



**NOTICE ANNUELLE DE RENOUVELLEMENT
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2003**

Le 16 FÉVRIER 2004

HYDRO ONE INC.
NOTICE ANNUELLE
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2003
TABLE DES MATIÈRES

DÉFINITIONS.....	1
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	1
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	1
DESCRIPTION NARRATIVE DE L'ACTIVITÉ.....	3
ACTIVITÉS.....	4
RÉGLEMENTATION.....	18
FAITS NOUVEAUX.....	31
FACTEURS DE RISQUE	31
SOMMAIRE DES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES.....	38
RAPPORT DE GESTION	40
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES.....	40
DIRIGEANTS.....	40
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES.....	43

À moins d'indication contraire, toute l'information donnée aux présentes est arrêtée au 31 décembre 2003.

DÉFINITIONS

À des fins de commodité, dans la présente notice annuelle :

« **CEO** » désigne la Commission de l'énergie de l'Ontario;

« **Hydro One** », « **notre société** » et « **nous** » désignent Hydro One Inc. ainsi que ses filiales et les sociétés qu'elle a remplacées, sauf lorsque le contexte indique le contraire;

« **libre accès** » désigne l'ouverture à la concurrence, qui a officiellement eu lieu le 1^{er} mai 2002, des marchés de gros et de détail de l'électricité de l'Ontario;

« **Ontario** » désigne la province d'Ontario en tant que territoire géographique;

« **province** » désigne le gouvernement de la province d'Ontario;

« **SIGMÉ** » désigne la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité.

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Hydro One Inc. a été constituée par statuts constitutifs datés du 1^{er} décembre 1998 conformément à la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) sous la dénomination Ontario Hydro Services Company Inc. Le 1^{er} mai 2000, nous avons changé notre dénomination et adopté celle de Hydro One Inc.

Notre siège social est situé au 483 Bay Street, 10th Floor, Toronto (Ontario) M5G 2P5.

Voici nos principales filiales, dont chacune nous appartient en propriété exclusive et a été constituée en vertu des lois de l'Ontario :

- Hydro One Networks Inc. – exerce toutes les activités concernant notre propriété, exploitation et gestion des réseaux et des installations de transport et de distribution d'électricité;
- Hydro One Brampton Inc. – exerce les activités concernant notre propriété, exploitation et gestion des réseaux et des installations de distribution d'électricité à Brampton (Ontario), par l'intermédiaire de sa filiale en propriété exclusive, Hydro One Brampton Networks Inc.;
- Hydro One Remote Communities Inc. – exerce toutes les activités concernant notre propriété, exploitation, entretien et construction de biens de production et de distribution servant à la fourniture d'électricité aux collectivités éloignées dans le nord de l'Ontario;
- Hydro One Telecom Inc. – exerce toutes nos activités concernant la location de câbles optiques non activés et la fourniture de capacité de télécommunications à d'autres entreprises de télécommunications, à de grandes sociétés, à des gouvernements, à des établissements de soins et à des établissements d'enseignement.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

Notre secteur d'activité a été restructuré en profondeur, aux termes d'un processus que la province a engagé au cours des dernières années. Depuis le libre accès, survenu en mai 2002, les producteurs d'électricité en Ontario doivent concurrencer les fournisseurs, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de cette province, pour vendre de l'électricité aux gros acheteurs d'énergie qui constituent le marché de gros, soit les distributeurs et les grands clients. Ces acheteurs doivent, directement ou par l'entremise d'un intermédiaire, prendre leurs propres arrangements pour acheter de l'électricité par des soumissions sur le marché au comptant administré par la

SIGMÉ. En outre, les intervenants du marché peuvent conclure des contrats bilatéraux aux termes desquels les parties achètent ou vendent une quantité spécifique d'électricité qui sera livrée à un prix convenu et à un moment convenu, ou acceptent de verser un paiement à l'une ou l'autre des parties en fonction des arrangements financiers convenus. Les abonnés sont libres de choisir leur fournisseur d'électricité, mais les distributeurs, notamment notre société, doivent continuer à servir les clients qui n'ont pas décidé d'acheter leur électricité auprès de détaillants concurrents, en leur fournissant le service d'approvisionnement ordinaire. Les sociétés de distribution leur imputent alors le coût du service d'approvisionnement ordinaire, de la façon approuvée par la CEO. Les détaillants concurrents doivent détenir un permis que délivre la CEO et peuvent inclure des membres du même groupe que des sociétés de distribution locale existantes ou notre société, des producteurs d'électricité et des agents de commercialisation de gaz naturel.

Le 30 avril 2002, nous avons vendu à Union Energy Inc., filiale en propriété exclusive d'EPCOR Utilities Inc., certains éléments de notre entreprise qu'exploitait antérieurement Ontario Hydro Energy Inc., aux termes d'une convention d'achat d'éléments d'actif. Depuis la vente de ces éléments d'actif, nous ne sommes plus engagés dans la vente au détail concurrentielle d'énergie et de services connexes.

La province a considérablement modifié la *Loi de 1998 sur l'électricité* et la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* en 2002. La *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*, qui a reçu la sanction royale et est entrée en vigueur le 27 juin 2002, donne des précisions, notamment, sur le droit de la province d'acquérir et de détenir des valeurs mobilières et des titres de créance de Hydro One et tout autre droit ou toute autre participation dans celle-ci, de les transférer, de les aliéner ou de prendre toute mesure à leur égard. De plus, en date du 31 décembre 2002, cette loi a transféré à la province la propriété des biens-fonds servant de couloirs de transport en échange du droit de Hydro One, prévu dans la loi, de les utiliser aux fins de transport et de distribution.

Le 9 décembre 2002, la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* a reçu la sanction royale, et la quasi-totalité de ses dispositions sont entrées en vigueur. Cette loi fixait le prix de l'électricité pour les petits consommateurs et les consommateurs désignés à 4,3 cents le kWh ou au coût plus bas pouvant être établi par règlement, rétroactivement au 1^{er} mai 2002. De plus, cette loi a plafonné les tarifs de transport et de distribution aux niveaux qui étaient en vigueur le 11 novembre 2002 (ces tarifs devant originalement être maintenus en vigueur au moins jusqu'au 30 avril 2006). Par ailleurs, la réglementation prise en vertu de cette loi fixait à 0,62 cent le kWh les frais liés au marché de gros (à l'exclusion des frais liés à l'énergie) que versent les distributeurs à la SIGMÉ. En outre, cette loi a effectivement plafonné les tarifs de distribution pour nos abonnés des collectivités éloignées et de Brampton.

