement associées à la dette à long terme. Notre dette à long terme est assujettie à des clauses restrictives qui, entre autres, limitent la dette permise en tant que pourcentage du total de

la structure du capital, restreignent notre capacité de vendre les actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. La convention de crédit qui soutient notre facilité de crédit de 750 millions de dollars ne comporte aucune clause de changement néfaste important qui pourrait entraîner un manquement. Cependant, la convention de crédit exige que nous fassions parvenir aux prêteurs un avis indiquant tout changement néfaste important dans les trois jours ouvrables suivant son apparition. La convention prévoit également que la dette ne saurait dépasser 75 % du total de la structure du capital et que la dette émise par nos filiales ne peut dépasser 10 % de la valeur comptable totale de nos actifs. Au 31 décembre 2005, nous respectons toutes ces clauses restrictives et limites.

Au cours de 2005, nous avons émis 500 millions de dollars de dette à long terme avant le renouvellement de notre programme de billets à moyen terme et nous avons remboursé 648 millions de dollars de la dette à long terme arrivant à échéance. Par comparaison, au cours de 2004, nous avons émis 540 millions de dollars en dette dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme et nous avons remboursé 472 millions de dollars de la dette à long terme arrivant à échéance. En 2005, nous avons diminué le montant de nos billets à court terme de 40 millions de dollars comparativement à une augmentation de 15 millions de dollars en 2004.

Au cours de 2005, nous avons versé à la province des dividendes de 291 millions de dollars, consistant en des dividendes sur actions ordinaires de 273 millions de dollars et en des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars. À la période correspondante de 2004, nous avons versé des dividendes sur actions ordinaires de 247 millions de dollars et des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars.

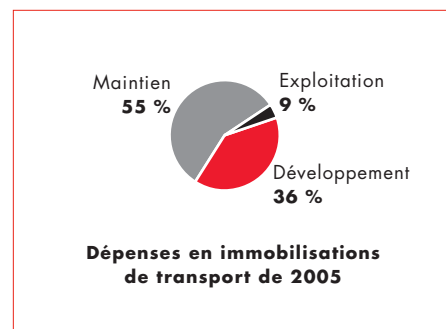
Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement représentant surtout les dépenses en immobilisations affectées à l'amélioration et au renforcement de nos réseaux de transport et de distribution dans l'intérêt public, se sont présentés comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004	Variation en \$	Variation en %
Transport	349	432	(83)	(19)
Distribution	338	288	50	17
Divers	4	7	(3)	(43)
	691	727	(36)	(5)

Transport

Les dépenses en immobilisations de transport se sont établies à 349 millions de dollars en 2005 et à 432 millions de dollars en 2004. Les dépenses en immobilisations visant à agrandir et à renforcer notre réseau de transport ont diminué de 98 millions de dollars pour s'établir à 125 millions de dollars, principalement en raison de l'achèvement du poste de transformation Parkway au cours de l'exercice. Ce projet a été entrepris l'an dernier afin de tenir compte des charges croissantes et de la fermeture de la centrale Lakeview. En 2004, nous avons aussi achevé le Centre de contrôle intégré de l'Ontario, qui permet de réaliser des économies de coûts, d'améliorer le délai de réponse aux clients et d'effectuer des contrôles et des analyses poussés de notre réseau. Vers la fin de l'exercice considéré, nous avons commencé la construction de notre projet de renforcement de Niagara. Ce projet d'infrastructure crucial comprend une nouvelle ligne de transport qui éliminera les engorgements du transport de la région de Niagara et permettra d'acheminer aux consommateurs une énergie propre additionnelle provenant des chutes Niagara et des importations d'électricité. Le recouvrement des coûts sera tributaire de la présentation de preuves à l'appui des avantages économiques de ce projet. Les dépenses en immobilisations engagées aux fins du soutien de nos lignes de transport et de nos postes ainsi que de la préservation de la fiabilité ont augmenté de 17 millions de dollars pour s'établir à 193 millions de dollars, reflétant des projets de remise à neuf et d'autres projets de remplacement de composantes mineures qui n'ont pas exigé que nous mettions nos équipements hors service. Toutefois, en raison de contraintes, comme l'incidence d'un été anormalement chaud, nous n'avons pas entièrement achevé notre programme de maintien prévu au cours de l'exercice considéré et nous prévoyons terminer ces projets au cours de périodes futures. Nos autres dépenses en immobilisations ont légèrement diminué de 2 millions de dollars et sont passées à 31 millions de dollars.

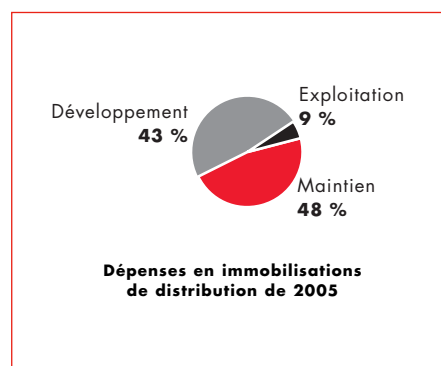


SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT (suite)

Distribution

Les dépenses en immobilisations de distribution ont été de 338 millions de dollars en 2005, comparativement à 288 millions de dollars en 2004. Les dépenses en immobilisations engagées pour soutenir notre réseau de distribution ont augmenté de 46 millions de dollars pour s'établir à 162 millions de dollars, principalement en raison d'investissements plus importants dans les réparations des dommages causés par les tempêtes ainsi que dans l'équipement de transport et de travaux, y compris du nouvel équipement de débroussaillage qui devrait améliorer davantage la productivité relativement à notre programme de foresterie. En outre, d'autres dépenses en immobilisations visant notre réseau de distribution ont

monté de 14 millions de dollars pour s'élever à 29 millions de dollars, principalement à cause d'investissements plus importants dans les actifs de technologie de l'information. Les dépenses en immobilisations visant à agrandir et à renforcer notre réseau de distribution à basse tension ont diminué de 10 millions de dollars, pour se fixer à 147 millions de dollars. Cette diminution reflète l'établissement de nouvelles priorités relativement à nos activités au cours de l'interruption de travail, en partie contrebalancée par une demande accrue de nouveaux branchements.

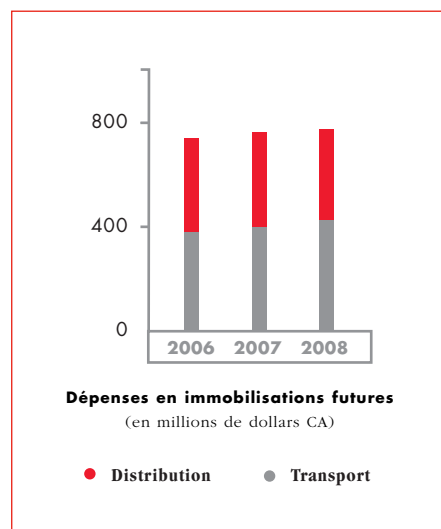


Divers

Les autres dépenses en immobilisations ont reculé de 3 millions de dollars pour s'établir à 4 millions de dollars. Le niveau des dépenses reflète le calendrier de projets établi pour répondre à la demande de nouveaux services.

Dépenses en immobilisations futures

En 2006, le budget de nos dépenses en immobilisations est fixé à environ 755 millions de dollars, soit une augmentation d'environ 65 millions de dollars par rapport aux dépenses réelles de 2005 mais qui est conforme aux dépenses prévues de 2005. Les dépenses en immobilisations de 2005 ont été moins élevées que les dépenses prévues en raison d'une capacité d'interruption du courant limitée découlant d'un été très chaud de même que de l'incidence d'une interruption de travail et de la concentration de nos efforts en vue de la réalisation de nos projets d'investissement les plus prioritaires. Les budgets d'investissement de 2006 pour nos entreprises de transport et de distribution sont respectivement d'environ 390 millions de dollars et 360 millions de dollars. Les autres dépenses en immobilisations, budgétées à 5 millions de dollars, se rapportent essentiellement à des améliorations mineures de notre réseau de fibres optiques pour appuyer notre entreprise de télécommunications. Les dépenses en immobilisations, telles qu'elles sont présentées dans le graphique ci-contre, devraient augmenter légèrement au cours des quelques prochains exercices, ce qui reflète surtout les investissements dans l'infrastructure de transport. Il existe aussi une possibilité de projets d'infrastructure de transport de grande envergure et de mesures de conservation qui ne sont pas compris dans notre plan d'investissement actuel en raison du degré d'incertitude et de complexité et des coûts. Ces investissements potentiels, jumelés à notre programme prévu de dépenses en immobilisations, sont analysés plus loin.



Transport

Les dépenses en immobilisations de transport devraient augmenter légèrement au cours de la période allant de 2006 à 2008. Étant donné les contraintes continues en matière d'approvisionnement, nous porterons notre attention sur les actifs de transport cruciaux qui soutiennent les installations de production telles que nos lignes de 500 kV et nos postes extérieurs à haute tension. Le plan d'investissement comprend en outre des dépenses accrues au chapitre du programme de gestion du remplacement et de la remise en état de notre infrastructure de transport

vieillissante. Les investissements clés dans le secteur du transport ont trait à l'équipement électrique, à l'équipement de protection et de contrôle, aux réseaux auxiliaires ainsi qu'aux lignes aériennes et souterraines.

De plus, les dépenses plus élevées reflètent les travaux d'aménagement du transport liés à notre plan de transport décennal, *Transmission Solutions 2005-2014*. Ces investissements assurent la satisfaction des besoins quant aux demandes d'approvisionnement régional croissantes, des exigences en matière de fiabilité et des besoins d'accès accru au marché de l'Ontario. Un certain nombre de mesures précises en matière de développement sont presque terminées ou en voie de l'être, y compris le projet de renforcement de Niagara et la construction de câbles de transport souterrains visant à améliorer la fiabilité dans le centre-ville de Toronto.

À l'échelle régionale, nous continuons de traiter de manière proactive les besoins d'approvisionnement de notre clientèle. En ce qui a trait aux projets devant fournir un approvisionnement fiable aux collectivités, la participation et le soutien des entreprises visées de distribution locale à titre de partenaires dans des études de planification communes et au cours des processus de consultation et d'approbation continuent d'être essentiels au maintien de la livraison sécuritaire et fiable de l'électricité. Parmi les exemples de projets entrepris pour répondre à la demande croissante de notre clientèle, mentionnons le poste de transformation Holland pour desservir la région nord de York, le poste de transformation Belle River pour desservir les zones de l'Essex County et le poste de transformation Everett pour desservir le secteur sud de Simcoe County. En outre, nous sommes en pourparlers avec un certain nombre de clients dans les zones de Kingston, de la région de Durham, de Burlington, et dans un certain nombre de collectivités situées dans l'ouest et le nord-ouest de l'Ontario.

L'échéancier de bon nombre de ces projets et d'autres est incertain parce qu'ils dépendent des besoins et, dans certains cas, nécessitent des approbations de divers organismes de réglementation, ainsi que des négociations avec les clients, les services publics voisins et d'autres intéressés. De plus, l'OPA doit présenter un plan intégré du réseau d'électricité à la CEO au cours de l'été 2006. Le plan intégré du réseau d'électricité présentera en détail la façon dont les besoins à moyen et à long terme de l'Ontario en matière d'électricité seront satisfaits, conformément à l'intérêt du public. En nous fondant sur notre plan décennal de transport, nous continuerons de collaborer étroitement avec l'OPA à des solutions de transport afin de répondre à ces besoins.

Le plan intégré du réseau d'électricité pourrait comprendre des projets de grande envergure additionnels qui ne sont pas actuellement inclus dans notre plan d'investissement. Ces importants projets pourraient s'avérer nécessaires pour augmenter l'approvisionnement en électricité et pour aider à la fermeture des centrales alimentées au charbon. À cette fin, nous participons activement à divers groupes de travail réunissant les principaux intervenants des gouvernements et de l'industrie de l'électricité. Plus particulièrement, nous continuons de chercher des possibilités d'amélioration des interconnexions avec les services publics voisins, y compris celles qui sont nécessaires pour soutenir les conventions d'achats d'électricité existantes et futures intervenues entre le gouvernement et la province du Manitoba, ce qui pourrait augmenter de 1 500 MW la capacité de transport. La planification d'un certain nombre d'autres grands projets est toujours en cours, dont l'établissement d'une importante nouvelle ligne d'approvisionnement entre le centre et l'ouest de l'Ontario afin de servir les nouveaux développements électriques et permettre la fermeture de la centrale alimentée au charbon Nanticoke. De même, la planification se poursuit à l'égard de l'établissement d'une importante nouvelle ligne d'approvisionnement vers Toronto afin de rehausser la fiabilité. Nous n'entamerions pas ces projets importants et complexes sans l'espérance raisonnable que ces dépenses seront recouvrables au moyen des tarifs.

Distribution

Nous continuons à remplacer et à améliorer nos actifs de distribution vieillissants afin de maintenir la fiabilité du réseau. Des investissements de plus en plus importants seront faits au sein de l'entreprise de distribution, reflétant particulièrement la hausse des remplacements des poteaux en bois, la subdivision des artères et la gestion des défaillances. Nous poursuivons, à la grandeur de l'Ontario, le remplacement des vieux réseaux de distribution par des installations standards plus courantes et à tension plus élevée. De plus, nous construisons de nouvelles lignes et de nouveaux postes en réponse aux prévisions de croissance du réseau ou aux besoins de forte charge, et nous dirigerons nos efforts vers l'amélioration de l'efficacité du réseau de distribution. Parmi les exemples de certaines de ces mesures, mentionnons un nouveau poste de service de la zone nord du King Township et divers projets visant à réduire les pertes sur notre réseau de distribution.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT (suite)

En outre, nous prenons des mesures visant l'amélioration de notre performance au chapitre de la fiabilité de notre réseau de distribution. En effet, des améliorations efficaces peuvent se faire sentir grâce à de meilleures pratiques d'entretien et à une exploitabilité supérieure du réseau par l'ajout continu de capacités de subdivision à des postes choisis pour réduire le nombre de clients touchés par les pannes du réseau. Nous poursuivrons la mise en œuvre d'une gamme de programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande conformément à notre programme approuvé par la CEO.

En novembre 2005, le gouvernement a présenté la *Loi de 2005 sur la responsabilité en matière de conservation de l'énergie*. Le projet de loi, s'il est adopté, établira le cadre permettant l'installation de 800 000 compteurs intelligents dans les foyers et les entreprises de l'Ontario d'ici la fin de 2007, et dans tous les foyers et les entreprises d'ici 2010. En vertu du projet de loi, une nouvelle entité supervisera les systèmes de communication et les technologies, assurera la collecte et la gestion de données, et pourrait faciliter l'approvisionnement en compteurs. Les entreprises de distribution locale détiendront, installeront, exploiteront et entretiendront les compteurs et continueront à facturer leurs clients. Ce programme devrait augmenter le niveau de nos dépenses et réduire nos revenus liés aux tarifs. Nos coûts pourraient s'établir entre 600 millions de dollars et 1,2 milliard de dollars, selon la plate-forme technologie choisie et les besoins connexes d'infrastructure. Cette estimation comprend non seulement les frais d'acquisition et d'installation des compteurs intelligents, mais également les coûts des mises à niveau nécessaires du système de facturation, de l'infrastructure des télécommunications et du système de gestion des données. Bien qu'il existe toujours un degré élevé d'incertitude entourant la mise en œuvre du programme de compteurs intelligents, nous estimons que les dépenses en résultant seront recouvrables. La CEO étudie la façon de traiter une éventuelle incidence négative liée aux réductions de charge.

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.

31 décembre 2005 (en millions de dollars canadiens)	Total	2006	2007 et 2008	2009 et 2010	Après 2010
Obligations contractuelles (à payer par exercice) :					
Dette à long terme	5 084	589	895	800	2 800
Convention d'impartition d'Inergi LP («Inergi») ¹	600	110	205	183	102
Engagements en vertu de contrats de location-exploitation	17	5	8	4	—
Total des obligations contractuelles	5 701	704	1 108	987	2 902
Autres engagements commerciaux (par année d'échéance) :					
Ligne de crédit bancaire ²	750	750	—	—	—
Lettres de crédit ³	106	106	—	—	—
Garanties ³	275	275	—	—	—
Régime de retraite ⁴	89	81	8	—	—
Total des autres engagements commerciaux	1 220	1 212	8	—	—

¹ Le 1^{er} mars 2002, Inergi a commencé à nous fournir divers services en vertu d'une entente de dix ans, dont des services relatifs aux technologies de l'information, aux relations avec la clientèle et à la chaîne d'approvisionnement, ainsi que certains services touchant les ressources humaines et les finances.