Outre la loi modificatrice mentionnée ci-dessus, le 18 décembre 2003, la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)* a reçu la sanction royale et entrera en vigueur par proclamation. La province a annoncé qu'elle déposera avant le 1^{er} avril 2004 un règlement mettant en vigueur les dispositions qui instaurent le plan de tarification provisoire de la province. Aux termes de ces dispositions, à compter du 1^{er} avril 2004, les premiers 750 kWh consommés chaque mois par les petits consommateurs ou les consommateurs désignés seraient tarifés à 4,7 cents le kWh, et la consommation excédentaire, à 5,5 cents le kWh. L'excédent des revenus sur le coût de l'électricité pour un distributeur fera l'objet d'un abattement, et la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario financera les déficits. En ce qui a trait à l'électricité utilisée à compter du 1^{er} mai 2005 ou à une date antérieure que prescrit le règlement, la CEO établira le prix de l'électricité que verseront ces consommateurs selon un mécanisme devant être élaboré. La *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)* modifiera également la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* de manière à supprimer la nécessité de l'approbation du ministre à l'égard des requêtes relatives aux tarifs de transport de l'électricité, l'approbation du ministre de l'Énergie demeurant toutefois nécessaire dans le cas des requêtes concernant les tarifs de distribution. Le 25 novembre 2003, la province a annoncé, conjointement avec la présentation de la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)*, qu'à compter du 1^{er} mars 2004, les distributeurs pourraient amorcer le recouvrement de certains éléments d'actif réglementaires liés à la distribution et les inclure dans leurs tarifs. Ces éléments d'actif visent principalement les coûts de préparation au marché, les comptes d'écart

liés au règlement des ventes au détail et certains coûts environnementaux. Par conséquent, le 28 janvier 2004, nous avons déposé une requête auprès de la CEO, en conformité avec les lignes directrices de la CEO en matière de présentation de requêtes, afin de rajuster nos tarifs de distribution de manière à recouvrer les éléments d'actif réglementaires visés par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* pour la première année de la période de recouvrement de quatre ans débutant le 1^{er} mars 2004, les rajustements tarifaires devant être mis en œuvre le 1^{er} avril 2004.

DESCRIPTION NARRATIVE DE L'ACTIVITÉ

Survol

Nous sommes la principale société de transport et de distribution d'électricité en Ontario. Nous possédons et exploitons la quasi-totalité du réseau de transport d'électricité en Ontario, comptant pour environ 97 % de la capacité de transport en Ontario, en fonction des revenus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003. Notre réseau de transport compte parmi les plus importants en Amérique du Nord en fonction de l'actif au 31 décembre 2003. Notre réseau de distribution est le plus important en Ontario en fonction de l'actif au 31 décembre 2003 et s'étend sur environ 75 % de l'Ontario, desservant quelque 1,2 million de clients.

Notre entreprise de transport, qui représentait environ 6,6 milliards de dollars de notre actif au 31 décembre 2003, transporte de l'électricité par le truchement de notre réseau à haute tension qui s'étend sur quelque 28 600 kilomètres. Nous transportons l'électricité à partir des installations des producteurs jusqu'à notre propre réseau de distribution, à 52 sociétés de distribution locale et à 66 grands clients industriels branchés directement à notre réseau de transport. Nous possédons et exploitons en outre 26 installations d'interconnexion qui relient notre réseau de transport aux réseaux des provinces et des États avoisinants.

Notre entreprise de distribution, qui comptait pour environ 4,6 milliards de dollars de notre actif au 31 décembre 2003, distribue l'électricité à l'aide de notre réseau de distribution à faible tension d'environ 123 000 kilomètres dans les municipalités et les régions rurales. Nos abonnés de la distribution incluent 40 sociétés de distribution locale qui ne sont pas branchées directement à notre réseau de transport, 47 grands abonnés industriels et environ 1,2 million d'abonnés ruraux et urbains. Hydro One Brampton Inc., société de distribution urbaine, sert quelque 103 200 abonnés du Grand Toronto à l'aide de circuits qui s'étendent sur environ 4 200 kilomètres. Nous exploitons également de petits réseaux de production et de distribution réglementés dans 18 collectivités éloignées dans le nord de l'Ontario qui ne sont pas branchées au réseau ontarien.

Notre secteur d'activité « Divers » a principalement trait à l'exploitation de Hydro One Telecom Inc. Celle-ci commercialise une capacité excédentaire de transmission par fibre optique auprès d'entreprises de télécommunications et de clients commerciaux qui font appel aux réseaux à large bande. L'actif de ce secteur comptait pour 94 millions de dollars des 11,3 milliards de dollars que représente le total de notre actif au 31 décembre 2003.

La CEO régit nos entreprises de transport et de distribution et rend des ordonnances tarifaires évaluant les besoins en revenus requis pour recouvrer les coûts autorisés de ces entreprises, plus un taux de rendement prescrit. La CEO a approuvé un régime de réglementation fondé sur le rendement à l'égard de l'entreprise de distribution des distributeurs d'électricité en Ontario et elle devrait introduire un régime similaire pour notre entreprise de transport. La réglementation fondée sur le rendement est une forme de tarification qui encourage les entreprises, par des incitations financières, à ramener leurs coûts sous les niveaux qu'utilise la CEO pour établir les tarifs applicables durant une certaine période. Selon ce mode de réglementation, les entreprises de services publics réglementées sont davantage incitées à améliorer l'efficacité de leur exploitation puisqu'elles peuvent participer aux économies, au-delà de certains seuils que fixe l'autorité de réglementation.

La *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* a suspendu la mise en application du cadre de réglementation fondé sur le rendement dans le secteur de la distribution. Toutefois, la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de*

l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité) prévoit la pleine instauration de ce régime dans le secteur de la distribution au cours des quelques prochaines années, et nous prévoyons que les rendements de notre entreprise de distribution s'amélioreront et qu'ils s'approcheront du plein rendement commercial après 2006.

ACTIVITÉS

Faits récents

Plan décennal

Notre société achève la préparation d'un plan de développement global du réseau de transport pour les dix prochaines années. L'évolution de ce plan suivra celle du secteur de l'électricité en Ontario. Par exemple, à mesure qu'un cadre de gestion axé sur la demande en Ontario se développera, notre plan décennal sera mis à jour pour en refléter les répercussions. Ce plan énoncera nos objectifs en matière de transport et tracera le processus que nous entendons suivre pour la gestion du développement du réseau de transport. Il décrira en outre les solutions en matière de transport dont l'élaboration se poursuit en réponse à divers problèmes, notamment aux contraintes de disponibilité reliées au transport, à l'interconnexion et à la production, dans diverses régions géographiques en Ontario.

Notre stratégie

Nous avons pour objectif d'être considérés par nos clients comme leur meilleur fournisseur de services, par nos employés comme le meilleur employeur au Canada, par nos semblables comme la référence en matière d'excellence et par notre actionnaire comme une source de valeur supérieure. Nous tenterons d'atteindre ces objectifs en poursuivant la mise en œuvre des stratégies suivantes :

- *Sécurité* : s'attacher à changer les mentalités pour créer et maintenir un lieu de travail sûr pour les employés. Se reporter à la rubrique « Santé et sécurité ».
- *Service à la clientèle* : devenir une société davantage axée sur le client. Nous projetons de prendre des mesures afin de continuer à améliorer le niveau de satisfaction de nos clients et nous nous efforcerons d'établir avec nos clients de moyenne et de grande envergure des relations mieux adaptées à leurs besoins commerciaux.
- *Fiabilité* : maintenir des normes de fiabilité et de service à l'égard de nos réseaux de transport et de distribution de pair avec l'expansion du réseau de transport en prévision des besoins futurs de l'Ontario. De plus, nous continuerons de réaliser des progrès sur le plan de la productivité et de la compression des coûts. Les économies qui en auront résulté seront réinvesties dans les programmes de travaux décrits ci-après.
- *Rendement financier* : s'assurer de la maximisation de la valeur de notre société et du maintien d'une solide capacité d'emprunt grâce à une qualité de crédit stable et à la production de rendements financiers stables au bénéfice de notre actionnaire.
- *Relations de travail* : s'attacher à rehausser et à maintenir la confiance et la fierté chez nos employés.
- *Productivité et efficacité sur le plan des coûts* : continuer de promouvoir la productivité et l'efficacité sur le plan des coûts.

Priorité à la sécurité

La création et le maintien d'un lieu de travail sûr d'ici 2006 est au premier rang de nos priorités stratégiques. Plusieurs mesures adoptées en 2003 seront pleinement mises en œuvre et un certain nombre de programmes existants seront intensifiés durant la période de planification afin que la culture d'entreprise évolue dans le sens voulu. Ces mesures comprendront une nouvelle politique assortie d'objectifs ambitieux en matière de santé et sécurité et un système de gestion global qui assurera une intégration de toutes les mesures de sécurité et qui constatera par écrit les améliorations continues.

Nouvelle insistance sur le service à la clientèle

En mai 2002, la concurrence a été instaurée simultanément sur les marchés de gros et de détail de l'électricité en Ontario. Les clients ont subi certaines hausses de prix, en raison surtout de la volatilité du coût de l'énergie achetée, ce coût étant recouvré au moyen de nos revenus de distribution. Nous nous sommes efforcés d'aider nos clients à comprendre le marché évolutif, l'orientation changeante du gouvernement et, surtout, notre rôle au sein du nouveau marché.

À l'intention de notre clientèle résidentielle et saisonnière, nous avons augmenté la capacité de notre centre d'appel et étendu les services offerts par l'intermédiaire de notre site Web. Nous avons achevé l'installation d'un système de gestion des pannes et de rétablissement du service pour mieux renseigner les clients sur les efforts de rétablissement du service en cas de panne locale.

À l'intention des entreprises de taille moyenne, nous avons créé des centres locaux de service aux entreprises qui constituent le seul point de contact offert au client. Nous avons déterminé que notre présence à l'échelle locale avait amélioré notre capacité de répondre aux besoins croissants des clients.

À l'intention de nos grands clients industriels et commerciaux, nous continuons d'affecter un chargé de compte particulier à chaque compte qui représente une charge de plus de 5 MW. De plus, nos 35 principaux clients ont accès à un membre de notre haute direction. Nous estimons que cet accès à un membre de la haute direction favorise de meilleures relations avec ces clients.

Accent sur la fiabilité

Notre programme de dépenses en capital au cours des prochaines années aura comme objectif important d'améliorer l'état de nos biens de transport et de distribution pour assurer leur fiabilité. Les dépenses en capital engagées à cette fin comprendront le remplacement des transformateurs, de l'équipement de protection et de contrôle, des composantes de ligne, du matériel de télécommunication et de tout autre équipement dont la vie utile est terminée. De plus, nous poursuivrons l'expansion du réseau de transport afin de répondre aux besoins futurs de l'Ontario, en prévoyant des dépenses nettement accrues pour l'approvisionnement de nouvelles régions. Par exemple, l'achèvement du projet Parkway comprenant une ligne biterne à 230 kV et un transformateur nous permettra de répondre de façon sûre et fiable aux charges croissantes dans la partie sud de la région de York et dans le Grand Toronto. Se reporter à la rubrique « Réglementation – Transport – Demandes de construction d'installations ». Nous continuerons également de prendre des mesures pour favoriser les possibilités d'interconnexion et atténuer les problèmes de congestion en préparation du développement futur. Ces investissements faciliteront l'acheminement de l'électricité au sein de notre réseau, augmenteront l'accès au marché ontarien et maintiendront ou amélioreront la fiabilité du réseau de transport en région.

Dans le cadre du programme de travaux touchant le réseau de distribution, les dépenses en capital porteront principalement sur des travaux de remise à neuf comme le remplacement de poteaux de bois, de transformateurs et de commutateurs dans le but de maintenir la fiabilité du réseau. À cette fin, les installations de distribution plus anciennes sont graduellement mises au rancart en fonction des priorités et remplacées par de l'équipement qui fonctionne à une tension supérieure et qui est conforme aux normes actuelles. Les investissements seront également effectués de manière que le réseau de distribution puisse répondre aux exigences croissantes du marché.

Concentration de nos efforts sur nos entreprises principales de transport et de distribution

La quasi-totalité de notre bénéfice net pour 2003 provient de nos entreprises de transport et de distribution réglementées, qui demeureront nos entreprises principales. Nous projetons d'investir dans les biens du réseau afin de maintenir et de renforcer notre infrastructure. Nous ferons porter nos efforts sur nos principaux programmes de travaux et effectuerons d'importants investissements pour améliorer l'état de nos biens, réduire les risques liés à la fiabilité et accroître le niveau de satisfaction de la clientèle. Parmi les secteurs clés d'investissement figurent notre programme de gestion de la végétation dans le cadre duquel nous nous efforçons de réduire nos cycles de coupe, ainsi que nos programmes de remplacement de biens, à l'aide desquels nous gérons activement le calendrier des fins de vie utile de nos biens.

Le remplacement de notre réseau de télécommunication hertzien par un réseau à fibre optique s'est poursuivi en 2003. Ce réseau constituera une infrastructure de communication extrêmement fiable pour la protection de nos biens de transport et le suivi et la gestion de notre réseau électrique. L'achèvement de ce projet, entamé en 1999, est actuellement prévu pour 2006.

Le secteur de la distribution en Ontario demeure fragmenté, comptant plus de 90 sociétés de distribution locale. La province a instauré une exemption d'impôt sur le transfert de la propriété de biens de distribution lorsque le transfert a lieu entre des entités gouvernementales (provinciales ou municipales). Cette exemption d'impôt sera offerte jusqu'en mars 2005. Notre société participera activement à un processus de consultation que tient la CEO sur l'amélioration des efficacités et l'opportunité d'un regroupement accru dans le secteur de la distribution de l'électricité en Ontario. Notre société pourrait acquérir et vendre des biens pour faciliter la restructuration rationnelle du secteur de la distribution en Ontario. Nous envisagerons des opérations de ce genre dans le cas où nous pouvons en tirer des avantages économiques.

Investissement relié à une nouvelle capacité dans nos entreprises principales

Nous planifions d'entreprendre des projets afin d'étendre nos réseaux existants. Nous avons préparé à l'égard de notre réseau de transport un plan décennal proactif qui devrait nous permettre de brancher des abonnés de façon efficace sur le plan des délais et des coûts, de maintenir un approvisionnement fiable des secteurs à forte charge à mesure que la demande augmentera et d'offrir l'électricité au coût le plus faible possible aux usagers ontariens. Notre plan prévoit un accroissement de la capacité d'approvisionnement dans les régions du Grand Toronto, d'Ottawa, de Waterloo, de Windsor et de Simcoe. De plus, il englobe des investissements liés au réseau de transport pour permettre la mise hors service des centrales alimentées au charbon en Ontario.

Nous envisageons également d'effectuer des investissements afin d'atténuer le problème de congestion du réseau de transport dans la région de Niagara et entre le nord-ouest et le nord-est de l'Ontario. Une grande partie de l'aménagement projeté d'installations de production (hydroélectriques, éoliennes et au gaz) aura lieu dans le nord et le sud de l'Ontario. Nous étudions également des améliorations au réseau de transport dans le sud-ouest de l'Ontario ainsi qu'entre Sudbury et Barrie pour faciliter l'aménagement de ces installations. Nous prévoyons que le coût de tous ces projets sera inclus dans notre base tarifaire réglementée.