² Comme garantie de notre programme de papier commercial, nous avons une facilité de crédit de soutien renouvelable de 750 millions de dollars auprès d'un syndicat bancaire pour une durée de 364 jours échéant en août 2006, assortie d'une option de prorogation de deux ans.

³ Nous détenons actuellement des lettres de crédit bancaire de 82 millions de dollars en cours relativement à des ententes sur la rémunération de retraite. Nous avons aussi offert un soutien de prudence à la SIERÉ, comme l'exigent les règles du marché, en utilisant une combinaison de lettres de crédit bancaire de 21 millions de dollars et de garanties de la société mère de 275 millions de dollars. Actuellement, le montant du soutien de prudence sous forme de lettres de crédit bancaire que nous fournissons à la SIERÉ est fondé sur notre note de solvabilité à long terme la plus élevée, qui se situe dans la catégorie «Aa». Le montant des lettres de crédit bancaire que nous fournissons devrait être augmenté si notre notation la plus élevée se détériorait. Par exemple, si notre note tombait dans la catégorie «A», le montant des lettres de crédit bancaire exigé pour respecter notre obligation de soutien de prudence équivaldrait à 1,7 fois notre montant actuel, et si nos notes tombaient dans la catégorie «BBB», le montant des lettres de crédit bancaire nécessaire pour respecter notre obligation de soutien de prudence équivaldrait à 3,3 fois le montant actuel. Le reste des montants inclus dans les lettres de crédit a trait à des lettres de crédit d'exploitation et à des garanties.

⁴ Les cotisations à la caisse de retraite sont effectuées un mois à terme échu. Les cotisations après 2006 seront fondées sur une évaluation actuarielle en vigueur au plus tard le 31 décembre 2006 et dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations ou des hypothèses actuarielles. Selon les présents facteurs, la société estime actuellement ses cotisations annuelles au régime de retraite pour 2007 et par la suite à environ 100 millions de dollars.

Les montants relatifs à la dette à long terme figurant dans le tableau ci-dessus ne sont pas imputés à nos résultats d'exploitation, mais sont reflétés dans notre bilan et dans notre état des flux de trésorerie. L'intérêt associé à cette dette est enregistré dans les charges de financement dans notre état des résultats ou dans nos dépenses en immobilisations, mais ces charges ne sont pas reflétées dans le tableau ci-dessus. Les paiements à l'égard 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 de notre état des résultats ou dans nos dépenses en immobilisations.

GESTION DU RISQUE

Nous comptons un programme de gestion du risque d'entreprise qui vise l'équilibre entre les risques commerciaux et le rendement. Une méthode à l'échelle de la société permet de gérer les risques financiers et stratégiques ainsi que les risques liés à l'exploitation et à la réglementation et de les aligner sur nos objectifs d'affaires stratégiques.

Bien que nous croyions que la gestion du risque incombe à tous les employés, le comité de vérification et des finances de notre conseil d'administration a reçu le mandat d'examiner annuellement la tolérance au risque de notre société, son profil de risque et l'état du cadre de contrôle interne. Notre président et chef de la direction détient la responsabilité ultime de la gestion du risque. L'équipe de direction de Hydro One, relevant directement du président et chef de la direction, surveille pour la haute direction le risque que court la société. Notre chef du risque est chargé de surveiller et d'examiner régulièrement notre profil de risque et nos pratiques, et notre chef des finances, d'assurer que le programme de gestion du risque fait partie intégrante de notre stratégie, de notre planification et de nos objectifs. Toutes nos filiales, de même que les principales fonctions spécialisées et les principaux services locaux, doivent procéder à une évaluation officielle du risque et élaborer une stratégie d'atténuation du risque.

Notre chef du risque appuie le comité de vérification et des finances, le président et chef de la direction et le chef des finances. Il s'assure notamment de la coordination des politiques et des programmes sur le risque, de l'établissement de seuils de tolérance au risque ainsi que de la préparation des évaluations du risque et des profils de risque, et il soutient les cadres hiérarchiques et fonctionnels dans l'accomplissement de leurs responsabilités. Il incombe au personnel de la vérification interne d'effectuer les examens indépendants de l'efficacité des politiques, des processus et des systèmes de gestion du risque.

Risque lié à la réglementation

Le 17 août 2005, nous avons déposé une demande relative aux tarifs de distribution visant l'approbation d'une augmentation de 160 millions de dollars des besoins de revenus pour 2006 se rapportant à l'entreprise de distribution de Hydro One Networks. Puisqu'il s'agit de notre première demande relative aux tarifs couvrant la totalité du coût de service depuis 1999 et que les récentes augmentations de tarifs et du prix de l'électricité ont entraîné une hausse de la facture de notre clientèle, nous prévoyons que cette demande sera étudiée attentivement par la CEO et les intervenants, ce qui pourrait accroître le risque lié à la réglementation. Par exemple, des dépenses passées ou futures pourraient être rejetées ou des éléments des besoins de revenus approuvés pourraient être reportés. De plus, dans le cadre de cet examen, la CEO procédera à l'examen de la recouvrabilité de certains coûts de retraite engagés par notre entreprise de distribution et inscrits dans un compte d'actif réglementaire. Conformément à une ordonnance de la CEO, nous avons reporté la tranche autre qu'en capital des coûts liés au régime de retraite de notre entreprise de distribution engagés en 2004 et en 2005 à titre d'actif réglementaire. Au 31 décembre 2005, ces dépenses reportées s'élevaient à 76 millions de dollars, incluant les intérêts. Si la CEO devait établir que certaines de ces dépenses n'étaient pas recouvrables auprès de la clientèle, tout montant non admissible sera passé en charges lorsque la décision sera rendue.

GESTION DU RISQUE (suite)

La décision de la CEO du 9 décembre 2004 permettant le recouvrement réglementaire de la majorité des montants des actifs réglementaires pour lesquels nous avons présenté une demande a considérablement réduit la proportion du total de nos actifs réglementaires risquant d'être rejetés dans le futur. Cependant, il peut rester un certain risque de rejet futur par la CEO des soldes des comptes non examinés. Dans l'éventualité où certains de ces montants étaient rejetés par la CEO au cours de la révision de 2006 de nos tarifs, tout montant non admissible sera passé en charges lorsque la décision sera rendue.

Le 26 octobre 2005, la CEO a engagé une procédure visant à approuver nos besoins de revenus tirés de notre entreprise de transport pour 2006, 2007 et 2008. Pour la période allant du 1^{er} janvier 2006 jusqu'à la mise en œuvre des tarifs de transport révisés, la CEO suivra le bénéfice net en excédent des rendements qu'elle a approuvés. Les options de suivi établies par la CEO pourraient inclure l'utilisation d'un compte de report réglementaire ou d'un mécanisme de partage des bénéfices, ce qui pourrait entraîner le risque que certains de nos revenus de transport (pour la période allant du 1^{er} janvier 2006 jusqu'à la mise en œuvre des tarifs révisés) soient repris si le bénéfice est excédentaire. Nous avons proposé un mécanisme de partage des bénéfices qui se traduirait par la remise aux clients de tout excédent des bénéfices sous forme de projets d'expansion du réseau de transport qui sont cruciaux pour l'économie de l'Ontario et l'exploitation sécuritaire du réseau. Notre proposition est conforme aux pratiques récemment utilisées dans d'autres territoires nord-américains qui nécessitent des investissements semblables à l'égard de leur réseau. Une audience relative à notre proposition a été tenue le 25 novembre 2005, et la CEO devrait rendre sa décision au cours du premier trimestre de 2006. L'amorce d'une procédure relative au transport pourrait aussi entraîner des risques semblables à ceux auxquels notre entreprise de distribution fait face en raison de notre récente demande tarifaire.

La CEO approuve nos tarifs de transport et de distribution d'après les niveaux projetés de charge électrique et de consommation. Si la charge ou la consommation réelle se révélait inférieure aux niveaux projetés, notre taux de rendement pour l'une ou l'autre de ces entreprises, ou les deux, pourrait s'en ressentir. De plus, nos besoins de revenus actuels pour ces entreprises sont fondés sur des hypothèses de coûts qui pourraient ne pas se concrétiser. Rien ne garantit que la CEO autorisera des hausses tarifaires suffisantes pour neutraliser l'incidence financière défavorable de changements non prévus de la demande d'électricité ou de nos coûts.

Notre charge pourrait subir l'incidence négative du succès des programmes de conservation et de gestion de la demande. La CEO a reconnu le besoin de compenser les entreprises de services publics pour toute perte de revenus découlant de ces programmes, mais l'approche, l'ampleur et l'échéancier d'un tel mécanisme de compensation n'ont pas encore été établis. Nous sommes aussi assujettis au risque de perte de revenus lié à d'autres facteurs. Par exemple, les récentes révisions du *code des réseaux de transport* de la CEO ont donné à certains clients le droit d'éviter certaines de nos installations de transformation en construisant leurs propres actifs et en nous remettant une compensation égale à la valeur comptable nette des actifs évités de même qu'une somme égale aux coûts de retrait et de remise en état de l'environnement. Cette révision du code pourrait se traduire par une compensation non conforme à la valeur de préservation des actifs. Le *code des réseaux de transport* nous permet de contester les investissements consentis par les clients des services publics qui pourraient entraîner le délaissement de nos actifs. Nous avons l'intention de nous prévaloir de ce droit pour atténuer tout risque financier important.

Il existe aussi un risque que nous soyons tenus d'investir dans des projets d'infrastructure de transport de grande envergure et dans des mesures de conservation, telles que les compteurs intelligents. Même si nous prévoyons que ces dépenses seront entièrement recouvrables, toute décision réglementaire future de rejeter ou de limiter le recouvrement de ces coûts entraînerait une dépréciation éventuelle et une passation en charges. Nous n'avons aucune assurance concernant les désastres naturels ou les catastrophes se répercutant sur nos actifs situés à l'extérieur de nos postes de transport et de distribution.

Propriété de la province

La province possède la totalité de nos actions en circulation et contrôle donc notre société. La province a le pouvoir de déterminer la composition de notre conseil d'administration et peut influencer directement sur nos grandes décisions et nos plans d'affaires. À ce titre, quand elle prend des décisions qui nous touchent, nous pouvons supposer que la province agit dans le meilleur intérêt de tous les Ontariens et aussi dans l'intérêt précis de notre société et de nos clients. L'équilibre à atteindre entre ces deux intérêts doit se traduire notamment dans la structuration et la réglementation de notre société et l'industrie de l'électricité en Ontario, la réglementation sur les questions environnementales et le calcul des dividendes que nous devons verser.

Risque lié à la main-d'œuvre

Environ 25 % de notre personnel a le droit de prendre sa retraite d'ici 2008. Nous prévoyons que le marché de la main-d'œuvre qualifiée pour notre secteur d'activité sera très concurrentiel dans le futur. Si nous ne parvenons pas à attirer ou à conserver assez de personnel compétent, nos activités d'exploitation et notre situation financière pourraient en souffrir.

Nous offrons un régime de retraite enregistré à prestations déterminées à la majorité de nos salariés. Nos cotisations au régime de retraite sont fondées sur des évaluations actuarielles périodiques. Notre évaluation actuarielle la plus récente, couvrant la période allant du 1^{er} janvier 2004 au 31 décembre 2006 inclusivement, a été déposée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario en septembre 2004. En vertu de cette évaluation, nous sommes tenus de verser des cotisations au comptant au régime de retraite d'environ 80 millions de dollars par année. Le montant de la cotisation qui pourrait être exigée après le 31 décembre 2006 sera tributaire des rendements futurs des placements ou des modifications apportées aux prestations ou aux hypothèses actuarielles.

La grande majorité de nos employés sont représentés par le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique («PWU») ou la Society of Energy Professionals (la «Société»). Par conséquent, en cas de conflit de travail futur, nous pourrions courir un certain risque lié à l'exploitation quant au respect continu des exigences relatives à notre permis d'assurer le service aux clients. Nous pourrions également courir des risques financiers liés à notre capacité de négocier des conventions collectives conformes à nos tarifs. Les conventions collectives existantes intervenues avec le PWU et la Société viennent à échéance en 2008.

Risque environnemental

Nous sommes assujettis à des réglementations environnementales de source fédérale, provinciale et municipale pouvant changer. Leur inobservation pourrait donner lieu à des ordonnances gouvernementales exigeant des mesures précises de notre part ou nous exposant à des amendes, à des pénalités ou à des réclamations de tiers. La réalisation d'évaluations environnementales et l'obtention d'approbations des gouvernements pour la construction d'installations pourraient entraîner des retards et l'augmentation des coûts.

Toute modification future des règlements sur l'environnement peut entraîner des changements importants des dépenses estimatives servant à calculer les valeurs comptables de nos passifs environnementaux et des actifs réglementaires connexes. Les dépenses environnementales futures réelles peuvent différer considérablement des estimations servant au calcul des passifs environnementaux inscrits au bilan.

Les scientifiques et les experts en santé publique dans le monde étudient la possibilité que l'exposition aux champs électriques et magnétiques provenant des lignes d'électricité et d'autres sources électriques puisse causer des problèmes de santé. S'il devait être conclu que les champs électriques et magnétiques présentent un risque pour la santé, des litiges pourraient s'ensuivre, et nous pourrions être tenus de déplacer certaines de nos installations ou avoir des difficultés à trouver des emplacements pour de nouvelles installations et à en construire.

GESTION DU RISQUE (suite)

Risque lié au transfert d'actifs sur des terres indiennes

Les ordonnances de transfert au moyen desquelles nous avons acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro le 1^{er} avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété pour certains actifs situés sur des terrains appartenant à des bandes ou à des organisations autochtones en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Aux termes de nos ordonnances de transfert, la SFIÉO gardera ces actifs jusqu'à ce que nous obtenions les autorisations fédérales et indiennes nécessaires pour le transfert de titre. Nous nous attendons à ce que nos coûts annuels après le transfert de titre dépassent les montants inclus dans les ordonnances tarifaires actuelles. Si nous ne pouvons pas obtenir le transfert de titre, nous prévoyons que la SFIÉO conservera ces actifs ou que nous serons tenus de les déplacer, ce qui entraînera probablement des dépenses importantes. Ces coûts additionnels pourraient nuire à nos résultats d'exploitation si nous ne parvenons pas à les recouvrer dans les tarifs futurs.

Risque de marché et risque de crédit

Le risque de marché se rapporte essentiellement au risque de perte résultant des variations des prix des matières premières, des taux de change et des taux d'intérêt. Nous ne sommes pas exposés au risque lié aux prix des matières premières, et notre risque de change est actuellement négligeable, bien qu'il soit possible que nous émettions, ultérieurement, des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère. Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt au cours du refinancement de notre dette à long terme arrivant à échéance. Nous utilisons régulièrement des swaps de taux d'intérêt pour amoindrir le risque de taux d'intérêt. Nous estimons qu'une variation de 1 % des taux d'intérêt au refinancement de la dette à long terme échéant en 2006 et en 2007 aurait une incidence sur le bénéfice net d'environ 2 millions de dollars en 2006 et 5 millions de dollars en 2007.

Les actifs financiers comportent le risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, causant une perte financière. Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit, puisque la contrepartie peut ne pas respecter ses engagements. Nous surveillons et essayons de minimiser le risque de crédit par différentes techniques, y compris la négociation avec des contreparties jouissant d'une cote de solvabilité élevée, en limitant le degré d'exposition total à des contreparties individuelles, et en concluant des ententes cadres permettant un règlement net. Nous ne négocions pas de dérivés dans le secteur de l'énergie. Nous avons actuellement un swap de taux d'intérêt en cours dont le notionnel est de 40 millions de dollars. La juste valeur du swap est négligeable.

À l'heure actuelle, aucune concentration importante de risque de crédit à l'égard d'une catégorie d'actifs financiers n'a été relevée. Nous devons fournir de l'électricité pour le compte de détaillants concurrentiels et d'entreprises de distribution locale intégrées aux fins de revente à leurs clients. Les concentrations de risque de crédit en résultant sont atténuées grâce à divers arrangements de garantie, notamment des lettres de crédit, qui sont imbriqués dans nos contrats de services avec ces détaillants conformément au code des règlements de détail de la CEO.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation de nos états financiers exige que nous fassions des estimations et posions des jugements qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs, des produits et des charges et les informations correspondantes sur les éventualités. Nous fondons nos estimations et jugements sur notre expérience passée, la conjoncture actuelle et diverses autres hypothèses que nous croyons raisonnables dans les circonstances, dont les résultats forment la base pour la formulation des jugements quant à la valeur comptable des actifs et des passifs ainsi que la détermination et l'évaluation de notre traitement comptable à l'égard des engagements et des éventualités. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations et jugements en fonction des hypothèses ou de la conjoncture.

Nous pensons que les estimations comptables critiques suivantes comportent les estimations et les jugements les plus importants utilisés dans la préparation de nos états financiers :

Actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2005, les actifs réglementaires s'élevaient à 430 millions de dollars et avaient surtout trait aux avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite, le compte de report d'actif réglementaire (le «CRAR»), les coûts environnementaux, les coûts de retraite et les services à basse tension. Nous avons également enregistré des passifs réglementaires s'élevant à 525 millions de dollars au 31 décembre 2005. Ces montants ont principalement trait aux coûts de retraite, aux frais d'exportation et de transit et aux comptes d'écart liés au règlement de détail. Ces actifs et passifs peuvent être constatés aux fins de tarification et de présentation de l'information financière seulement si la CEO prescrit le traitement réglementaire pertinent, comme elle l'a fait pour les avantages sociaux futurs autres que les actifs réglementaires du régime de retraite, l'actif réglementaire environnemental et le CRAR ou si la prescription future par la CEO est jugée probable. La plupart des montants des actifs réglementaires ont été examinés par la CEO et jugés recouvrables, et les soldes restants feront l'objet d'un examen dans le cadre de l'examen de 2006, par la CEO, de notre entreprise de distribution. Si la direction juge qu'il n'est plus probable que la CEO inclut un actif ou un passif réglementaire dans l'établissement de tarifs futurs, l'actif ou le passif réglementaire en question sera passé en charges ou porté au crédit des résultats d'exploitation pendant la période au cours de laquelle le jugement sera posé.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs que nous offrons aux salariés en service et à la retraite comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance-vie, un régime d'assurance médicale et un régime d'assurance-invalidité à long terme.

Conformément à nos ordonnances tarifaires, nous comptabilisons les coûts de retraite au moment où l'employeur verse ses cotisations à la caisse de retraite en vertu de la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Nos cotisations au régime de retraite s'élèvent à environ 80 millions de dollars par année pour la période allant de 2004 à 2006. Les cotisations versées après 2006 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie au plus tard le 31 décembre 2006 et dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations ou des hypothèses actuarielles. Les coûts de retraite établis selon la comptabilité d'exercice sont également présentés dans les notes afférentes aux états financiers. Nous comptabilisons les coûts liés aux avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les charges à payer sont calculées par des actuaires indépendants selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services et les hypothèses les plus probables de la direction. Les hypothèses sont déterminées par la direction en tenant compte des recommandations de nos actuaires.

Le rendement hypothétique de l'actif du régime de retraite, de 7,00 % par année, est fondé sur les prévisions actuelles à l'égard des taux de rendement à long terme et reflète une composition de l'actif du régime de retraite conforme à la politique d'investissement de la caisse qui prévoit une tranche de 57 % détenue dans des titres de participation, une tranche de 38 % détenue dans des titres d'emprunt émis par des sociétés et des gouvernements, et une tranche de 5 % détenue sous forme d'autres actifs composés de fonds spéculatifs et de fonds d'actions de sociétés fermées. Les rendements des portefeuilles respectifs sont calculés en fonction des indices boursiers et des indices de bons du Trésor et d'obligations à long terme canadiens et américains officiels. Le taux de rendement hypothétique de l'actif du régime de retraite reflète nos prévisions à long terme. Nous sommes d'avis que cette hypothèse est raisonnable, car, étant donné la stratégie de placement équilibré de la caisse, la volatilité accrue du rendement des placements en actions est contrebalancée par la plus grande stabilité du rendement des placements à revenu fixe et à court terme. À long terme, il en résulte un rendement quelque peu inférieur qu'il ne l'aurait été si l'on avait investi uniquement dans des actions. En 2005, le rendement de l'actif du régime de retraite a dépassé cette hypothèse à long terme.

Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer les obligations au titre des prestations constituées est calculé à la fin de chaque exercice d'après les plus récents taux d'intérêt du marché publiés qui sont fondés sur les rendements des obligations de sociétés notées AA reflétant la durée du régime d'avantages sociaux futurs correspondant. Au 31 décembre 2005, les taux d'actualisation ont été réduits de 0,5 % et de 1,0 %, selon le régime d'avantages, par rapport à ceux en vigueur au 31 décembre 2004, parallèlement à des diminutions du rendement des obligations au cours de cette période. La réduction des taux d'actualisation a entraîné une augmentation correspondante du passif.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES (suite)

Les coûts des avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite sont calculés au début de l'exercice. Les coûts sont fondés sur des hypothèses relatives aux résultats techniques attendus et à l'inflation des coûts des soins de santé futurs. Une hausse de 1 % du coût des soins de santé donnerait lieu à une augmentation d'environ 12 millions de dollars par année du coût des services et du coût financier.

Les avantages sociaux futurs figurent dans les coûts de main-d'œuvre et sont imputés aux résultats d'exploitation ou sont capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles. Les modifications apportées aux hypothèses influenceront sur l'obligation au titre des prestations constituées des avantages sociaux futurs et sur les montants des exercices futurs qui seront imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles.

Écart d'acquisition

Pour évaluer la possibilité de recouvrer l'écart d'acquisition, nous devons formuler des hypothèses à l'égard des flux de trésorerie futurs estimatifs et d'autres facteurs afin de déterminer la juste valeur de l'unité d'exploitation. Si ces estimations ou les hypothèses connexes venaient à changer, nous pourrions devoir comptabiliser une imputation pour dépréciation liée à l'écart d'acquisition. Un test de dépréciation de l'écart d'acquisition a été effectué au cours de 2005. Par suite du test de dépréciation, nous avons déterminé que l'écart d'acquisition n'avait subi aucune perte de valeur.

NOUVELLES PRISES DE POSITION COMPTABLES

Plan stratégique du Conseil des normes comptables du Canada

Le 10 janvier 2006, le Conseil des normes comptables du Canada (le «CNC») a ratifié un nouveau plan stratégique qui aura une incidence importante sur la présentation des informations financières au Canada. Pour les sociétés comme la nôtre, ce plan prévoit le remplacement des principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada par les normes internationales d'information financière au cours d'une période transitoire dont la durée prévue est de cinq ans. Le CNC élaborera et publiera un plan détaillé de mise en œuvre de ce remplacement plus tard en 2006. À la fin de cette période, les PCGR du Canada cesseront d'exister à titre de fondement distinct de la présentation de l'information financière des sociétés ouvertes. En raison de la complexité de la mise en œuvre de ce nouveau cadre comptable, nous entamerons rapidement nos préparatifs transitoires.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

Le CNC a entrepris un projet visant la revue des PCGR applicables aux entreprises exerçant des activités à tarifs réglementés, dont le premier stade s'est traduit par la publication de la note d'orientation concernant la compatibilité, la NOC-19, intitulée *Entités assujetties à la réglementation des tarifs – informations à fournir*. Les informations que nous présentons reflètent ces nouvelles exigences. Au deuxième stade de ce projet, le CNC prévoit étudier la question à savoir si les traitements comptables réglementaires, qui sont habituellement appliqués au sein de notre industrie, respectent la définition d'un actif ou d'un passif tels qu'ils sont définis par le chapitre 1000 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* («ICCA»), «Fondements conceptuels des états financiers». Si le CNC en vient à la conclusion qu'ils ne la respectent pas, nous serions tenus de cesser l'application de la méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés. Ainsi, nous ne pourrions plus constater nos actifs et nos passifs réglementaires, qui s'élevaient respectivement à 430 millions de dollars et à 525 millions de dollars au 31 décembre 2005. De plus, nous pourrions devoir comptabiliser les paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés liés à notre entreprise réglementée selon la méthode du report variable. L'incidence nette de ces changements serait imputée aux bénéfices non répartis ou aux résultats d'exploitation à l'entrée en vigueur de la nouvelle norme comptable, selon les règles transitoires. À l'heure actuelle, la décision qui sera rendue par le CNC est incertaine. Toutefois, nous ne croyons pas que l'issue de ce projet aura une incidence financière négative importante sur notre société.

Instruments financiers

Au cours de 2005, le CNC a achevé son projet portant sur la comptabilisation et l'évaluation des instruments financiers en publiant de nouvelles recommandations à l'égard des instruments financiers et des instruments de couverture et en présentant le concept d'autres éléments du résultat étendu. En vertu des nouvelles normes comptables, qui prennent effet pour notre exercice 2007, tous les instruments financiers, incluant les dérivés, doivent être inclus au bilan d'une société et évalués à leur juste valeur ou, dans certaines circonstances particulières où la juste valeur pourrait ne pas être la valeur la plus pertinente, au coût ou au coût non amorti. Les normes précisent en outre à quel moment les gains et les pertes découlant de variations de la juste valeur doivent être constatés à l'état des résultats. Les exigences actuelles en matière de comptabilité de couverture sont étendues et claires. De plus, certains gains et pertes seront inscrits dans les autres éléments du résultat étendu. Nous procédons actuellement à l'évaluation de l'incidence d'ensemble des nouvelles normes comptables, mais nous ne croyons pas que leur application aura une incidence financière importante sur notre société.

Comptabilisation des obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations

En décembre 2005, le Comité sur les problèmes nouveaux («CPN») de l'ICCA a publié le CPN-159, «Obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations». Cette prise de position régit la comptabilisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations lorsque la méthode ou le moment de la cession d'un actif est conditionnel à un événement futur. La nouvelle prise de position est en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires se terminant après le 31 mars 2006. Nous avons révisé la nouvelle prise de position du CPN et nous ne prévoyons pas qu'elle aura une incidence importante sur notre société.

CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

À titre d'émetteur assujéti, notre société doit se conformer au Règlement 52-109 (le «Règlement») de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario à l'égard des contrôles internes et des attestations connexes, souvent désigné sous le nom de projet de loi 198. En 2004, nous avons entrepris un projet officiel d'évaluation de nos contrôles de communication de l'information et de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière. Nous avons terminé l'évaluation initiale de nos contrôles de communication de l'information au cours du quatrième trimestre de 2005 et nous prévoyons terminer l'évaluation de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière en 2006. Des évaluations continueront d'être exécutées régulièrement afin d'appuyer les attestations de notre président et chef de la direction et de notre chef des finances (les «dirigeants responsables de l'attestation»).

Conformément aux exigences du Règlement, nos dirigeants responsables de l'attestation ont révisé et attesté les états financiers consolidés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, de même que les autres informations financières incluses dans les documents annuels déposés auprès des autorités en matière de valeurs mobilières. Nos dirigeants responsables de l'attestation ont aussi attesté que des contrôles et procédures de communication de l'information ont été mis en place et qu'ils fournissent l'assurance raisonnable que toutes les informations jugées nécessaires à une présentation appropriée ont été cumulées et transmises à la direction en temps opportun.

PERSPECTIVES

Nous continuerons de mettre l'accent sur nos priorités les plus importantes sur le plan stratégique, qui consistent à créer et à maintenir un milieu de travail exempt d'accidents axé sur l'élimination des blessures graves ou des quasi-accidents qui peuvent occasionner des blessures graves, ainsi qu'à accroître davantage la fiabilité de nos réseaux de transport et de distribution et à améliorer le degré de satisfaction de nos clients. À ces fins, nous nous sommes recentrés sur la prévention des incidents et les applications proactives, et nous effectuons des investissements importants pour améliorer l'état des actifs et la fiabilité en maintenant le niveau actuel des

PERSPECTIVES (suite)

dépenses du programme de travaux, et en l'augmentant au besoin. Plus précisément, nous veillerons à ce que soient satisfaits les besoins de l'Ontario relativement au rendement de notre réseau de transport vieillissant, compte tenu d'un approvisionnement tout juste suffisant. Les investissements clés dans le secteur du transport comprennent des actifs cruciaux au soutien de nos centrales et à la réduction de la congestion du principal réseau de transport, comme la mise à niveau de postes de transformation clés et le remplacement de lignes à haute tension, ainsi que de l'équipement de protection et de contrôle. Les investissements clés dans le secteur de la distribution portent sur la gestion de la végétation, l'accélération du remplacement des poteaux en bois, la subdivision des artères et la gestion des défaillances, ainsi que les programmes de service à la clientèle et le programme de conservation et de gestion de la demande.

Conformément à notre plan de transport décennal, *Transmission Solutions 2005-2014*, nous procéderons aux investissements nécessaires dans notre infrastructure de transport afin de nous assurer que les besoins croissants d'approvisionnement régional, et les exigences liées à la configuration du réseau et à sa fiabilité sont satisfaits. En particulier, nous avons l'intention d'améliorer l'approvisionnement dans la région du Grand Toronto (y compris le centre de Toronto et les collectivités adjacentes) ainsi que partout en Ontario. De plus, nous achèverons le projet de renforcement Niagara, et nous prévoyons entreprendre d'autres projets de renforcement lorsque les besoins d'investissements dans le réseau de transport auront été établis par l'OPA dans le plan intégré du réseau d'électricité à venir. Dans le cadre de ces projets, nous travaillerons en étroite collaboration avec l'OPA, la CEO et les autres intéressés, parties liées ou touchées.

Il existe une possibilité importante que le plan intégré du réseau d'électricité comprenne des investissements de grande envergure dans l'infrastructure de transport non encore inclus dans nos plans d'investissements, soit des lignes à haute capacité entre le Manitoba et l'Ontario, d'importantes nouvelles lignes d'approvisionnement à Toronto et des projets d'investissements de nouvelle génération comprenant ceux liés à la mise hors service des centrales alimentées au charbon. Le financement nécessaire à la mise en place de compteurs intelligents n'est pas non plus inclus dans ce plan d'investissements. Il nous faudrait conclure des ententes avec toutes les parties visées et obtenir l'espérance raisonnable d'un recouvrement des coûts avant d'aller de l'avant avec des projets aussi importants et complexes.

La province continue d'examiner l'état du marché de l'électricité et de l'industrie en Ontario. Bien que nous ne prévoyions aucun changement de structure, de tels changements sont possibles et pourraient prendre la forme d'une rationalisation du secteur de la distribution de l'électricité ou découler de règlements de différends quant aux frontières municipales. Nous continuerons de collaborer étroitement avec le gouvernement afin de l'aider dans ses débats et nous travaillerons de concert à la mise en œuvre de tout changement. Dans l'intervalle, le gouvernement s'attend à ce que nous ne concluons aucune autre opération comportant l'acquisition ou la cession d'entreprises de distribution locale ou d'actifs de distribution.

Les modifications apportées à la loi et aux règlements touchant le secteur de l'électricité et le mandat de la CEO, l'approbation du recouvrement des actifs réglementaires de distribution en décembre 2004 et les hausses prévues des tarifs de distribution en 2006 laissent présager un environnement réglementaire stable pour l'avenir. Toutefois, la CEO a entamé un examen de nos besoins de revenus tirés de l'entreprise de transport, et nous prévoyons qu'une décision sera rendue au cours du premier trimestre de 2006 à l'égard d'un mécanisme proposé de partage des bénéfices. Compte tenu du besoin d'une infrastructure de transport partout dans la province afin d'assurer la fiabilité et la vitalité économique, nous avons proposé que tout bénéfice excédentaire découlant d'un mécanisme de partage des bénéfices serve au financement de ces projets. Nous préparerons nos éléments de preuve réglementaires dans l'intérêt de tous les Ontariens.