La province est intéressée à accroître tant la quantité d'électricité produite en Ontario que la quantité d'électricité pouvant être importée. Nous avons donc l'intention de poursuivre les travaux d'aménagement qui visent l'accroissement bénéfique de la capacité d'interconnexion de notre réseau avec ceux des provinces et des États voisins. Nous nous pencherons également sur les recommandations que formulera le Groupe de travail Canada-États-Unis sur la panne de courant, mis sur pied à la suite de la panne de courant du 14 août 2003. Ces recommandations sont attendues au cours du premier trimestre de 2004.

Poursuite des efforts touchant la compression des coûts et l'amélioration de la productivité, de pair avec un souci de la sécurité

Nous croyons que nos résultats financiers récents témoignent de notre capacité à réduire les coûts et à améliorer la productivité. En 2002, nous avons imparti des fonctions secondaires à Inergi LP, membre du groupe de Cap Gemini Ernst & Young Canada Inc., à qui une part importante de notre personnel a été

transférée en conséquence. Ces arrangements devraient demeurer en vigueur jusqu'en 2012. Nous avons réduit les coûts et amélioré la productivité par la centralisation des activités et l'assouplissement de certaines règles et pratiques applicables à notre personnel de montage et de réparation de lignes et à notre personnel forestier, notamment par l'instauration de locaux de travail temporaires. Nous avons davantage fait appel à des bureaux de placement pour répondre à des besoins de main-d'œuvre occasionnels et saisonniers. Toutes ces mesures se sont traduites par une réduction du personnel permanent, celui-ci ayant été ramené de 5 632 travailleurs en 1999 à environ 3 970 au 31 décembre 2003.

Nous croyons pouvoir réaliser de nouvelles compressions de coûts et améliorations de la productivité par la gestion conjointe de nos entreprises de transport et de distribution, l'arrangement d'impartition conclu avec Inergi LP, la réalisation de nouvelles économies d'échelle par le regroupement continu du secteur de la distribution et le regroupement des fonctions d'exploitation de nos réseaux. D'ici le troisième trimestre de 2004, nous prévoyons regrouper toutes les activités d'exploitation de notre réseau, lesquelles sont actuellement dispersées en Ontario, en un centre d'exploitation unique, tout en maintenant une installation de secours entièrement redondante. Cette mesure vise à abaisser les coûts et à améliorer le service par l'introduction de systèmes d'exploitation d'avant-garde.

Nous croyons que nos travailleurs de l'électricité comptent parmi les plus compétents et les mieux formés sur le continent. Vu la nature de notre travail et les conditions météorologiques parfois extrêmement difficiles auxquelles nous faisons face, la sécurité est primordiale. Nous avons à cœur la prévention des accidents et nous nous efforçons de créer un lieu de travail sûr pour les employés. Nous ne croyons pas que cette démarche augmentera le coût de nos programmes de travaux, car l'accent est mis sur les méthodes de travail et la supervision. Nous tentons par exemple d'assurer que les superviseurs consacrent moins de temps à des tâches administratives et passent plus de temps sur les lieux de travail.

Rehaussement de la confiance et de la fierté chez nos employés

Un certain nombre de mesures clés sont en voie d'être instaurées et les mesures existantes seront étoffées afin de nous assurer de rehausser et de maintenir la confiance et la fierté chez nos employés. Au cours des dernières années, nous avons mené un sondage annuel auprès de nos employés afin d'établir le genre d'événements qui leur insufflent un sentiment de confiance et de fierté. Nous utilisons les résultats de ces sondages pour élaborer nos programmes reliés aux ressources humaines. Par exemple, nous avons remanié nos programmes de communications internes et nos mesures de perfectionnement des cadres en réponse à ces résultats. Nos programmes de rémunération ont été restructurés de manière à prévoir une rémunération au rendement et à motiver les employés. Nous sommes également à préparer un nouveau document sur la mission, la philosophie et les valeurs de notre société, qui supposera l'implication des employés dans le développement de notre société. De plus, nous avons récemment mis au point une nouvelle politique relative aux ressources humaines qui explicite les objectifs et les aspirations de notre société quant à la façon dont nous désirons traiter nos employés.

Nous étudions également les caractéristiques démographiques de notre main-d'œuvre, étant donné qu'en moyenne, notre personnel est âgé de 45 ans et compte 19 années de service. En réponse à cette situation, nous avons mis en œuvre un programme élaboré de perfectionnement des cadres et de planification de la relève. En outre, un important programme de recrutement, conjugué aux programmes d'engagement d'apprentis et d'étudiants actuellement en cours, contribuera à régler la question des futurs passages à la retraite.

Maintien de la priorité de l'efficience sur le plan des coûts et de la productivité

Nous avons réalisé des économies annuelles de 8 % à 9 % durant la période allant de 2001 à 2003, et les économies liées à la productivité ont été en grande partie réinvesties dans les programmes de travaux. Pour l'avenir, nous croyons que les possibilités de réduction des coûts et les économies liées à la productivité seront plus complexes et difficiles à réaliser. Nous visons des économies annuelles de l'ordre de 2 % à 5 % par diverses mesures telles que le regroupement des centres d'exploitation à Barrie, en Ontario, la sélection stratégique de fournisseurs de matériaux et de services et certaines mesures liées à la technologie de l'information. Se reporter à la rubrique « Notre entreprise de transport – Biens de transport ». À la longue,

nous aurons pour objectif d'appartenir au quartile supérieur des entreprises canadiennes comparables du secteur de l'électricité en ce qui a trait aux statistiques clés du coût unitaire.

Notre entreprise de transport

Survol

Notre réseau de transport fonctionne à 500 kV, à 230 kV et à 115 kV et transporte l'électricité jusqu'aux abonnés. Ceux-ci comprennent 52 sociétés de distribution locale, nos propres entreprises de distribution et 66 grandes sociétés industrielles dont les charges excèdent 5 MW. L'électricité est également livrée à des entreprises de services publics dans d'autres territoires au moyen d'interconnexions. Les producteurs fournissent l'électricité tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'Ontario, et 77 de ceux-ci situés en Ontario sont branchés directement au réseau de transport. Notre réseau de transport dessert plus de quatre millions de clients, directement ou indirectement, et a transporté 151,7 TWh d'électricité à l'échelle de l'Ontario en 2003. Les revenus de notre entreprise de transport ont compté pour environ 33 % et environ 32 % de nos revenus totaux pour 2002 et 2003, respectivement.

Notre réseau de transport forme un réseau intégré de transport d'énergie électrique qui peut être divisé en deux composantes, selon leurs fonctions. Le réseau de production-transport, qui fonctionne principalement à 500 kV ou à 230 kV sur des distances relativement longues, relie les principales sources de production aux postes de transport et à des centres de grande consommation. Le réseau d'approvisionnement régional fonctionne à 230 kV ou à 115 kV et relie le réseau de production-transport aux producteurs locaux et aux grands utilisateurs, tels que les sociétés de distribution locale, les clients industriels et notre propre entreprise de distribution. Les postes de transformation situés à proximité des centres de grande consommation abaissent la tension au niveau requis pour les réseaux de distribution de détail ou les usagers finaux qui sont branchés directement à notre réseau de transport.

Notre réseau de transport est hautement intégré et fonctionne sur une base synchrone, c'est-à-dire à la même phase et fréquence, avec le réseau d'interconnexion de l'est de l'Amérique du Nord, lequel comprend la quasi-totalité des entreprises de services publics de l'électricité à l'est de la ligne continentale de partage des eaux. Notre entreprise de transport possède et exploite 17 interconnexions synchrones à 345 kV, à 230 kV, à 115 kV et à 69 kV avec New York (9), le Michigan (4), le Manitoba (3) et le Minnesota (1). Notre entreprise de transport possède et exploite aussi neuf interconnexions asynchrones avec le Québec. Une interconnexion asynchrone est une interconnexion reliant deux systèmes de transport d'électricité qui ne fonctionnent ni à la même phase ni à la même fréquence. En conséquence de ces interconnexions, notre réseau est doté d'une capacité d'importation combinée de 3 900 MW et d'une capacité d'exportation combinée d'environ 5 800 MW. Ces capacités dépendent de la puissance installée des interconnexions. En application, les capacités réelles d'importation et d'exportation peuvent être considérablement limitées par les restrictions dans notre réseau de transport ou ceux d'un autre territoire, les débits de courant imprévus entre les systèmes interconnectés et la charge locale, et les tendances de production.

La capacité de notre réseau de transport à fournir de l'électricité aux grands centres de consommation à partir des sources de production à l'échelle de l'Ontario est, à l'heure actuelle, relativement peu entravée. Un réseau de 500 kV sert de « dorsale » de transport aux alentours de la région du Grand Toronto avec des connexions de 500 kV jusqu'au nord de l'Ontario, à Ottawa, à London et aux principales installations de production. Lorsque de nouveaux projets de production d'électricité seront étudiés en Ontario, leur incidence sur le réseau de transport devra être évaluée.

Biens de transport

Nos biens de transport peuvent être répartis dans cinq catégories fonctionnelles, soit les postes de transport, les lignes de transport, les centres d'exploitation, les installations de télécommunications et les autres biens de transport.

Postes de transport. Les postes de transport servent à intégrer les lignes de transport dans un réseau et à transformer la tension de l'électricité transportée, en fonction de la tension requise par l'utilisateur final. Ces postes sont souvent situés à des points où l'énergie en provenance de deux ou plusieurs lignes de transport peut être combinée et réacheminée dans des directions différentes. Ces postes ont principalement pour fonction de transformer la tension et, dans la plupart des cas, de permettre la commutation entre les lignes de transport. Dans certains cas, seules des installations de commutation sont requises. La plus grande partie des postes de commutation et quelques installations de transformation de tension sont situés aux installations d'Ontario Power Generation Inc.

Les postes de transport peuvent être classés en deux grandes catégories. La première est composée des postes d'arrivée et de départ, notamment des postes extérieurs situés aux installations de production d'Ontario Power Generation Inc., qui servent principalement à la commutation et à la transformation de tension entre des réseaux à 500 kV, à 230 kV et à 115 kV. La seconde comprend les postes d'approvisionnement de la clientèle, qui sont des postes de transformation qui, à partir du réseau de transport, livrent l'électricité aux clients de gros. À l'heure actuelle, la plupart des postes de transport utilisés pour l'approvisionnement de la clientèle sont constitués de circuits jumelés et de transformateurs réducteurs de tension destinés à assurer qu'une panne d'un élément n'entraînera pas une interruption permanente de l'approvisionnement. Pour les charges petites ou éloignées, un poste de conception plus simple, doté d'un transformateur unique ou d'un seul circuit, est utilisé.

Notre réseau de transport comprend 274 postes de transport dont les composantes peuvent inclure des transformateurs de haute tension, des disjoncteurs de puissance, des commutateurs de haute tension, des batteries de condensateur et des bobines de réactance, des dispositifs de protection et de contrôle, des systèmes de comptage et de surveillance ainsi que des infrastructures incluant des bâtiments et des systèmes de sécurité.

Lignes de transport. Nos lignes de transport sont classées en deux catégories, les lignes de production-transport et les lignes d'approvisionnement local. Les lignes de production-transport sont les lignes principales qui livrent l'énergie entre les centrales ou les interconnexions et les postes récepteurs d'arrivée. Les lignes de production-transport font partie du réseau de transport intégré et fonctionnent habituellement à 500 kV ou à 230 kV, et quelques-unes à 115 kV. Les lignes d'approvisionnement local tirent leur énergie du réseau de transport aux postes récepteurs d'arrivée et la livrent aux postes de transformation d'approvisionnement des abonnés, aux centres de grande consommation. Les tensions habituelles des lignes d'approvisionnement local sont de 230 kV ou de 115 kV. Toutes ces lignes sont des lignes aériennes, à l'exception d'environ 271 kilomètres de câbles souterrains dans les régions urbaines.

Le réseau de transport comporte environ 28 600 kilomètres de lignes à haute tension dont les principales composantes sont constituées de câbles, de structures porteuses en bois ou en acier, de fondations, d'isolateurs, de matériel de connexion et d'installations de mise à la terre.

Centres d'exploitation. Nous assurons la supervision, le contrôle et la gestion en temps réel, c'est-à-dire instantanée, de notre réseau de transport à partir de notre centre de gestion de l'exploitation de transport à Toronto, en Ontario, et à deux autres centres d'exploitation régionaux situés dans le sud de l'Ontario. Le centre de gestion de l'exploitation de transport est notre lien avec la SIGMÉ pour l'exploitation de notre réseau de transport. La SIGMÉ gère le marché de l'électricité et dirige l'exploitation du réseau de transport intégré en Ontario. Selon les directives reçues de la SIGMÉ, le centre de gestion de l'exploitation de transport supervise nos centres de gestion d'exploitation régionaux, qui assurent la commutation ou le contrôle matériel du transport. La commutation est effectuée pour assurer un service de transport fiable et une qualité d'énergie acceptable à nos abonnés, protéger nos biens de transport, isoler l'équipement pour faciliter l'entretien, assurer la sécurité du personnel d'entretien et remettre l'équipement en service. Nous sommes en voie de rationaliser ces centres d'exploitation et notre centre de gestion de l'exploitation de distribution à un centre unique à Barrie, en Ontario. Nous croyons que cette rationalisation réduira considérablement le coût de l'exploitation en temps réel. Nous maintiendrons notre centre de gestion de l'exploitation de transport à Toronto, en Ontario, afin de servir d'installation de secours entièrement redondante pour notre nouveau centre à Barrie.

Installations de télécommunications pour le transport. Nos besoins en télécommunications comprennent des services visant la protection et l'exploitation de réseaux de données administratives, de circuits de transmission

de la voix et de réseaux électriques. Ces besoins sont comblés par l'utilisation d'une vaste gamme de nos propres installations et services acquis auprès de prestataires de services de télécommunications. La fiabilité et la disponibilité des services de télécommunications utilisés dans la protection et l'exploitation de notre système de transport sont cruciales pour le respect de nos obligations d'interconnexion, la protection de nos biens et la fiabilité de notre réseau de transport. Dans le passé, lorsque les fournisseurs de services de télécommunications ne pouvaient ou ne désiraient pas fournir les services requis à un coût approprié, nous établissions nos propres installations de télécommunications. Ces installations détenues en propriété comprennent les réseaux hertziens, de câbles à fibres optiques et à courant porteur, et les systèmes radio mobiles. Comme le réseau hertzien arrive à la fin de sa durée de vie utile, il est en voie d'être remplacé par un réseau à fibre optique.

Autres biens de transport. Les autres biens comprennent ceux qui soutiennent l'exploitation et l'entretien permanents du réseau de transport, comme les immeubles de bureaux et les bâtiments de service, les engins de manutention et le matériel de travaux, ainsi que les autres biens liés aux bureaux et à la technologie de l'information.