Pendant la période visée par les présentes perspectives, nous pensons que notre rendement financier nous permettra de maintenir une situation financière saine, une qualité de crédit stable et des cotes de solvabilité constantes à l'égard de notre dette à long terme.

ÉNONCÉS ET AUTRES RENSEIGNEMENTS PROSPECTIFS

Nous avons inclus dans le présent rapport des énoncés prospectifs qui sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à des hypothèses. Ces énoncés reflètent nos vues actuelles sur l'information à la date du présent rapport. Tout énoncé contenu dans le présent document qui n'a pas trait au présent ou au passé constitue un énoncé prospectif. Ces énoncés prospectifs sont fondés sur l'expérience passée, la conjoncture actuelle et diverses hypothèses que nous jugeons raisonnables dans les circonstances. Les résultats réels pourraient différer sensiblement de ceux qui sont prévus dans les énoncés prospectifs. Compte tenu de ces risques, incertitudes et hypothèses, le lecteur ne devrait pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Sauf dans la mesure exigée par les lois et les règlements sur les valeurs mobilières applicables, nous n'assumons aucunement l'obligation de mettre à jour ou de réviser ces énoncés prospectifs, que ce soit pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, ou pour toute autre raison.

Le présent rapport de gestion est daté du 15 février 2006. Le lecteur peut consulter de l'information additionnelle sur notre société, y compris notre notice annuelle, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RAPPORT DE LA DIRECTION

Les états financiers consolidés, le rapport de gestion et l'information financière y afférente présentée dans le présent rapport annuel ont été préparés par la direction de Hydro One Inc. («Hydro One» ou la «société»). La direction est responsable de l'intégrité, de l'uniformité et de la fiabilité de toutes les informations présentées. Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et les lois sur les valeurs mobilières applicables. Le rapport de gestion a été préparé conformément au Règlement 51-102, partie 5.

La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion comporte l'utilisation d'estimations et d'hypothèses fondées sur le jugement de la direction, particulièrement lorsque les opérations ayant une incidence sur la période comptable considérée ne peuvent être déterminées avec certitude avant les périodes à venir. Les estimations et les hypothèses sont fondées sur l'expérience historique, la conjoncture actuelle et diverses autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances, avec une analyse critique des principales conventions comptables utilisées par la société comme il est décrit à la note 2 afférente aux états financiers consolidés. La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion inclut les informations portant sur l'incidence estimative d'événements et d'opérations futurs. Le rapport de gestion inclut également des informations sur la situation de trésorerie et les sources de financement, les tendances sur le plan de l'exploitation, les risques et les incertitudes. Les résultats réels futurs peuvent différer de manière importante de l'estimation actuelle de ces informations, parce que les événements et les circonstances futurs peuvent ne pas avoir lieu comme prévu. Les états financiers consolidés et le rapport de gestion ont été dressés adéquatement dans les limites raisonnables de l'importance relative et selon les informations disponibles jusqu'au 15 février 2006.

Pour s'acquitter de sa responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, la direction maintient un système exhaustif de contrôle interne et de vérification interne et s'y fie. Le système de contrôle interne comprend une politique écrite de conduite de la société; la mise en œuvre d'un cadre de gestion du risque; la division des responsabilités et la délégation des pouvoirs; et des conventions comptables judicieuses et prudentes qui font l'objet d'examens réguliers. Cette structure vise à fournir l'assurance raisonnable que les actifs sont protégés et que des informations fiables sont disponibles en temps opportun. Des vérificateurs internes évaluent de façon indépendante et continue l'efficacité de ces contrôles internes et présentent leurs constatations à la direction et au comité de vérification et des finances du conseil d'administration de Hydro One.

Les états financiers consolidés ont été vérifiés par Ernst & Young s.r.l., vérificateurs externes indépendants nommés par le conseil d'administration de Hydro One. La responsabilité des vérificateurs externes consiste à exprimer une opinion sur la présentation fidèle des états financiers consolidés selon les principes comptables généralement reconnus. Le rapport des vérificateurs, figurant à la page 54 dans le présent rapport annuel, fait état de la portée de leur vérification et de leur opinion.

Le conseil d'administration de Hydro One, par l'intermédiaire de son comité de vérification et des finances, est tenu de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne. Le comité de vérification et des finances de Hydro One rencontre périodiquement la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes afin de s'assurer que chaque groupe remplit ses tâches respectives et d'examiner les états financiers consolidés avant de recommander leur approbation par le conseil d'administration. Les vérificateurs externes ont librement et directement accès au comité de vérification et des finances, avec ou sans la présence de la direction, pour discuter de leur vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière et à l'efficacité du système de contrôles internes.

Le président et chef de la direction ainsi que le chef des finances ont attesté les états financiers consolidés annuels et le rapport de gestion annuel de Hydro One déposés en vertu des lois sur les valeurs mobilières provinciales, ainsi que les contrôles et les procédures de communication de l'information connexes, conformément au Règlement 52-109.

Au nom de la direction de Hydro One Inc.,

Le président et chef de la direction,

Le chef des finances,



Tom Parkinson



Beth Summers



Comité de direction

Beth Summers
Chef des finances

Tom Parkinson
Président et chef de la direction

Laura Formosa
Chef du contentieux et secrétaire

À l'actionnaire de Hydro One Inc.,

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Hydro One Inc. (la «société») aux 31 décembre 2005 et 2004 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de la société pour chacun des exercices de la période de deux ans terminée le 31 décembre 2005. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2005 et 2004 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices de la période de deux ans terminée le 31 décembre 2005 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.



Ernst & Young s.r.l.
Comptables agréés
Toronto, Canada

Le 15 février 2006

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004
Produits		
Transport (note 15)	1 310	1 262
Distribution (notes 3 et 15)	3 085	2 874
Divers	21	17
	4 416	4 153
Charges		
Achats d'électricité (notes 3 et 15)	2 131	1 987
Exploitation, entretien et administration	792	771
Amortissement (note 5)	487	480
	3 410	3 238
Recouvrement réglementaire (note 4)	—	91
Bénéfice avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	1 006	1 006
Charges de financement (note 6)	325	331
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	681	675
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés (notes 7 et 15)	198	177
Bénéfice net	483	498
Résultat de base et dilué par action ordinaire (en dollars canadiens) (note 14)	4 652	4 798

ÉTATS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004
Bénéfices non répartis aux 1 ^{er} janvier	887	654
Bénéfice net	483	498
Dividendes (note 14)	(291)	(265)
Bénéfices non répartis aux 31 décembre	1 079	887

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004
Actif		
Actif à court terme :		
Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses – 18 millions de dollars; 18 millions de dollars en 2004) <i>(note 15)</i>	622	707
Matières et fournitures	56	47
	678	754
Immobilisations corporelles <i>(note 8)</i> :		
Immobilisations en service	15 553	14 940
Moins : amortissement cumulé	5 818	5 475
	9 735	9 465
Immobilisations en cours	381	348
	10 116	9 813
Autres actifs à long terme :		
Actif de retraite reporté <i>(note 12)</i>	449	534
Actifs réglementaires <i>(note 9)</i>	430	443
Écart d'acquisition	133	133
Débiteurs à long terme et autres actifs	20	25
Coûts de la dette reportés	23	23
	1 055	1 158
Total de l'actif	11 849	11 725

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

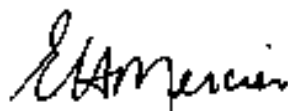
Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004
Passif		
Passif à court terme :		
Dette bancaire	9	9
Créditeurs et charges à payer (note 15)	700	630
Intérêts courus	43	44
Billets à court terme à payer (note 10)	—	40
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 10)	589	539
	1 341	1 262
Dette à long terme (note 10)	4 466	4 613
Autres passifs à long terme :		
Passifs réglementaires (note 9)	525	576
Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite (note 12)	716	654
Passifs environnementaux (note 13)	64	74
Créditeurs à long terme et charges à payer	21	22
	1 326	1 326
Total du passif	7 133	7 201
Éventualités et engagements (notes 11, 17 et 18)		
Capitaux propres (note 14)		
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	1 079	887
Total des capitaux propres	4 716	4 524
Total du passif et des capitaux propres	11 849	11 725

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,



Rita Burak
Présidente du conseil d'administration



Eileen Mercier
Présidente du comité de vérification et des finances

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	483	498
Rajustements pour éléments sans effet sur la trésorerie :		
Amortissement (déduction faite des coûts de retrait)	446	446
Amortissement de l'escompte	59	62
Services à basse tension	(24)	—
Comptes d'écart liés au règlement de détail	12	29
Recouvrement réglementaire (note 4)	—	(91)
	976	944
Variations des soldes hors caisse liées à l'exploitation (note 16)	194	(33)
Flux de trésorerie d'exploitation	1 170	911
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(691)	(727)
Autres actifs	9	19
Flux de trésorerie d'investissement	(682)	(708)
Activités de financement		
Dette à long terme émise	500	540
Dette à long terme remboursée	(648)	(472)
Billets à court terme à payer	(40)	15
Dividendes versés	(291)	(265)
Résiliation du swap de taux d'intérêt	(10)	—
Divers	1	7
Flux de trésorerie de financement	(488)	(175)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	—	28
Trésorerie et équivalents de trésorerie aux 1 ^{er} janvier	(9)	(37)
Trésorerie et équivalents de trésorerie aux 31 décembre (note 16)	(9)	(9)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Hydro One Inc. («Hydro One» ou la «société») a été constituée le 1^{er} décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) et est détenue en propriété exclusive par la province d'Ontario (la «province»). Les principales activités de Hydro One sont le transport et la distribution d'électricité à des clients en Ontario. Ces activités sont réglementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la «CEO»).

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Mode de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la société et de ses filiales en propriété exclusive : Hydro One Networks Inc. («Hydro One Networks»), Hydro One Remote Communities Inc. («Hydro One Remote Communities»), Hydro One Brampton Inc. («Hydro One Brampton»), Hydro One Telecom Inc., Hydro One Delivery Services Company, Inc., Hydro One Network Services Inc. («Hydro One Network Services»), 1316664 Ontario Inc., anciennement Ontario Hydro Energy Inc. («Ontario Hydro Energy») et Hydro One Markets Inc. («Hydro One Markets»).

En vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), Hydro One Network Services sera dissoute. Les anciennes Ontario Hydro Energy et Hydro One Markets ont été dissoutes au cours de 2005.

Méthode de comptabilisation

Les états financiers consolidés sont dressés selon les principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada.

Établissement des tarifs

Les tarifs des entreprises de transport et de distribution d'électricité de la société sont régis par la CEO. Les tarifs de transport existants ont été établis en 1999 en fonction d'un rendement cible de 9,88 % des capitaux propres attribuables à l'actionnaire ordinaire réputés et étaient fondés sur la réglementation des tarifs en fonction du coût de service. En octobre 2005, la CEO a amorcé une procédure visant à revoir nos tarifs de transport et à approuver nos besoins de revenus pour 2006, 2007 et 2008. Les tarifs de transport révisés devraient être mis en œuvre en 2007. Dans la première phase de cette procédure, la CEO envisagera des options pour suivre les excédents ou les insuffisances de bénéfice net comparativement à des rendements approuvés pour la période allant du 1^{er} janvier 2006 jusqu'à la mise en œuvre des tarifs de transport révisés. Les options envisagées par la CEO pourraient inclure l'utilisation d'un compte de report réglementaire ou un mécanisme de partage des bénéfices.

Les tarifs de distribution de la société sont également fondés sur un besoin de revenus qui comporte un taux de rendement. Les tarifs de distribution existants sont fondés sur un modèle de réglementation des tarifs en fonction du coût de service, qui comporte aussi un rendement cible de 9,88 % des capitaux propres attribuables à l'actionnaire ordinaire réputés. En août 2005, Hydro One Networks a déposé une demande pour son tarif de distribution dans le but de faire approuver une augmentation de 160 millions de dollars du besoin de revenus de 2006 pour son entreprise de distribution. Ce besoin est fondé sur un rendement de 9,00 % des capitaux propres, ce qui est conforme aux directives de la CEO pour l'établissement des tarifs de 2006. Une audience a été ouverte en janvier 2006, et l'on s'attend à une décision de la CEO plus tard au cours du premier trimestre de 2006.

La CEO a le pouvoir général d'inclure ou d'exclure les charges, les produits, les pertes ou les gains dans les tarifs d'une période donnée, qui ne sont donc pas constatés dans les mêmes périodes que dans le cas des entreprises non réglementées. Cette modification du moment de la constatation suppose l'application de la méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, entraînant la constatation d'actifs et de passifs réglementaires. Les actifs réglementaires de la société représentent certaines sommes à recevoir de clients

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

futurs et les coûts reportés à des fins comptables parce que, selon toute vraisemblance, ils seront recouvrés dans les tarifs futurs. De plus, la société a comptabilisé des passifs réglementaires qui représentent les montants des charges engagées au cours de périodes différentes de celles où elles l'auraient été si la société avait été non réglementée. Les actifs et les passifs réglementaires sont présentés dans le détail à la note 9.

Le 9 décembre 2004, la CEO a rendu publique sa décision quant au caractère prudent de divers comptes de report réglementaire ouverts avant le 31 décembre 2003, plus l'intérêt s'y rapportant. Par suite de la décision de la CEO, le pourcentage de nos actifs réglementaires assujettis à un rejet futur possible par la CEO a été grandement réduit. Cependant, les montants des actifs réglementaires inclus dans les comptes approuvés qui ont été constatés après le 31 décembre 2003 n'ont pas encore été revus par la CEO. De la même manière, les charges de retraite reportées liées à la distribution n'ont pas encore été revues par la CEO sous l'angle du principe de prudence. La société évalue constamment la probabilité de recouvrer chacun de ses actifs réglementaires et continue de croire qu'il est probable que la CEO prendra en compte ses actifs et ses passifs réglementaires dans l'établissement des tarifs futurs. Si, à une date ultérieure, la société juge qu'il n'est plus probable que la CEO inclue un actif ou un passif réglementaire dans les tarifs futurs, la valeur comptable appropriée sera reflétée dans les résultats d'exploitation de la période au cours de laquelle ce jugement est formulé.

Constatation et répartition des produits

Les produits tirés du transport sont recouvrés à même les tarifs approuvés par la CEO, lesquels sont fondés sur des besoins de revenus approuvés qui comportent un taux de rendement. Ces produits sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est transportée et livrée aux clients.

Les produits tirés de la distribution d'électricité sont fondés sur des tarifs de distribution approuvés par la CEO et sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est livrée aux clients. La société estime les produits mensuels de la période en fonction des achats de gros d'électricité, parce que les compteurs des clients ne font généralement pas l'objet d'une lecture à la fin de chaque mois. Les produits non facturés inclus dans les débiteurs au 31 décembre 2005 totalisaient 377 millions de dollars (318 millions de dollars en 2004).

Les produits tirés de la distribution comprennent également un montant pour le programme de protection tarifaire pour les clients résidentiels en région rurale et éloignée, qui est reçu de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la «SIERÉ»), d'après un tarif standard pour la clientèle qui est approuvé par la CEO. La loi actuelle offre une protection tarifaire à des catégories prescrites de consommateurs résidentiels en région rurale et éloignée en réduisant les tarifs d'électricité qui s'appliqueraient autrement.

Les produits sectoriels pour le transport, la distribution et d'autres unités d'exploitation incluent aussi des produits liés à la vente d'autres services et matériel. Ces produits sont constatés lorsque les services sont fournis ou lorsque le matériel est livré.

Impôts sur les bénéfices des sociétés et impôts sur le capital

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, Hydro One est tenue de verser des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la «SFIÉO»). Ces paiements sont calculés selon les règles de calcul du bénéfice et du capital imposable et d'autres montants pertinents, prévues dans la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) ainsi que dans la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario), modifiées par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et les règlements y afférents.

La société comptabilise des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés pour ses entreprises réglementées à l'aide de la méthode des impôts exigibles, comme l'ordonne la CEO. En vertu de cette méthode, aucune provision n'est constituée pour les impôts sur les bénéfices futurs à l'égard des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. Lorsque des impôts sur les bénéfices futurs non comptabilisés sont exigibles, ils doivent être inclus dans les tarifs approuvés par la CEO et récupérés alors auprès des clients de Hydro One. Les paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés relatifs aux entreprises non réglementées de la société sont comptabilisés selon la méthode du report variable.