Projets liés à la capacité d'interconnexion

Québec. Nous avons planifié une nouvelle interconnexion avec la province de Québec, laquelle augmenterait de 1 250 MW notre capacité d'interconnexion. Notre plan comprendrait la construction d'une ligne biterne à 230 kV entre les réseaux à proximité d'Ottawa, ainsi que la mise en place au Québec d'installations de conversion (de courant continu en courant alternatif et de courant alternatif en courant continu) qui relierait les deux réseaux de façon continue (tandis qu'à l'heure actuelle, la charge ou la production doit être isolée au sein de l'un des réseaux aux fins d'importation ou d'exportation). Bien que nous ayons obtenu les approbations réglementaires nécessaires, Hydro-Québec ne nous a pas encore informés qu'elle avait obtenu celles dont elle a besoin. Afin que le projet puisse être mis en œuvre si Hydro-Québec était en mesure d'y donner suite, nous avons demandé à la CEO une nouvelle prolongation s'étendant au-delà du 31 décembre 2003, de l'approbation visant la construction de ces installations. La CEO est à étudier notre demande, qui vise une prolongation de cinq ans et, dans l'intervalle, la CEO a reporté la date d'expiration de l'autorisation que nous avons obtenue pour construire cette installation sur une base provisoire, jusqu'à ce qu'elle rende sa décision. Hydro-Québec et nous-mêmes reconnaissons que la construction dans le cadre de ce projet ne débutera pas dans un proche avenir.

Michigan. Deux de nos interconnexions avec l'État du Michigan sont en voie d'être améliorées par l'installation de trois déphaseurs et d'un autotransformateur. Une partie de l'installation est achevée, mais le fournisseur de l'équipement devra résoudre certains problèmes techniques (le travail que nécessite notre transformateur est couvert par la garantie). La date de mise en service des installations est donc incertaine. Ce matériel devrait nous permettre de mieux contrôler l'utilisation de nos interconnexions avec le Michigan et ainsi de mieux contrôler les opérations transfrontalières directes entre l'Ontario et le Michigan et indirectes entre l'Ontario et l'État de New York. Ce projet vise également à accroître notre capacité d'exportation de 1 000 MW et notre capacité d'importation, de 500 MW.

Liaison Lac Érié. Hydro One et notre partenaire, TransÉnergie US, filiale d'Hydro-Québec, avons élaboré conjointement une proposition visant un câble sous-marin qui s'étendrait entre l'Ontario et la Pennsylvanie ou l'Ohio, ou les deux. Nous avons obtenu l'approbation de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis relativement à la vente de droits de transport dans le cadre de ce projet, qui vise ce qui est communément appelé une ligne de transport « commerciale ». En 2002, nous avons tenu un processus d'enchères concurrentielles quant aux droits à long terme visant cette liaison mais, en raison de l'état des marchés, les revenus éventuels étaient insuffisants pour justifier tout l'investissement que nécessitait ce projet. Par conséquent, TransÉnergie et nous-même avons convenu de suspendre l'offre de cette liaison à titre de ligne commerciale.

Manitoba. Nous en sommes aux premiers stades de la planification et de l'aménagement d'une nouvelle ligne de transport importante entre le nord du Manitoba et Sudbury, en Ontario, y compris toutes les installations connexes nécessaires pour permettre l'acheminement d'électricité vers le sud de l'Ontario. Cette nouvelle ligne de transport faciliterait l'acheminement de l'électricité que l'Ontario achète au Manitoba. Pour permettre au

Manitoba de fournir l'électricité demandée et de gérer ses autres engagements, Hydro-Manitoba devrait construire de nouvelles centrales hydroélectriques. La ligne de transport permettrait à l'Ontario d'avoir accès à cette source d'énergie propre. Nous estimons que la date de mise en service la plus hâtive pour ce projet serait comprise entre 2011 et 2014.

Notre entreprise de distribution

Survol

Notre réseau de distribution fournit des services de distribution d'électricité aux abonnés à l'aide d'un réseau de distribution à basse tension. En 2003, le réseau de distribution a livré 27,9 TWh d'électricité à environ 1,2 million de clients dans les régions rurales et urbaines (y compris environ 103 200 abonnés de détail urbains situés à Brampton, en Ontario). Le réseau de distribution dessert en outre 40 sociétés de distribution locale qui ne sont pas directement raccordées à notre réseau de transport et 47 abonnés industriels dont la charge excède 5 MW. Le réseau de distribution est constitué de lignes sur environ 123 000 kilomètres qui fonctionnent surtout à des tensions de 50 kV ou moins, et de 1 032 postes de distribution et de régulation. Notre réseau de distribution distribue l'électricité à partir de notre réseau de transport et de 96 petits générateurs intégrés. À la différence des réseaux que l'on retrouve dans les régions à forte densité de population et qui sont conçus pour être parfaitement redondants, notre réseau de distribution est configuré pour approvisionner surtout les régions rurales faiblement peuplées. Pour fournir un service rentable dans ces régions, le réseau de distribution est configuré en grande partie comme un réseau en série, c'est-à-dire qu'il est configuré en lignes droites, plutôt qu'en boucles, de sorte qu'une panne à n'importe quel point le long de la ligne entraîne une panne de courant pour tous les abonnés en aval de la ligne. En conséquence, les pannes des composantes doivent être immédiatement réparées ou celles-ci doivent être remplacées avant la reprise du service. Les revenus de notre entreprise de distribution ont compté pour environ 66 % et environ 67 % de nos revenus totaux pour 2002 et 2003, respectivement.

Biens de distribution

Le réseau de distribution d'électricité regroupe les trois composantes suivantes : i) les lignes à basse tension qui relient nos postes de transport à nos postes de distribution ainsi qu'à certains abonnés industriels et à certaines sociétés de distribution locale; ii) les postes de distribution et de régulation; et iii) nos lignes de distribution à faible tension partant des postes de distribution et reliant des abonnés industriels, commerciaux, agricoles et résidentiels de même que des sociétés de distribution locale intégrées. Ces trois composantes comprennent de l'équipement tel que des poteaux, des conducteurs, des transformateurs, des relais de réenclenchement, des dispositifs de protection et des interrupteurs. Parmi les biens divers figurent les centres et l'équipement de réparation, notamment notre parc de véhicules, et le matériel informatique, de réparation et de construction.

Collectivités éloignées

Nous exploitons 18 réseaux réglementés de production et de distribution dans le nord de l'Ontario qui desservent des collectivités non branchées au réseau de distribution de l'électricité de l'Ontario, dont les installations nous appartiennent ou appartiennent à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. Ces collectivités éloignées comportent au total quelque 3 400 abonnés. L'électricité destinée à être utilisée par ces collectivités éloignées est produite par 56 génératrices fonctionnant au diesel qui nous appartiennent et auxquelles viennent s'ajouter de petites quantités de production éolienne ou hydroélectrique. Aux termes du règlement 199/02 pris en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, nous sommes tenus, par l'intermédiaire d'une ou de plusieurs de nos filiales, d'exploiter et de maintenir des biens de production et de distribution existants dans ces collectivités éloignées et d'y fournir l'électricité. En décembre 2003, le réseau de distribution des Attawapiskat a été raccordé au réseau de transport. Aux termes d'une convention d'exploitation provisoire conclue entre Hydro One Remote Communities Inc. et la Première Nation des Attawapiskat (la « Première Nation »), la Première Nation exploite actuellement ces biens de production et de distribution. L'approbation de la CEO à l'égard de la vente à la Première Nation de ces biens de production et de distribution sera demandée en 2004. Les installations de distribution de Hydro One dans les collectivités

éloignées sont dispensées du libre accès par règlement. 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*, les taux exigés des abonnés dans les collectivités éloignées ont été plafonnés aux niveaux en vigueur le 11 novembre 2002. Se reporter à la rubrique « Réglementation – Incidences de la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* et de la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)* sur les revenus de distribution – Ordonnances tarifaires visant les collectivités éloignées ».

Notre entreprise de télécommunications

Notre entreprise de télécommunications commercialise une capacité de câble optique non activé et activé auprès d'entreprises de télécommunications et de clients commerciaux qui ont besoin d'un réseau à large bande. Cette entreprise commercialise également de l'espace de colocation sur nos tours hertziennes auprès de fournisseurs de services de télécommunications sans fil.

Personnel

Le 31 décembre 2003, notre filiale Hydro One Networks comptait 3 790 employés permanents, soit 299 cadres non syndiqués, 2 696 employés représentés par le Power Workers' Union et 795 employés représentés par la Society of Energy Professionals. De plus, notre filiale Hydro One Brampton comptait 40 employés permanents non syndiqués, 99 employés représentés par les Travailleurs et travailleuses canadien(ne)s de l'automobile et 38 employés représentés par la Fraternité internationale des ouvriers en électricité. Nous comptons également 912 employés temporaires, notamment 7 cadres, 435 employés représentés par le Power Workers' Union, 44 employés représentés par la Society of Energy Professionals et 426 employés représentés soit par le Canadian Union of Skilled Workers (un syndicat de l'électricité), soit par 16 syndicats de la construction qui ont conclu des conventions collectives avec la Electrical Power Sector Construction Association, dont Hydro One est un membre important.

En 2003, nous avons négocié avec le Power Workers' Union une convention collective d'une durée de deux ans qui se terminera le 31 mars 2005. Nous sommes parties à des conventions d'une durée de trois ans qui expirent dans les deux cas le 31 mars 2005 avec les Travailleurs et travailleuses canadien(ne)s de l'automobile et la Fraternité internationale des ouvriers en électricité, à l'égard de notre filiale de Brampton, à une convention d'une durée de trois ans qui expire le 30 avril 2005 avec le Canadian Union of Skilled Workers et à une convention collective de 27 mois expirant le 31 mars 2005 avec la Society of Energy Professionals.

Arrangement d'impartition avec Inergi LP

Par l'intermédiaire de notre filiale Hydro One Networks Inc., nous avons conclu avec Inergi LP une convention d'impartition en date du 28 décembre 2001. La prestation des services d'Inergi LP a débuté le 1^{er} mars 2002. Inergi LP est une société du groupe de Cap Gemini Ernst & Young Canada Inc. Aux termes de la convention, Inergi LP nous fournit des services de réponse à la clientèle et de règlement de même que des services de gestion de l'approvisionnement, des services de paie, des services de technologie organisationnelle ainsi que des services financiers et comptables. Dans le cadre de la convention conclue avec Inergi LP, 906 employés syndiqués et non syndiqués (dont 770 employés permanents et 136 employés non permanents) ont été transférés à Inergi LP le 1^{er} mars 2002. Aux termes de la convention, nous continuerons de mettre à la disposition des employés transférés les biens dont ceux-ci se servaient avant le transfert de leur emploi, et d'effectuer à l'égard de ces biens les travaux de remise à neuf qui peuvent s'imposer.

La convention comporte une durée de 10 ans et des frais de service de base d'environ 1 milliard de dollars répartis sur toute la durée de la convention. Les frais sont assujettis à des réductions fondées sur des analyses indépendantes des prix de référence tous les trois ans. Cap Gemini Ernst & Young US LLC a consenti une garantie financière et une garantie de bonne exécution des obligations d'Inergi LP, cette garantie couvrant les deux premières années de la convention.

La convention confère des droits de résiliation à chacune des parties, notamment, dans le cas de notre société, des droits de résiliation par anticipation pour des motifs de commodité et à la réalisation de certains événements commerciaux spécifiés. En pareils cas, nous sommes tenus aux termes de la convention de verser certains frais de résiliation spécifiés et de contribuer aux indemnités de départ et à d'autres frais. De plus, à l'expiration de la convention, nous sommes tenus de contribuer aux indemnités de départ, le cas échéant, à concurrence de 10 millions de dollars.

Régime de retraite

Le régime de retraite de Hydro One Inc. a été établi le 31 décembre 1999. Conformément à une convention de transfert de l'actif datée du 29 mars 2001 et conclue par les cinq sociétés remplaçant Ontario Hydro, les éléments d'actif et de passif du régime de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (auparavant le régime de retraite et d'assurance d'Ontario Hydro) ont été transférés aux nouveaux régimes de retraite établis par les remplaçants d'Ontario Hydro conformément aux dispositions de la *Loi de 1998 sur l'électricité* selon la quote-part de chacune d'entre elles. Le transfert a été approuvé par le surintendant des services financiers et a débuté le 29 juin 2001. Nous gérons désormais la quote-part de ces éléments d'actif et de passif qui nous revient et nous l'investissons en tant que répondant et administrateur du régime de retraite d'Hydro One Inc. Au 31 décembre 2003, on dénombrait 3 835 membres actifs et 7 774 retraités, participants invalides et prestataires d'une rente différée.

En date du 31 décembre 1999, nous avons établi le régime de retraite complémentaire de Hydro One Inc. afin de verser des prestations de retraite complémentaires selon les mêmes modalités que prévoyait l'ancien régime complémentaire d'Ontario Hydro. Le 30 octobre 2001, ce régime a été modifié de façon à exiger l'établissement d'une fiducie en vue de la constitution d'une sûreté en regard du paiement des prestations de retraite complémentaires prévues par le régime. Cette fiducie a été établie en tant que convention de retraite en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et la sûreté a été constituée sous la forme d'une lettre de crédit.

Assurance

Nous avons une garantie d'assurance qui comporte une assurance-responsabilité, une assurance des biens multirisques, une assurance des pertes d'exploitation et une assurance contre le bris des machines. Nous avons également une autre garantie d'assurance exigée par la législation provinciale, qui couvre la responsabilité civile automobile, la responsabilité découlant de l'utilisation de pesticides et la responsabilité relative aux aéronefs. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque ».