Matières et fournitures

Les matières et les fournitures représentent les pièces de rechange et les matériaux de construction acquis pour la construction interne et l'entretien des immobilisations corporelles. Ces actifs sont comptabilisés selon le moindre du coût moyen et de la valeur de réalisation nette.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont capitalisées au coût, qui comprend les matières et la main-d'œuvre, les frais d'ingénierie, les coûts indirects, l'amortissement du matériel de service et la répartition approuvée des fonds utilisés pendant la construction applicables aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises réglementées ou les intérêts s'appliquant aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises non réglementées.

Les immobilisations corporelles en service comprennent les actifs liés au transport, à la distribution, aux communications ainsi qu'à l'administration et au service et les servitudes. Elles incluent aussi les actifs qui seront utilisés ultérieurement comme les terrains et les coûts de développement capitalisés relatifs à des projets d'investissement reportés.

Certains des actifs de la société liés au transport et à la distribution, surtout ceux qui se trouvent sur des servitudes et des droits de passage qu'elle ne détient pas, peuvent être assortis d'obligations liées à la mise hors service. La majorité des servitudes et des droits de passage de la société sont soit perpétuels, soit renouvelés automatiquement chaque année. Les droits fonciers d'une durée déterminée sont généralement prolongés ou renouvelés. Comme la société s'attend à utiliser la majeure partie de ses actifs installés pendant une période indéterminée, aucune date de retrait ne peut être déterminée, d'où l'impossibilité d'estimer la juste valeur des obligations liées à la mise hors service des immobilisations connexes à l'heure actuelle. S'il devient possible d'estimer la juste valeur du coût du retrait des actifs que la société est tenue de retirer aux termes de la loi, une obligation liée à la mise hors service sera alors constatée.

Transport

Les actifs liés au transport incluent les immobilisations utilisées pour le transport de l'électricité sous haute tension, comme les lignes de transport, les structures de soutien, les fondations, les isolants, le matériel de raccordement et les installations de mise à la terre ainsi que les immobilisations utilisées pour augmenter la tension de l'électricité provenant des centrales en ce qui concerne le transport et pour réduire la tension en ce qui concerne la distribution, comme les transformateurs, les disjoncteurs et les commutateurs.

Distribution

Les actifs liés à la distribution incluent les immobilisations liées à la distribution d'électricité sous basse tension, comme les lignes de distribution, les poteaux, les commutateurs, les transformateurs, les dispositifs de protection et les compteurs.

Communications

Les actifs liés aux communications incluent le système radio à micro-ondes et à fibres optiques, le fil de terre à fibres optiques, les pylônes, le matériel téléphonique et les bâtiments qui y sont associés.

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Administration et service

Les actifs liés à l'administration et au service incluent les bâtiments administratifs, les principaux systèmes informatiques, les ordinateurs personnels, le matériel de transport et de travail, les outils, les véhicules et certaines immobilisations corporelles mineures.

Servitudes

Les servitudes incluent les droits prévus par la loi découlant de l'usage de couloirs de transport et de terrains voisins accordés en vertu de la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs* ainsi que les autres montants liés aux droits d'accès.

Construction en cours

Les coûts indirects, y compris les coûts des fonctions et des services du siège social, sont capitalisés selon la méthode du coût entier. Les coûts de financement des immobilisations corporelles en cours de construction sont capitalisés selon la provision pour les fonds utilisés pendant la construction (6,8 % en 2005 et 7,0 % en 2004).

Amortissement

Le coût en capital des immobilisations corporelles est amorti selon la méthode linéaire, sauf pour le matériel de transport et de travail et les ordinateurs personnels, qui sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif à taux constant.

Les taux d'amortissement des diverses catégories d'actifs sont fondés sur la durée de vie utile. La durée de vie utile restante moyenne et la fourchette de durées de vie utile des immobilisations corporelles se présentent comme suit :

	Durée de vie utile (en années)	
	Fourchette	Moyenne
Transport	12 - 100	57
Distribution	15 - 75	41
Communications	7 - 40	21
Administration et service	5 - 50	41

Les taux d'amortissement des servitudes sont fondés sur la durée du contrat. La plupart des servitudes sont détenues à perpétuité et ne sont pas amorties.

Selon les pratiques d'amortissement par classes homogènes, le coût d'origine de la mise hors service normale des immobilisations corporelles est imputé à l'amortissement cumulé, mais aucun gain ni aucune perte à cet égard n'apparaît dans les résultats d'exploitation. Les gains réalisés et les pertes subies à la vente d'immobilisations corporelles, de même que les pertes causées par une mise hors service prématurée, sont imputés aux résultats d'exploitation à titre de rajustements de la dotation aux amortissements. La dotation aux amortissements comprend également le coût de retrait des immobilisations corporelles quand une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation corporelle est constatée.

Les durées de vie utile des immobilisations corporelles sont revues régulièrement. Les changements découlant de cette révision sont appliqués sur la durée de vie utile restante, à compter de l'exercice au cours duquel ils ont une incidence sur les tarifs.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût des sociétés de distribution locale acquises sur la juste valeur de l'actif net identifiable acquis, et des tests de dépréciation sont appliqués tous les ans, ou plus souvent si les circonstances l'exigent. Aux termes du chapitre 3062 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés*, intitulé «Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels», la dépréciation de l'écart d'acquisition est

mesurée par comparaison de la juste valeur de l'unité d'exploitation et de la valeur comptable sous-jacente des actifs nets de cette unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition, toute réduction de la valeur comptable de l'écart d'acquisition étant imputée aux résultats d'exploitation.

La société a établi que l'écart d'acquisition n'a pas perdu de valeur. La totalité de l'écart d'acquisition est attribuable au secteur de la distribution.

Coûts de la dette reportés

Les coûts de la dette reportés incluent la tranche non amortie des coûts d'émission de la dette. Les coûts de la dette reportés sont amortis selon la méthode de l'amortissement à intérêts composés jusqu'à l'échéance de la dette.

Instruments financiers dérivés

La société utilise régulièrement des swaps de taux d'intérêt pour gérer les risques de taux d'intérêt. Les paiements et les encaissements en vertu des swaps de taux d'intérêt sont constatés en tant que rajustements des intérêts débiteurs selon la comptabilité d'exercice. La société désigne officiellement ses couvertures, documente toutes ses relations de couverture et mesure officiellement l'efficacité des couvertures. Dans le cas de l'extinction d'une relation de couverture ou de l'inefficacité d'une relation, les gains ou les pertes réalisés ou latents sont comptabilisés en résultat.

La société ne prend pas part à des activités de négociation ou de spéculation touchant les instruments dérivés.

Escomptes, primes et couvertures

Les escomptes, les primes et les gains et les pertes découlant des couvertures sont amortis sur la durée de la dette connexe.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs offerts par Hydro One comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance-vie, un régime d'assurance médicale et un régime d'assurance invalidité à long terme.

Selon les ordonnances tarifaires de la CEO, les coûts de retraite sont comptabilisés lorsque les cotisations patronales sont versées à la caisse de retraite, conformément à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Des évaluations actuarielles sont effectuées tous les trois ans, au minimum. Les coûts de retraite sont aussi calculés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les coûts de retraite sont calculés de manière actuarielle à l'aide de la méthode de répartition des prestations au prorata des services et d'après les hypothèses les plus probables de la direction quant à l'effet des événements futurs, y compris les hausses salariales futures, sur la valeur actuarielle des prestations constituées. L'actif du régime de retraite, comprenant principalement des titres de participation cotés en Bourse et des titres de créance de gouvernements et de sociétés, est évalué à partir des justes valeurs. Les coûts des services passés découlant de modifications du régime et tous les gains et toutes les pertes actuariels sont amortis de manière linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés couverts.

Les avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Des actuaires indépendants déterminent les coûts en utilisant la méthode de répartition des prestations au prorata des services et en se fondant sur les hypothèses les plus probables de la direction. Les coûts des services passés découlant de modifications du régime ainsi que les gains et les pertes actuariels sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés couverts.

Les coûts des avantages sociaux futurs sont attribués à la main-d'œuvre et imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles.

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Coûts environnementaux

Hydro One constate un passif pour les dépenses futures estimatives associées à l'évaluation et à la restauration des sites contaminés ainsi qu'au retrait progressif et à la destruction de l'huile minérale contaminée aux biphényles polychlorés («BPC») du matériel électrique, d'après la valeur actualisée nette de ces dépenses futures estimatives. Comme la société prévoit continuer à recouvrer les dépenses connexes au moyen des tarifs futurs, un actif réglementaire a été constaté pour tenir compte du recouvrement futur de ces coûts auprès des clients. Hydro One revoit régulièrement ses estimations des dépenses futures liées à l'environnement.

Emploi d'estimations

La préparation des états financiers selon les PCGR du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs, et la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date du bilan ainsi que les montants constatés des produits et des charges de l'exercice. Les résultats réels pourraient différer des estimations, notamment en raison de futures décisions prises par la CEO ou la province.

3. CRÉDIT SUR LES FACTURES D'ÉLECTRICITÉ

En vertu d'un nouveau règlement émis en octobre 2005, les clients admissibles à la grille de tarifs réglementés reçoivent un crédit unique reflétant un coût de l'électricité moins élevé que le prix fixé pour l'électricité entre le 1^{er} avril 2004 et le 31 mars 2005. Au cours du quatrième trimestre de 2005, les produits d'exploitation et les coûts d'achats d'électricité ont été réduits de 140 millions de dollars. L'application du crédit unique n'a pas entraîné de rajustement du bénéfice net de la période considérée ou de périodes antérieures.

4. RECOUVREMENT RÉGLEMENTAIRE

La *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* a entraîné la suspension d'une hausse tarifaire préalablement approuvée se rapportant aux coûts annuels des services à basse tension pour les sociétés de distribution locale intégrées et les clients directs. Les coûts connexes sont imputés annuellement aux résultats d'exploitation de la société. Sous réserve de l'approbation future de la CEO, la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* permettait également l'établissement d'un compte de report réglementaire pour comptabiliser les montants liés aux services à basse tension à recouvrer auprès des clients futurs. Vu l'incertitude du recouvrement, les montants comptabilisés dans ce compte de report réglementaire entre le 1^{er} mai 2002 et le 9 décembre 2004 n'ont pas été constatés auparavant comme des actifs réglementaires. De même, la société n'a pas reflété certains autres coûts, tels que l'intérêt, en tant qu'actifs réglementaires dans les états financiers des exercices précédents.

Le 31 mai 2004, Hydro One a demandé le recouvrement d'environ 156 millions de dollars inclus dans divers comptes de report réglementaire avant le 31 décembre 2003. Le recouvrement demandé incluait principalement les montants liés au réseau à basse tension non constatés auparavant en tant qu'actifs réglementaires, ainsi que l'intérêt sur tous les soldes demandés. À la suite des preuves verbales et écrites présentées par Hydro One, la CEO a rendu une décision le 9 décembre 2004 évoquant le caractère prudent des soldes de comptes de report liés à la distribution inclus dans la demande. La CEO a approuvé tous les montants, sauf environ 12 millions de dollars du montant demandé, pour le recouvrement sur la période se terminant le 30 avril 2008. Par suite de ce recouvrement réglementaire réussi, la société a comptabilisé une augmentation du solde de l'actif réglementaire, qui reflète principalement le recouvrement futur de coûts ayant déjà été imputés aux résultats d'exploitation sans constatation de produits correspondants.

Le recouvrement réglementaire de 2004 se composait des éléments suivants :

Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004
Services à basse tension – 2002	17
Services à basse tension – 2003	25
Services à basse tension – 2004	23
Augmentation de l'intérêt	18
Divers	8
	91

5. AMORTISSEMENT

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004
Amortissement des immobilisations en service	369	370
Coût de retrait d'immobilisations corporelles	41	34
Amortissement des actifs réglementaires et d'autres actifs	77	76
	487	480

6. CHARGES DE FINANCEMENT

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004
Intérêts sur les billets à court terme à payer	1	1
Intérêts sur la dette à long terme à payer	297	286
Amortissement de l'escompte	58	62
Divers	5	7
Moins : intérêts capitalisés sur les constructions en cours	(21)	(23)
intérêts capitalisés sur les actifs réglementaires	(10)	—
intérêts gagnés sur les placements	(5)	(2)
	325	331

7. PROVISION POUR PAIEMENTS EN REMPLACEMENT DES IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES DES SOCIÉTÉS

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés («PER») diffère du montant qui aurait été comptabilisé d'après le taux d'imposition du gouvernement fédéral et de l'Ontario combiné prévu par la loi. Le rapprochement entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition réel est comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004
Bénéfice avant provision pour PER	681	675
Taux d'impôt sur les bénéfices fédéral et de l'Ontario prévu par la loi	36,12 %	36,12 %
Provision pour PER au taux prévu par la loi	246	244
(Diminution) augmentation découlant de :		
Écarts temporaires nets :		
Cotisation au régime de retraite en excédent de la charge de retraite	(25)	(23)
Pertes reportées en avant d'une filiale utilisées	(21)	—
Recouvrement réglementaire	—	(33)
Intérêts capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	(11)	(8)
Charge des avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite en excédent des paiements au comptant	8	9
Dépenses liées à l'environnement	(5)	(6)
Dédution pour amortissement en excédent de l'amortissement	1	(7)
Divers	(9)	(9)
Écarts temporaires nets	(62)	(77)
Écarts permanents :		
Impôt des grandes sociétés	13	16
Divers	1	(6)
Écarts permanents nets	14	10
Provision pour PER	198	177
Taux d'imposition réel	29,07 %	26,22 %

En mai 2005, Hydro One a conclu une entente de règlement d'une réclamation légale en instance permettant la dissolution d'une de ses filiales. Par conséquent, il a été établi qu'il était plus probable qu'improbable que Hydro One puisse avoir droit aux pertes fiscales cumulées de la filiale et un actif d'impôts futurs d'environ 21 millions de dollars a été constaté au cours du deuxième trimestre. Au 31 décembre 2005, il reste environ 9 millions de dollars de ce montant qui pourront être utilisés en 2006.

Les impôts futurs se rapportant aux entreprises réglementées n'ont pas été comptabilisés, car ils devraient être recouvrés au moyen des revenus futurs. Au 31 décembre 2005, des passifs d'impôts futurs de 265 millions de dollars (224 millions de dollars en 2004), qui sont fondés sur les taux d'imposition pratiquement en vigueur, n'étaient pas comptabilisés. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la provision pour PER de la société aurait été constatée selon la comptabilité d'exercice plutôt que selon la méthode des impôts exigibles. Par conséquent, la provision pour PER aurait été plus élevée d'environ 41 millions de dollars.

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Immobilisations en service	Amortissement cumulé	Construction en cours	Total
2005				
Transport	8 124	2 889	239	5 474
Distribution	5 319	1 995	65	3 389
Communications	752	344	46	454
Administration et service	877	530	31	378
Servitudes	481	60	—	421
	15 553	5 818	381	10 116
2004				
Transport	7 833	2 753	249	5 329
Distribution	5 066	1 884	55	3 237
Communications	744	309	31	466
Administration et service	816	471	13	358
Servitudes	481	58	—	423
	14 940	5 475	348	9 813

Les coûts de financement des immobilisations corporelles en cours de construction sont capitalisés, y compris la provision pour les fonds utilisés pendant la construction des actifs réglementés et l'intérêt applicable aux actifs non réglementés, et ont totalisé 21 millions de dollars en 2005 (23 millions de dollars en 2004).

9. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Les actifs et les passifs réglementaires résultent du processus de tarification. Hydro One a enregistré les actifs et les passifs réglementaires suivants (voir les notes 2 et 4) :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004
Actifs réglementaires :		
Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite	126	168
Compte de recouvrement d'actif réglementaire	88	121
Environnement	79	89
Retraite	76	34
Services à basse tension	53	26
Divers	8	5
Total des actifs réglementaires	430	443
Passifs réglementaires :		
Montant de retraite reporté	449	534
Frais d'exportation et de transit	32	19
Comptes d'écart liés au règlement de détail	30	14
Divers	14	9
Total des passifs réglementaires	525	576

9. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES (suite)

Actifs réglementaires

Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite

Les avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite sont constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice, selon les PCGR du Canada. La CEO a permis le recouvrement des coûts des services passés, qui ont découlé de l'adoption de la méthode de la comptabilité d'exercice, dans les besoins de revenus selon la méthode linéaire sur une période de dix ans. En conséquence, en 1999, Hydro One a enregistré un actif réglementaire d'un solde initial de 419 millions de dollars pour tenir compte de ce traitement réglementaire. Cet actif réglementaire a une période de recouvrement résiduelle de trois ans (quatre ans en 2004) et ne crée pas de rendement. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la dotation aux amortissements de 2005 aurait été moins élevée d'environ 42 millions de dollars.

Compte de recouvrement d'actif réglementaire («CRAR»)

Le 9 décembre 2004, la CEO a rendu publique une décision quant à la prudence de la plupart des soldes de comptes de report réglementaire liés à la distribution, élément soulevé par Hydro One dans sa demande du 31 mai 2004 (voir la note 4). Les montants recouvrables représentent les soldes engagés avant le 31 décembre 2003, plus l'intérêt connexe. La CEO a ordonné que les soldes approuvés soient regroupés en un seul CRAR devant être recouvert de manière linéaire au cours de la période se terminant le 30 avril 2008. Le CRAR comprend les montants liés aux services à basse tension de l'entreprise de distribution, les dépenses liées à l'environnement reportées qui ont été engagées en 2001 et en 2002, les dépenses de préparation au marché reportées, les montants des écarts liés au règlement de détail et les autres montants consistant essentiellement en intérêts courus. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la dotation aux amortissements de 2005 aurait été moins élevée d'environ 20 millions de dollars. En outre, les charges de financement connexes auraient été plus élevées de 7 millions de dollars.

Environnement

Hydro One a constitué une provision pour les dépenses futures estimatives nécessaires pour remédier à la contamination environnementale passée. Étant donné que ces dépenses devraient être recouvrables à même les tarifs futurs, la société a constaté la valeur actualisée nette de ces dépenses environnementales futures estimatives comme un actif réglementaire. Cet actif réglementaire devrait être passé progressivement en résultat d'une manière conforme au modèle des dépenses réelles qui doivent, selon les prévisions, être engagées jusqu'à l'exercice 2030. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, en 2005, la dotation aux amortissements aurait été moins élevée, et les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration auraient été plus élevées de 14 millions de dollars. Au cours de 2004, la société a relevé un risque accru associé à la migration possible de la contamination vers l'extérieur de certains de ses sites de transport par l'eau pluviale d'orage. Vu la nécessité de régler ce problème, en 2004, la société a rajusté son évaluation des terrains et son estimation des dépenses de restauration, et a accru son actif réglementaire et le passif environnemental compensatoire d'environ 16 millions de dollars (voir la note 13). La CEO a la possibilité d'examiner et d'évaluer la prudence des dépenses réglementaires futures de Hydro One et le moment où elles sont recouvrées.

Retraite

Dans une décision rendue le 14 juillet 2004, la CEO a approuvé l'établissement d'un compte réglementaire par la société pour comptabiliser les cotisations au régime de retraite se rapportant à l'entreprise de distribution de la société qui auraient autrement été imputées aux résultats d'exploitation. L'actif réglementaire inclut également

les sommes à payer à Inergi LP («Inergi») à partir de 2005 relativement à une convention de partage des risques liée au déséquilibre entre l'actif et le passif de la caisse de retraite à l'égard du personnel muté (voir la note 18). Dans sa décision, la CEO a conclu que les dépenses de ce genre engagées prudemment sont généralement recouvrables dans le cadre de la demande de tarification générale. La société a inclus une demande de recouvrement dans sa demande relative aux tarifs de distribution actuellement à l'étude par la CEO.

Services à basse tension

La décision prise par la CEO le 9 décembre 2004 permet de reporter le recouvrement des montants liés au réseau à basse tension approuvés auparavant, dans le cadre du CRAR, pour la période allant jusqu'au 31 décembre 2003. Compte tenu de cette décision, la société a déterminé qu'il est probable que, à une date ultérieure, la CEO approuve aussi le recouvrement des montants liés aux services à basse tension attribuables à 2004 et à 2005, plus les intérêts. Par conséquent, la société a constaté un actif réglementaire reflétant ce recouvrement futur probable.

Passifs réglementaires

Montant de retraite reporté

Conformément à l'ordonnance tarifaire transitoire de 1999 de la CEO, les coûts de retraite sont comptabilisés dans les résultats d'exploitation lorsque les cotisations patronales sont versées au régime de retraite. L'actif de retraite reporté de la société représente l'écart cumulatif entre les cotisations patronales et les coûts de retraite, et le passif réglementaire au titre du régime de retraite reporté résulte de la constatation par la société, selon les directives de la CEO, des produits et des charges dans des périodes différentes de celles de la constatation de ces mêmes produits et charges pour une entreprise non réglementée. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la charge de retraite de la société aurait été constatée selon la comptabilité d'exercice plutôt que selon la comptabilité de caisse. Par conséquent, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration auraient été plus élevées d'environ 38 millions de dollars, en supposant aucun report réglementaire lié à l'entreprise de distribution ni aucun montant lié au régime de retraite de Inergi. En outre, les charges de financement connexes auraient été plus élevées de 4 millions de dollars.

Frais d'exportation et de transit

Conformément aux règles du marché, des frais d'exportation et de transit sont recouvrés par la SIERÉ et versés à Hydro One à raison de 1 \$ le MW sur l'électricité exportée à l'extérieur de l'Ontario. La société prévoit que les sommes cumulées de ces frais d'exportation et de transit, plus les intérêts, seront prises en compte par la CEO dans l'évaluation des besoins de revenus de notre entreprise de transport, dans le cadre de notre prochaine demande de tarification générale pour le transport.

Comptes d'écart liés au règlement de détail

Hydro One a reporté certains montants d'écart liés au règlement de détail en vertu des dispositions de l'article 490 du *Accounting Procedures Handbook* de la CEO. La décision de la CEO du 9 décembre 2004 permet le recouvrement des écarts liés au règlement de détail cumulés avant le 31 décembre 2003, y compris les intérêts, dans le CRAR. La société prévoit que la CEO inclura le solde net de ce compte réglementaire dans les tarifs futurs.

10. DETTE

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004
Billets à court terme à payer	—	40
Dettes à long terme :		
Débiteures, 6,94 %, échéant en 2005	—	200
Billets, 4,00 %, échéant en 2005	—	339
Billets, 4,10 %, échéant en 2006 ¹	—	109
Billets, 4,15 %, échéant en 2006	280	280
Billets, 4,20 %, échéant en 2006	168	168
Billets, 4,30 %, échéant en 2006	141	141
Billets, 4,45 %, échéant en 2007	282	282
Billets, 4,55 %, échéant en 2007	73	73
Billets, 4,10 %, échéant en 2007 ²	40	40
Billets, 4,00 %, échéant en 2008	500	500
Billets, 3,95 %, échéant en 2009	400	250
Débiteures, 7,15 %, échéant en 2010	400	400
Billets, 6,40 %, échéant en 2011	250	250
Billets, 5,77 %, échéant en 2012	600	600
Débiteures, 7,35 %, échéant en 2030	400	400
Billets, 6,93 %, échéant en 2032	500	500
Billets, 6,35 %, échéant en 2034	385	385
Billets, 5,36 %, échéant en 2036	350	—
Billets, 6,59 %, échéant en 2043	315	315
	5 084	5 232
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	(589)	(539)
escomptes non amortis, montant net	(14)	(73)
pertes non amorties découlant des couvertures	(15)	(7)
Dettes à long terme	4 466	4 613

¹ Le 16 décembre 2005, des billets à 4,10 % échéant en 2006 ont été remboursés.

² Obligation à taux croissant, après trois ans partant de 4,10 % et allant jusqu'à 6,40 %, pouvant être prolongée jusqu'en 2011.

La dette à court terme représente les billets émis dans le cadre du programme de papier commercial de la société. Les billets sont libellés en dollars canadiens et ont diverses échéances ne dépassant pas 365 jours. En 2004, les billets portaient intérêt au taux moyen pondéré de 2,3 %.

Hydro One a obtenu auprès d'un syndicat bancaire des facilités de crédit renouvelables consenties et inutilisées de 750 millions de dollars échéant en août 2006 avec option de prorogation de deux ans. Lorsque ces facilités seront utilisées, le taux d'intérêt appliqué sera fondé sur les taux de référence canadiens. Ces facilités soutiennent le programme de papier commercial de la société.

La société émet des billets pour le financement à long terme de son programme de billets à moyen terme. Le montant maximal du capital qu'elle est autorisée à émettre en vertu de ce programme s'élève à 2 500 millions de dollars. La totalité de ce capital est toujours à émettre et encore disponible jusqu'en juillet 2007.

La dette à long terme est assujettie à des clauses restrictives qui, entre autres, limitent la dette permise en tant que pourcentage du total de la structure du capital, restreignent notre capacité de vendre les actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Au 31 décembre 2005, la société respectait ces clauses restrictives.

La dette à long terme, libellée en dollars canadiens, n'est pas garantie. Elle est présentée dans le tableau suivant selon le nombre d'années avant l'échéance :

Années avant l'échéance	Capital impayé sur les billets et les débentures (en millions de dollars canadiens)	Taux d'intérêt moyen pondéré (pour cent)
1 an	589	4,2
2 ans	395	4,4
3 ans	500	4,0
4 ans	400	4,0
5 ans	400	7,2
	2 284	4,7
6 à 10 ans	850	6,0
Plus de 10 ans	1 950	6,6
	5 084	5,6

11. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE

La valeur comptable de tous les instruments financiers, à l'exception de la dette à long terme, se rapproche de leur juste valeur. La juste valeur des instruments financiers dérivés reflète le montant estimatif que la société, si elle devait régler un contrat en cours, aurait dû payer ou serait en droit de recevoir à la fin de l'exercice. La juste valeur de la dette à long terme, fondée sur le cours du marché à la fin de l'exercice de la même dette ou d'une dette semblable comptant le même nombre d'années avant l'échéance, figure dans le tableau suivant :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005		2004	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme ¹	5 084	5 697	5 232	5 658

¹ La valeur comptable de la dette à long terme représente la valeur nominale des billets et des débentures.

Hydro One peut conclure des swaps de taux d'intérêt fixe à terme ou des contrats de vente à terme d'obligations du gouvernement du Canada pour couvrir les effets des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les emprunts à long terme à taux fixe. Ces opérations sont comptabilisées comme des couvertures de flux de trésorerie des opérations prévues. En 2004, Hydro One a conclu un swap de taux d'intérêt à terme comportant un notionnel de 100 millions de dollars pour fixer le taux d'intérêt d'une émission future prévue pour 2005. En 2005, Hydro One a conclu un autre swap de taux d'intérêt à terme pour fixer un notionnel supplémentaire de 50 millions de dollars. Au cours de 2005, la société a mis fin aux deux swap de taux d'intérêt à terme pour un paiement net au comptant de 10 millions de dollars qui est amorti selon la méthode de l'amortissement à intérêts composés sur la durée de 30 ans de la dette connexe.

Au 31 décembre 2005, la société avait un accord de swap de taux d'intérêt variable lié à une émission d'obligations à taux croissant ayant une date d'échéance initiale en 2007, et des dates d'échéance prolongée allant jusqu'en 2011. Le swap de taux d'intérêt est comptabilisé comme une couverture de juste valeur. Cet accord comporte un notionnel de 40 millions de dollars.

La société ne court pas de risque important de contrepartie étant donné que la juste valeur des contrats de swap de taux d'intérêt était négligeable en 2005 (néant en 2004).

11. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE (suite)

Les actifs financiers exposent Hydro One au risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, causant une perte financière. Au 31 décembre 2005, il n'existait aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard d'une catégorie donnée d'actifs financiers. La société tire ses produits d'exploitation auprès d'une vaste clientèle. En conséquence, Hydro One n'a pas tiré de produits importants d'un seul client. Au 31 décembre 2005, aucun solde important des débiteurs n'était exigible auprès d'un seul client.

La société continuera d'utiliser des instruments dérivés pour gérer le risque de taux d'intérêt. Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit étant donné que la contrepartie peut ne pas respecter ses engagements. Hydro One surveille et minimise le risque de crédit par diverses techniques, dont la négociation avec des contreparties jouissant d'une cote de solvabilité très élevée, la limite du niveau de risque total à des contreparties individuelles et la conclusion d'ententes cadres permettant un règlement net.

12. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Hydro One a un régime de retraite à prestations déterminées contributif pour tous les salariés permanents de Hydro One et de ses filiales, à l'exception de Hydro One Brampton. Les salariés de Hydro One Brampton participent au Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario («OMERS»), caisse de retraite qui regroupe de multiples entreprises du secteur public. Les cotisations actuelles de Hydro One Brampton sont d'environ 1 million de dollars annuellement.

Répartition des actifs

Les actifs du régime de retraite de Hydro One étaient répartis comme suit aux 31 décembre 2005 et 2004 :

Aux 31 décembre	% des actifs du régime	
	2005	2004
Titres de participation	60,6	59,2
Titres de créance	36,2	36,2
Divers	3,2	4,6
	100,0	100,0

Autres renseignements

Le régime de retraite de Hydro One ne compte pas de titres de participation directs de la société, mais comptait des titres de créance de la province de 79 millions de dollars et de 83 millions de dollars respectivement aux 31 décembre 2005 et 2004.

Le régime de retraite de la société prévoit des prestations fondées sur le salaire moyen des trois meilleures années ouvrant droit à pension. Pour les nouveaux employés de direction qui ont commencé à travailler à partir du 1^{er} janvier 2004, et pour les nouveaux membres professionnels de Society of Energy embauchés après le 17 novembre 2005, les prestations sont fondées sur le salaire moyen des cinq meilleures années ouvrant droit à pension. Après la retraite, les prestations de retraite sont indexées pour tenir compte de l'inflation. La date d'évaluation servant à déterminer l'actif du régime et l'obligation au titre des prestations constituées est le 31 décembre. D'après l'évaluation actuarielle au 31 décembre 2003 produite le 22 septembre 2004, la société a versé 83 millions de dollars à son régime de retraite à l'égard de 2005 (74 millions de dollars en 2004), la totalité de cette somme étant nécessaire pour répondre aux besoins de capitalisation minimums. Les cotisations sont payables un mois à terme échu. Toutes les cotisations devraient être faites au comptant. Avant 2004, la société n'était pas tenue de cotiser au régime de retraite, car la dernière évaluation actuarielle, au 31 décembre 2000, indiquait que le régime dégageait un surplus. Les cotisations après 2006 seront fondées sur une évaluation actuarielle réalisée au plus tard le 31 décembre 2006 et dépendront des rendements futurs des placements et des variations des prestations ou des hypothèses actuarielles.

Le total des paiements au comptant des avantages sociaux futurs effectués en 2005, consistant en liquidités versées par la société à son régime de retraite par capitalisation et en des paiements au comptant effectués directement aux bénéficiaires pour ses autres régimes d'avantages sans capitalisation, s'est établi à 123 millions de dollars (110 millions de dollars en 2004).

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régime de retraite		Avantages futurs autres que le régime de retraite	
	2005	2004	2005	2004
Variation de l'obligation au titre des prestations constituées				
Obligation au titre des prestations constituées aux 1 ^{er} janvier	4 862	4 323	966	897
Coût des services rendus au cours de l'exercice	83	76	26	24
Intérêts débiteurs	277	254	57	54
Prestations versées	(248)	(232)	(40)	(36)
Modifications du régime	—	—	1	—
Perte actuarielle nette	381	441	133	27
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	5 355	4 862	1 143	966
Variation des actifs du régime				
Juste valeur des actifs du régime aux 1 ^{er} janvier	4 243	3 939	—	—
Rendement réel des actifs du régime	630	458	—	—
Prestations versées	(248)	(232)	—	—
Cotisations patronales ¹	83	74	—	—
Cotisations salariales	16	16	—	—
Charges d'administration	(11)	(12)	—	—
Juste valeur des actifs du régime aux 31 décembre	4 713	4 243	—	—
Situation de capitalisation				
(Obligation au titre des prestations sans capitalisation)	(642)	(619)	(1 143)	(966)
Pertes actuarielles nettes non amorties	1 069	1 128	385	271
Coût non amorti au titre des services passés	22	25	6	6
Actif de retraite reporté (passif au titre des prestations constituées)	449	534	(752)	(689)
Moins : tranche à court terme	—	—	36	35
Actif de retraite reporté (passif à long terme)	449	534	(716)	(654)

¹⁾ En janvier 2006, la société a versé une cotisation de 8 millions de dollars à l'égard de 2005 (en 2005, 7 millions de dollars à l'égard de 2004).

12. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS (suite)

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régime de retraite		Avantages futurs autres que le régime de retraite	
	2005	2004	2005	2004
Composantes du coût net périodique des prestations				
Coût des services rendus au cours de l'exercice,				
déduction faite des cotisations salariales	67	60	26	24
Intérêts débiteurs	277	254	57	54
Rendement réel des actifs du régime, déduction				
faite des charges	(619)	(446)	—	—
Perte actuarielle	381	441	133	27
Divers	—	—	—	(1)
Coûts apparaissant durant la période	106	309	216	104
Écarts entre les coûts apparaissant durant la période				
et les coûts constatés durant la période à l'égard				
des éléments suivants :				
Rendement des actifs du régime	327	174	—	—
Gain actuariel	(268)	(362)	(113)	(11)
Modifications du régime	3	3	—	1
Coût net périodique des prestations ²	168	124	103	94
Imputé aux résultats d'exploitation ²	23	22	64	56
Effet d'une augmentation de 1 % du coût des soins de santé sur :				
Obligation au titre des prestations constituées aux				
31 décembre	—	—	171	124
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	—	—	12	11
Effet d'une diminution de 1 % du coût des soins de santé sur :				
Obligation au titre des prestations constituées aux				
31 décembre	—	—	(133)	(108)
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	—	—	(10)	(9)
Hypothèses importantes				
Coût net périodique des prestations :				
Taux de rendement prévu des actifs du régime	7,00 %	7,00 %	—	—
Taux d'actualisation moyen pondéré	5,75 %	6,00 %	5,93 %	6,18 %
Taux d'indexation des échelles salariales (compte non				
tenu de la rémunération au mérite)	3,25 %	3,25 %	3,25 %	3,25 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	2,75 %	2,25 %	2,75 %	2,25 %
Durée résiduelle moyenne d'activité des				
salariés (en années)	10	12	10	11
Taux d'augmentation du coût des soins de santé ³	—	—	4,40 %	4,40 %
Obligation au titre des prestations constituées aux				
31 décembre :				
Taux d'actualisation moyen pondéré	5,00 %	5,75 %	4,98 %	5,93 %
Taux d'indexation des échelles salariales (compte				
non tenu de la rémunération au mérite)	3,25 %	3,25 %	3,25 %	3,25 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	2,50 %	2,75 %	2,50 %	2,75 %
Taux d'augmentation du coût des soins de santé ⁴	—	—	4,40 %	4,40 %

²⁾ La société suit la méthode de la comptabilité de caisse. Au cours de 2005, des coûts de retraite de 83 millions de dollars (81 millions de dollars en 2004) ont été affectés à la main-d'œuvre, dont 23 millions de dollars (22 millions de dollars en 2004) ont été passés en charges, 32 millions de dollars (31 millions de dollars en 2004) ont été capitalisés à titre d'élément du coût des immobilisations corporelles, et 28 millions de dollars (28 millions de dollars en 2004) ont été affectés à un actif réglementaire.

³⁾ Le taux passant progressivement de 8,47 % en 2005 à 4,40 % par année en 2014 et par la suite (en 2004, de 9,00 % en 2004 à 4,40 % par année en 2014 et par la suite).

⁴⁾ Le taux passant progressivement de 7,87 % en 2006 à 4,40 % par année en 2014 et par la suite (en 2004, de 8,47 % en 2004 à 4,40 % par année en 2014 et par la suite).

13. PASSIFS ENVIRONNEMENTAUX

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004
Passifs environnementaux aux 1 ^{er} janvier	89	83
Augmentation de l'intérêt	5	5
Dépenses	(14)	(15)
Rajustement découlant d'une réévaluation (note 9)	(1)	16
Passifs environnementaux aux 31 décembre	79	89
Moins : tranche à court terme	(15)	(15)
	64	74

Les dépenses futures estimatives liées à l'environnement pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2005 et les dépenses totales par la suite sont comme suit : 15 millions de dollars en 2006; 14 millions de dollars en 2007; 12 millions de dollars en 2008; 10 millions de dollars en 2009; 9 millions de dollars en 2010 et 40 millions de dollars par la suite.

Il existe des incertitudes quant aux coûts environnementaux futurs estimatifs dues à certains événements externes possibles comme la modification des règlements et les progrès dans les technologies de restauration des sites. Hydro One examine régulièrement les facteurs influant sur ces estimations de coûts ainsi que l'état environnemental des divers biens. Le coût réel de l'enquête ou de la restauration des sites peut différer des estimations actuelles.

14. CAPITAL SOCIAL

Actions ordinaires et actions privilégiées

Le 31 mars 2000, la société a émis à la province 12 920 000 actions privilégiées à dividende cumulatif à 5,5 %, d'une valeur de rachat de 25,00 \$ l'action et 99 990 actions ordinaires, portant le total des actions ordinaires en circulation à 100 000. La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées et d'actions ordinaires.

Les actions privilégiées donnent droit à un dividende cumulatif annuel de 18 millions de dollars, payable trimestriellement. Les actions privilégiées sont rachetables au gré de la province au prix de 25,00 \$ l'action, qui représente la valeur déclarée, plus tout dividende accumulé et impayé, si la province vend au public un certain nombre des actions ordinaires qu'elle détient, de sorte qu'elle détiendra moins de 50 % des actions ordinaires de la société. Hydro One peut décider, sans condition, de régler le prix de rachat, en totalité ou en partie, en émettant des actions ordinaires additionnelles à la province. Si la province n'exerce pas son droit de rachat, la société pourrait rajuster le dividende sur les actions privilégiées afin que le rendement soit inférieur de 0,50 % au rendement du marché d'alors des actions privilégiées à dividende semblable. Les actions privilégiées ne comportent pas de droit de vote, sauf dans des cas précis, et ont priorité de rang sur les actions ordinaires au moment d'une liquidation.

Dividendes

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés au gré du conseil d'administration de Hydro One et recommandés par la direction en fonction des résultats d'exploitation, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme la pratique de l'industrie et les attentes de l'actionnaire.

En 2005, nous avons déclaré des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars (18 millions de dollars en 2004) et des dividendes sur actions ordinaires de 273 millions de dollars (247 millions de dollars en 2004).

14. CAPITAL SOCIAL (suite)

Résultat par action

Le résultat par action est calculé comme le bénéfice net de l'exercice, après dividendes sur les actions privilégiées cumulatifs, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant l'exercice.

15. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

La province, la SFIÉO, la SIERÉ et Ontario Power Generation Inc. («OPG») sont des parties liées à Hydro One. De plus, la CEO est liée à la société étant donné qu'elle est une société d'État provinciale. Les opérations entre ces parties et Hydro One ont été les suivantes :

Hydro One a reçu des revenus pour les services de transport de la SIERÉ d'après les taux uniformes de transport approuvés par la CEO. Les revenus de transport pour 2005 comprennent 1 276 millions de dollars (1 228 millions de dollars en 2004) se rapportant à ces services.

Hydro One a reçu des revenus tirés de l'alimentation en électricité de collectivités éloignées du Nord provenant de la SIERÉ. Les revenus de distribution pour 2005 comprennent 21 millions de dollars (21 millions de dollars en 2004) se rapportant à ces services.

Hydro One reçoit de la SIERÉ des sommes pour la protection des tarifs ruraux. Les revenus de distribution pour 2005 comprennent 127 millions de dollars se rapportant à ce programme. En 2004, la société a aussi reçu 127 millions de dollars pour la protection des tarifs ruraux, dont 1 million de dollars ont été versés à des sociétés de distribution locale relativement aux conventions d'annexion.

En 2005, Hydro One a acheté l'équivalent de 2 095 millions de dollars (1 951 millions de dollars en 2004) en électricité sur le marché de l'électricité administré par la SIERÉ et de 36 millions de dollars (36 millions de dollars en 2004) en électricité d'OPG.

Aux termes de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario de 1998*, la CEO doit recouvrer la totalité de ses charges d'exploitation annuelles auprès des sociétés de distribution de gaz et d'électricité et des sociétés de transport d'électricité. En 2005, Hydro One a engagé des frais de 7 millions de dollars (10 millions de dollars en 2004) auprès de la CEO.

Hydro One a des conventions de niveau de service avec les autres sociétés remplaçantes. Ces services comprennent des services extérieurs ainsi que d'ingénierie, de logistique et de télécommunications. Les revenus liés à la prestation de services de construction et d'entretien du matériel aux autres sociétés remplaçantes se sont établis à 11 millions de dollars (11 millions de dollars en 2004), surtout pour l'entreprise de transport. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à l'achat de services auprès des autres sociétés remplaçantes ont été inférieures à 1 million de dollars en 2005 et en 2004.

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés a été payée ou est à payer à la SFIÉO, et des dividendes ont été versés ou le seront à la province (voir la note 2).

Les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de celles-ci par suite des opérations susmentionnées sont comme suit :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004
Débiteurs	116	120
Créditeurs et charges à payer	(263)	(247)

Les créditeurs et charges à payer représentent les sommes à payer à la SIERÉ relativement à des achats d'électricité de 213 millions de dollars (200 millions de dollars en 2004).

16. ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Aux fins des états des flux de trésorerie consolidés, le poste «trésorerie et équivalents de trésorerie» fait référence au poste «dette bancaire» du bilan.

Les variations des soldes hors caisse liées à l'exploitation comprennent ce qui suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004
Diminution (augmentation) des débiteurs	85	(91)
Augmentation des matières et des fournitures	(9)	(2)
Augmentation des créditeurs et charges à payer	70	10
(Diminution) augmentation des intérêts courus	(1)	6
Diminution des créditeurs à long terme et charges à payer	(1)	(9)
Augmentation des avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite	62	57
Divers	(12)	(4)
	194	(33)
Informations supplémentaires :		
Intérêts payés	300	285
Paielements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	210	207

17. ÉVENTUALITÉS

Poursuites

Hydro One est impliquée dans diverses poursuites, réclamations et instances réglementaires dans le cours normal des affaires. De l'avis de la direction, l'issue de ces affaires, sauf comme il est indiqué ci-dessous, n'aura pas d'incidence défavorable sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie consolidés de la société.

Par suite de l'acquisition par Hydro One de certains actifs, passifs, droits et obligations liés aux services de transport et de distribution et aux services énergétiques d'Ontario Hydro, Hydro One a remplacé Ontario Hydro comme partie dans un certain nombre de poursuites. Le 1^{er} septembre 1995, Torcom Communications Inc. («Torcom») a désigné Ontario Hydro comme l'un de plusieurs défendeurs dans une poursuite en dommages-intérêts de 150 millions de dollars, ciblant en outre l'exécution précise de certains contrats et un redressement par voie d'injonction interlocutoire. Torcom voulait acheter certains appareils de télécommunications appartenant à une société en faillite auprès du séquestre judiciaire. Les appareils avaient été installés sur une propriété d'Ontario Hydro en vertu d'un permis octroyé au propriétaire original. Torcom allègue qu'elle a conclu un accord avec Ontario Hydro pour l'installation permanente des appareils sur la propriété d'Ontario Hydro et qu'Ontario Hydro a rompu cet accord et a contrecarré ses efforts pour acheter les appareils auprès du séquestre. Le dossier n'a pas beaucoup avancé depuis 1995, année où Ontario Hydro a déposé une demande de précisions à l'égard des allégations à son endroit. Ontario Hydro n'a pas reçu de réponse à sa demande et n'a pas encore produit de défense. Hydro One estime qu'il y a des arguments de défense solides quant à la plainte contre Ontario Hydro et qu'il est peu probable que l'issue de ce litige ait un effet important sur ses activités, ses résultats d'exploitation, sa situation financière ou son avenir. Torcom n'a pas donné suite à cette réclamation depuis presque dix ans.

Le 29 mars 1999, la bande des Premières nations de Whitesand a intenté une poursuite devant la Cour de l'Ontario (Division générale), dont les défendeurs sont la province, le Procureur général du Canada, Ontario

17. ÉVENTUALITÉS (suite)

Hydro, la SFIÉO, OPG et la société. Le 24 mai 2001, la bande des Premières nations de Whitesand a déposé une autre poursuite pratiquement identique à la première contre les mêmes parties. Cette deuxième poursuite est motivée par le moyen de procédure utilisé par la province dans sa défense alléguant que l'avis de la première poursuite ne respectait pas la *Loi sur les instances introduites contre la Couronne* (Ontario). Ces poursuites réclament un jugement déclaratoire, une mesure injonctive et des dommages-intérêts d'un montant indéterminé. La bande de Whitesand allègue que, depuis au moins la première moitié du XX^e siècle, Ontario Hydro érige des barrages et des centrales ainsi que d'autres installations sur les terres traditionnelles de la bande ou touchant celles-ci, et que ces installations ont causé des dommages aux membres de la bande et aux terres, y compris d'importantes inondations et de l'érosion. La bande de Whitesand réclame également, en vertu des droits issus de traités, une part des profits provenant des activités de ces installations d'Ontario Hydro, un droit à une hausse des rentes établies par traité et des dédommagements pour les coûts engagés dans le cadre de négociations antérieures portant sur les griefs de la bande à l'égard d'Ontario Hydro. La bande de Whitesand a invoqué de multiples causes d'action, dont la violation de propriété, la violation d'une obligation fiduciaire, la nuisance et la négligence. Le dossier a été regroupé avec une réclamation semblable de la bande des Premières nations de Red Rock qui a été intentée le 7 septembre 2001, vu que toutes les questions de procédure dans les deux litiges étaient les mêmes. Ces deux causes sont maintenant fondues en un seul recours où les réclamations de Whitesand et de Red Rock sont présentées. Les réclamations relatives aux activités d'Ontario Hydro (c'est-à-dire, l'inondation) ont trait à des litiges pour lesquels OPG aurait une responsabilité compte tenu des décrets de transfert en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Dans la réclamation regroupée, Whitesand et Red Rock essaient de rattacher Hydro One aux allégations d'inondation d'après le principe présumé que le réseau de transport fait partie intégrante du réseau entier d'électricité, ce qui inclut la méthode de production de l'électricité. À ce jour, Hydro One n'a pas produit de défense. Hydro One croit qu'il est peu probable que l'issue de ce litige ait une incidence défavorable importante sur ses activités, ses résultats d'exploitation, sa situation financière ou son avenir.

Transfert d'actifs

Le 1^{er} avril 1999, dans le cadre de l'acquisition de ses activités, Hydro One a acquis et pris en charge les actifs et passifs, les droits et les obligations des entreprises de transport et de distribution d'électricité ainsi que de services énergétiques d'Ontario Hydro, à l'exception de certains actifs de transport et de distribution et d'autres actifs situés sur des terres gardées pour des bandes ou des groupes d'Indiens en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Le transfert du titre de ces actifs ne s'est pas produit car, à l'origine, les autorisations accordées par le ministère canadien des Affaires indiennes et du Nord canadien pour la construction et l'exploitation de ces actifs ne pouvaient être cédées sans le consentement du ministre et des bandes ou groupes d'Indiens visés ou, dans plusieurs cas, parce que les autorisations étaient périmées ou n'avaient pas été correctement délivrées. Hydro One gère ces actifs, qui sont détenus pour l'instant par la SFIÉO.

Hydro One a amorcé des négociations avec les bandes et les groupes d'Indiens visés, afin d'obtenir les autorisations et les consentements nécessaires pour effectuer le transfert de ces actifs de transport, de distribution et autres. Hydro One ne peut prédire le montant total qu'elle pourrait devoir payer pour obtenir les autorisations et les consentements nécessaires. Hydro One s'attend à payer plus de 850 000 \$ par année, ce qui correspond au montant versé auparavant à ces bandes et groupes d'Indiens par Ontario Hydro et au montant total des coûts permis en vertu des ordonnances tarifaires transitoires. Si, après avoir pris toutes les mesures raisonnables, Hydro One ne peut autrement obtenir les autorisations et les consentements des bandes et groupes d'Indiens, la SFIÉO gardera ces actifs pour une période indéterminée. Par contre, Hydro One pourrait devoir déplacer ces actifs des terres indiennes à d'autres endroits à un coût qui serait élevé ou, dans un nombre limité de cas, abandonner une ligne et la remplacer par des groupes générateurs diesel. Dans de tels cas, Hydro One ferait une demande pour recouvrer ces coûts dans des ordonnances tarifaires futures.

18. ENGAGEMENTS

Entente avec Inergi

Depuis le 1^{er} mars 2002, Cap Gemini Canada Inc. fournit des services à Hydro One par l'intermédiaire d'Inergi. Selon l'entente, Inergi procure à Hydro One notamment des services relatifs aux technologies de l'information, aux relations avec la clientèle et à la chaîne d'approvisionnement, ainsi que certains services financiers et certains services liés aux ressources humaines en vertu d'une entente de dix ans. Les frais initiaux sont d'environ 90 millions de dollars à 130 millions de dollars par année, sous réserve de l'étude comparative externe effectuée tous les trois ans pour assurer que Hydro One paie un coût fixe concurrentiel et constamment amélioré. Dans le cadre de cette entente, environ 900 salariés de la société, y compris environ 130 salariés non permanents, ont été mutés à Inergi le 1^{er} mars 2002.

Les engagements annuels en vertu de l'entente pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2005 et le montant total par la suite se présentent comme suit : 110 millions de dollars en 2006; 108 millions de dollars en 2007; 97 millions de dollars en 2008; 93 millions de dollars en 2009; 90 millions de dollars en 2010 et 102 millions de dollars par la suite.

En outre, l'entente d'impartition avec Inergi comprend une convention de partage des risques, selon laquelle Hydro One ou Inergi effectue un paiement lié à un déséquilibre passé entre l'actif et le passif de la caisse de retraite du personnel muté couvert par le régime de retraite d'Inergi. La convention de partage des risques a été établie d'après les données disponibles le 31 décembre 2004 reflétant les facteurs économiques et les taux de rendement de la caisse de retraite. Hydro One est tenue de verser à Inergi environ 17 millions de dollars répartis en versements égaux sur les deux prochains exercices.

Soutien de prudence

Les acheteurs d'électricité en Ontario, par l'intermédiaire de la SIERÉ, sont tenus de fournir une garantie pour réduire le risque de manquement d'après leur activité prévue sur le marché. La SIERÉ pourrait effectuer des prélèvements sur ces garanties si Hydro One Networks ou Hydro One Brampton ne parvenait pas à effectuer un paiement exigé par un avis de paiement en souffrance émis par la SIERÉ. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires majorée du montant nominal de la garantie de la société mère. Au 31 décembre 2005, le soutien de prudence fourni par la société consistait en des lettres de crédit bancaires de 21 millions de dollars (33 millions de dollars en 2004) et des garanties de la société mère de 275 millions de dollars (275 millions de dollars en 2004).

Conventions de retraite

Des lettres de crédit bancaires ont été émises comme garantie pour le passif de la société aux termes d'un fonds de fiducie, établi en vertu du régime de retraite complémentaire à l'intention des employés de Hydro One et de ses filiales. Le fiduciaire est tenu d'effectuer des prélèvements sur les lettres de crédit si Hydro One manque à ses obligations aux termes du régime. Ces obligations incluent l'exigence de fournir au fiduciaire un rapport actuariel annuel, ainsi que des lettres de crédit suffisantes pour garantir le passif de la société en vertu du régime, de verser les prestations exigibles dans le cadre du régime et de payer les frais liés aux lettres de crédit. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires. Au 31 décembre 2005, Hydro One avait des lettres de crédit bancaires de 82 millions de dollars (80 millions de dollars en 2004) en cours relativement aux conventions de retraite.

Contrats de location-exploitation

Les paiements minimaux futurs exigibles en vertu de contrats de location-exploitation pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2005 et le montant total par la suite sont comme suit : 5 millions de dollars en 2006; 4 millions de dollars en 2007; 4 millions de dollars en 2008; 4 millions de dollars en 2009; néant en 2010 et néant par la suite.

19. INFORMATIONS SECTORIELLES

Hydro One comporte 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;
- un secteur Divers qui comprend principalement l'entreprise de télécommunications. Hydro One procède actuellement à l'évaluation de sa stratégie à l'égard de ces activités.

La désignation des secteurs d'activité est fondée sur le statut réglementaire et sur la nature des produits et des services offerts. Les conventions comptables suivies par les secteurs sont les mêmes que celles décrites dans le sommaire des principales conventions comptables (voir la note 2). Les informations sectorielles se présentent comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Transport	Distribution	Divers	Consolidé
2005				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 310	3 085	21	4 416
Achats d'électricité	—	2 131	—	2 131
Exploitation, entretien et administration	353	413	26	792
Amortissement	246	236	5	487
Bénéfice (perte) avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	711	305	(10)	1 006
Charges de financement				325
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés				681
Dépenses en immobilisations	349	338	4	691
2004				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 262	2 874	17	4 153
Achats d'électricité	—	1 987	—	1 987
Exploitation, entretien et administration	356	392	23	771
Amortissement	241	234	5	480
Bénéfice (perte) avant charges de financement, provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés et recouvrement réglementaire	665	261	(11)	915
Recouvrement réglementaire				91
Bénéfice avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés				1 006
Charges de financement				331
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés				675
Dépenses en immobilisations	432	288	7	727

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004
Total de l'actif		
Transport	6 832	6 785
Distribution	4 925	4 845
Divers	92	95
	11 849	11 725

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

SOMMAIRE DES STATISTIQUES FINANCIÈRES ET DES STATISTIQUES D'EXPLOITATION DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004	2003	2002	2001
Données tirées de l'état des résultats					
Produits					
Transport	1 310	1 262	1 298	1 317	1 259
Distribution	3 085	2 874	2 734	2 682	2 158
Divers	21	17	26	32	49
	4 416	4 153	4 058	4 031	3 466
Charges					
Achats d'électricité	2 131	1 987	1 872	1 858	1 267
Exploitation, entretien et administration ¹	792	771	795	832	824
Amortissement	487	480	454	411	384
	3 410	3 238	3 121	3 101	2 475
Recouvrement réglementaire ²	—	91	—	—	—
Bénéfice avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	1 006	1 006	937	930	991
Charges de financement	325	331	348	353	350
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	681	675	589	577	641
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	198	177	193	233	267
Bénéfice net	483	498	396	344	374
Résultat de base et dilué par action ordinaire (en dollars canadiens)	4 652	4 798	3 779	3 258	3 562
Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)					
Données tirées du bilan					
Actif					
Transport	6 832	6 785	6 589	6 638	6 693
Distribution	4 925	4 845	4 623	4 694	4 416
Divers	92	95	94	90	122
Total de l'actif	11 849	11 725	11 306	11 422	11 231
Passif					
Passif à court terme (y compris la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an)	1 341	1 262	1 192	1 894	1 625
Dette à long terme	4 466	4 613	4 539	3 938	4 079
Autres passifs à long terme	1 326	1 326	1 284	1 451	1 533
Capitaux propres					
Capital social	3 637	3 637	3 637	3 637	3 637
Bénéfices non répartis	1 079	887	654	502	357
Total du passif et des capitaux propres	11 849	11 725	11 306	11 422	11 231

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2005	2004	2003	2002	2001
Autres données financières					
Dépenses en immobilisations					
Transport	349	432	289	260	274
Distribution ³	338	288	292	286	247
Divers	4	7	16	24	45
Total des dépenses en immobilisations	691	727	597	570	566
Ratios					
Couverture de la dette à long terme par l'actif net ⁴	1,93	1,88	1,86	1,90	1,88
Ratio de couverture par le bénéfice ⁵	2,69	2,70	2,43	2,35	2,53
Statistiques d'exploitation					
Transport					
Unités transportées (TWh) ⁶	157,0	153,4	151,7	153,2	146,9
Demande de pointe sur 20 minutes du réseau ontarien (MW) ⁶	26 219	25 204	24 849	25 629	25 269
Demande de pointe sur 60 minutes du réseau ontarien (MW) ⁶	26 160	24 979	24 753	25 414	25 239
Total des lignes de transport (en kilomètres)	28 547	28 643	28 621	28 492	28 387
Distribution					
Unités distribuées aux clients de Hydro One (TWh) ⁶	29,7	28,5	27,9	27,1	21,3
Unités distribuées par les lignes de Hydro One (TWh) ^{6,7}	45,6	44,8	44,7	45,1	41,3
Total des lignes de distribution (en kilomètres)	122 118	121 736	121 285	120 767	120 448
Clients	1 273 768	1 258 925	1 238 748	1 219 614	1 193 089
Total de l'effectif permanent	4 189	4 118	3 967	3 933	4 815

¹⁾ Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour 2002 incluaient une charge de 25 millions de dollars pour un programme de réduction de l'effectif.

²⁾ À la suite des preuves verbales et écrites présentées par Hydro One, le 9 décembre 2004, la CEO a rendu une décision évoquant le caractère prudent et approuvant le recouvrement des montants auparavant reportés par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*, relativement aux soldes des comptes de report réglementaire visés par Hydro One dans sa demande du 31 mai 2004. Par conséquent, un recouvrement réglementaire non récurrent de 91 millions de dollars a été inscrit.

³⁾ Les dépenses en immobilisations excluent 468 millions de dollars en 2001 associés à l'acquisition de sociétés de distribution locale.

⁴⁾ Le ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net est calculé comme le total de l'actif moins le total du passif, exclusion faite de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an), divisé par la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an).

⁵⁾ Le ratio de couverture par le bénéfice a été calculé comme la somme du bénéfice net, des charges de financement et de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés, divisée par la somme des charges de financement, des intérêts capitalisés et des dividendes sur actions privilégiées cumulatifs.

⁶⁾ Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

⁷⁾ Les unités distribuées par les lignes de Hydro One représentent la totalité des exigences du réseau de distribution et incluent l'électricité distribuée aux consommateurs qui achètent leur électricité directement de la SIERÉ. Avant le libre accès en 2002, ces abonnés achetaient leur électricité directement de la société remplacée d'OPG.

ÉQUIPE DE LA HAUTE DIRECTION



Tom Parkinson
Président et
chef de la direction

Laura Formusa
Chef du contentieux et
secrétaire

Geoff Ogram
Vice-président,
Stratégie et développement



Wayne Smith
Vice-président,
Exploitation du réseau

Steve Dorey
Vice-président,
Relations externes

Peter Gregg
Vice-président, Haute direction et
communications de l'entreprise

— Équipe de la haute direction —



Nairn McQueen

Vice-président,
Ingénierie et construction

Rick Kellestine

Vice-président,
Culture

Myles D'Arcey

Premier vice-président,
Exploitation des services aux abonnés



Beth Summers

Chef des finances

John Fraser

Vice-président,
Vérification interne et
chef du risque

Tom Goldie

Premier vice-président,
Services de gestion

CONSEIL D'ADMINISTRATION



Rita Burak

Présidente du conseil
d'administration,
Hydro One Inc.



Sami Bébawi

Vice-président directeur,
Bureau du président
Président, Socodéc Inc.,
Groupe SNC-Lavalin Inc.



Murray J. Elston

Président et chef
de la direction,
Association nucléaire
canadienne



Don MacKinnon

Président, Syndicat des
travailleurs et travailleuses du
secteur énergétique



Eileen A. Mercier

Administratrice de sociétés



Walter Murray

Administrateur de sociétés



Katbleen O'Neill

Administratrice de sociétés



Tom Parkinson

Président et chef de la
direction, Hydro One Inc.



Hon. Bob Rae

Associé, Goodmans LLP



Douglas E. Speers

Président du conseil et
administrateur,
Emco Corporation



Kenneth D. Taylor

Président du conseil,
Taylor and Ryan Inc.



Blake Wallace, c.r.

Vice-président et administrateur,
Murray & Company



W. Geoffrey Beattie

Président, The Woodbridge
Company Limited
*A démissionné
le 10 novembre 2005*



Murray B. Frum, P.B. D.

Président du conseil et chef de
la direction,
Frum Development Group
A démissionné le 29 septembre 2005



Adam Zimmerman

Administrateur de sociétés
A démissionné le 18 juillet 2005

COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Comité de vérification et des finances

Le comité de vérification et des finances supervise l'intégrité des méthodes comptables et de la présentation de l'information financière, les contrôles internes, la vérification interne, les risques importants courus par la société et la conformité financière. Le comité s'est réuni quatre fois en 2005.

Membres : Eileen Mercier, *présidente*. Murray Elston, Walter Murray, Kathleen O'Neill, Douglas Speers

Comité de gouvernance

Le comité de gouvernance est responsable de la gouvernance du conseil d'administration de la société. Il recommande les questions devant être abordées aux réunions du conseil, examine les mandats de chaque comité du conseil d'administration, fait des évaluations du conseil d'administration, surveille la qualité des relations de la direction avec le conseil d'administration et recommande des candidats appropriés à l'élection au conseil d'administration. Le comité s'est réuni quatre fois en 2005.

Membres : Blake Wallace, *président*. Rita Burak, Eileen Mercier, Hon. Bob Rae

Comité des ressources humaines et des politiques publiques

Le comité des ressources humaines et des politiques publiques a la responsabilité d'examiner notre structure organisationnelle actuelle et future, les plans de relève des dirigeants de la société et des divisions, et l'application du code de déontologie. Il évalue également le rendement et la rémunération des membres de la haute direction, ce qui comprend la formulation de recommandations au conseil concernant la rémunération du président et chef de la direction. Enfin, il détermine et évalue les questions d'affaires publiques ayant des répercussions importantes sur notre société et fait des recommandations au conseil d'administration à ce sujet. Le comité s'est réuni sept fois en 2005.

Membres : Hon. Bob Rae, *président*. Walter Murray, Kathleen O'Neill, Blake Wallace

Comité de la réglementation et de l'environnement

Le comité de la réglementation et de l'environnement s'assure que la société respecte toutes les exigences réglementaires et les lois applicables en matière d'environnement. Il supervise les programmes, les politiques, les normes et les procédures en matière de conformité, examine les demandes tarifaires soumises par la société et passe en revue les mesures et les rapports de conformité. Le comité s'est réuni cinq fois en 2005.

Membres : Murray Elston, *président*. Sami Bébawi, Don MacKinnon, Kenneth Taylor, Blake Wallace

Comité de la santé et de la sécurité

Le comité de la santé et de la sécurité est responsable d'examiner les politiques, les normes et les programmes en matière de santé et sécurité au travail, de s'assurer que la société se conforme aux lois, aux politiques et aux normes de santé et de sécurité au travail et d'examiner les questions touchant la santé et la sécurité publiques. Le comité s'est réuni quatre fois en 2005.

Membres : Don MacKinnon, *président*. Sami Bébawi, Douglas Speers, Kenneth Taylor

RENSEIGNEMENTS SUR LA SOCIÉTÉ

Adresse du siège social

483 Bay Street
Toronto (Ontario)
M5G 2P5
(416) 345-5000
1-877-955-1155
www.HydroOne.com

Relations avec les investisseurs

(416) 345-6867
investor.relations@HydroOne.com

Demandes des médias

(416) 345-6868
1-877-506-7584

Service à la clientèle

Pannes d'électricité et situations d'urgence :
1-800-434-1235

Clients résidentiels, clients agricoles et
petites entreprises :
1-888-664-9376

Clients commerciaux : 1-877-447-4412

Vérificateurs

Ernst & Young s.r.l.

Autoroute de l'électricité

Les lignes de transport livrent l'électricité de manière fiable aux entreprises, familles et collectivités de l'ensemble de la province, qui en ont besoin pour prospérer.



Le présent rapport est imprimé sur du papier sans acide et sans chlore élémentaire avec de l'encre végétale écologique à faible teneur en solvants.

Conception et production : Fraiman Design Inc. www.fraimandesign.com



Hydro One Inc.

483 Bay Street
Toronto (Ontario) M5G 2P5
www.HydroOne.com