Immeubles

Le tableau suivant présente des renseignements sommaires sur les principaux immeubles utilisés dans notre exploitation commerciale :

<u>Installations¹⁾</u>	<u>Total</u>	<u>Détenues en propriété</u>	<u>Servitude</u>	<u>Louées</u>	<u>Autres²⁾</u>
Couloirs de transport ³⁾	221 530 acres	—	221 530	—	—
Postes de transport ⁴⁾⁵⁾	244 sites	19	194	14	17
Postes de commutation ⁴⁾⁶⁾	30 sites	1	10	4	15
Centres d'exploitation de transport ⁷⁾	5 sites	—	5	—	—
Postes de distribution ⁴⁾⁸⁾	962 sites	938	—	11	13
Postes régulateurs ⁴⁾	73 sites	69	1	2	1
Centres administratifs et de réparation ⁹⁾	176 sites	63	66	41 ⁷⁾	6
Baux et contrats de sous-location ¹⁰⁾	3 sites	—	—	3	—

- 1) Le 27 juin 2002, la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs* a reçu la sanction royale. Cette loi a modifié la *Loi de 1998 sur l'électricité* en y ajoutant la partie IX.1, qui porte sur la propriété et l'utilisation des couloirs de transport. Les couloirs de transport comprennent les biens-fonds en Ontario dont Hydro One était propriétaire et qui étaient utilisés ou qui avaient été acquis aux fins de l'exploitation du réseau de transport, y compris les terrains adjacents. En vertu de cette loi, la propriété de tous les couloirs a été transférée à la province, et Hydro One s'est vu accorder une servitude prévue par la loi pour exploiter le réseau de transport. Hydro One a également conservé l'obligation d'engager certaines dépenses récurrentes liées à l'utilisation de ces biens-fonds, notamment les charges d'entretien, les impôts fonciers et le coût des mesures correctives futures que pourrait exiger la province à l'avenir. La CEO est autorisée à restreindre ou à faire cesser toute utilisation des couloirs de transport qui entrave l'exploitation du réseau de transport. À la promulgation de la partie IX.1 le 31 décembre 2002, la propriété des couloirs de transport, d'une valeur comptable nette d'environ 259 millions de dollars, a été transférée à la province en échange d'une servitude prévue par la loi. De plus, la propriété de biens-fonds actuellement inutilisés a été transférée à la province, et leur valeur nette d'environ 7 millions de dollars a été portée en diminution des capitaux propres.
- 2) Comprend les biens-fonds qui appartiennent à Ontario Power Generation Inc. ou à Bruce Power, auxquels Hydro One a obtenu un accès aux fins de l'exploitation de son entreprise. Ces utilisations ont été ou seront officialisées par un bail ou une servitude.
- 3) Des biens-fonds de 49 673 acres servant de couloirs de transport ont été transférés à la province.
- 4) Comprend le nombre total de stations d'exploitation.
- 5) Inclut un poste de transformation qui appartient à Hydro One Brampton Networks Inc. et 18 qui appartiennent à Hydro One Networks Inc. Des 212 sites (terrains seulement) qui avaient originalement été transférés à la province en vertu de la loi, 18 sites ont été retransférés à Hydro One Networks Inc. avant le 31 décembre 2003 ou à cette date.
- 6) Le total inclut 10 sites (terrains seulement) qui ont été transférés à la province en vertu de la loi.
- 7) Le nombre total de centres d'exploitation de transport comprend quatre centres de transport et un centre de distribution. Ce nombre sera de nouveau réduit à deux d'ici le 31 mai 2004, dont une installation de secours. Tous les sites des centres (terrains seulement) ont été transférés à la province en vertu de la loi.
- 8) Les postes de distribution comprennent 91 postes à haute tension, le reste étant des postes à basse tension. De plus, 18 des sites de postes ont trait à Hydro One Brampton Networks Inc., dont 15 postes détenus en propriété et trois à bail.
- 9) Le nombre total de centres administratifs et de réparation comprend deux baux reliés à l'ancienne entreprise d'Ontario Hydro Energy Inc. et un site appartenant à Hydro One Brampton Networks Inc. Au total, 66 sites de centres administratifs et de réparation (terrains seulement) ont été cédés à la province en vertu de la loi, dont 33 centres qui sont situés à des sites de postes de transformation. Le fonctionnement de ces centres est en grande partie indépendant de celui du poste de transformation, mais dans certains cas le personnel affecté à ces immeubles remplit les deux fonctions.
- 10) Hydro One Telecom Inc. ou sa filiale ont conclu des baux ou des contrats de sous-location à l'égard de biens immeubles situés à Montréal, à Toronto et à Buffalo pour y installer du matériel de télécommunication.

Environnement

Bien que l'environnement soit principalement réglementé au niveau provincial, les gouvernements fédéral canadien et provinciaux et les administrations locales s'en partagent la compétence. En conséquence, nous sommes assujettis à une réglementation fédérale, provinciale et locale élaborée concernant la protection de l'environnement, y compris les évaluations environnementales, les déversements dans l'eau et les rejets dans le sol et la production, le stockage, le transport, l'élimination et le rejet de diverses substances dangereuses.

Système de gestion environnementale

Nous avons un système de gestion environnementale destiné à repérer les répercussions environnementales de notre exploitation et de nos installations et à contribuer à l'amélioration continue de notre performance environnementale. Nous mettons à jour continuellement notre système de gestion environnementale pour refléter les changements organisationnels et le progrès réalisé dans l'atteinte de nos objectifs environnementaux.

Permis, licences et approbations

Nous sommes tenus d'obtenir et de conserver des permis et des approbations spécifiques des autorités fédérales, provinciales et locales, notamment à l'égard de l'évacuation des déchets, des travaux de drainage et les rejets dans l'atmosphère et dans l'eau.

Divers projets que nous avons entrepris ou que nous nous proposons d'entreprendre et qui exigent des approbations ou permis environnementaux du gouvernement fédéral ou l'utilisation de terres fédérales, y compris les réserves et autres terres assujetties à la *Loi sur les Indiens* (Canada), feront l'objet d'une évaluation environnementale fédérale. Les installations d'interconnexions additionnelles avec les services publics avoisinants d'autres provinces et des États exigent des approbations et seront assujetties à l'examen des autorités fédérales de réglementation, ce qui peut inclure une évaluation environnementale. Certains projets seront assujettis à une évaluation environnementale provinciale. Un nombre important de nos projets existants sont assujettis à un processus d'évaluation environnementale simplifié. L'étendue, le moment et le coût des évaluations environnementales au niveau fédéral ou provincial dépendent du type de projet et de ses répercussions possibles sur l'environnement.

Rejets

La législation environnementale fédérale, provinciale et municipale régit le rejet des substances dans l'environnement par l'interdiction des évacuations ayant des répercussions qui sont défavorables sur l'environnement, ou qui pourraient l'être. Des déversements et des fuites de substances se produisent dans le cours de nos activités normales, et nous pourrions à cet égard être soumis à des pénalités ou à des coûts de nettoyage. En conséquence, nous avons instauré un programme de prévention de déversement et des fuites comportant l'essai, le remplacement, la réparation et l'installation des systèmes de confinement et le regarnissage des transformateurs. En outre, nous avons instauré des mesures d'urgence que nous croyons suffisantes pour minimiser les répercussions environnementales des déversements et pour respecter nos obligations légales.

Substances dangereuses

Nous gérons diverses substances dangereuses dont les biphényles polychlorés (BPC), les herbicides et les produits de préservation du bois. De plus, certaines installations ont des substances présentes destinées à être traitées spécialement en vertu de la législation sur la santé et la sécurité professionnelles, comme l'amiante, le plomb et le mercure. Nous avons des programmes de gestion environnementale en place pour traiter les BPC et les herbicides.

Nous désaffectons régulièrement du matériel contaminé aux BPC et évacuons les déchets de BPC en vue de leur décontamination ou de leur destruction. Tout l'équipement électrique à haute tension renfermant des concentrations de BPC supérieures à 10 000 particules par million a été retiré. Certains équipements contenant de l'huile minérale contaminée aux BPC demeurent en service, y compris un nombre estimatif de 15 000 transformateurs du réseau de distribution, ainsi que de petites composantes électriques aux postes de transport. L'huile minérale contaminée aux BPC dans de petites composantes du matériel de transport est soumise à des tests et recyclée dans le cadre des programmes de révision des postes. Selon nos estimations courantes, les dépenses futures reliées aux BPC totalisent environ 50 millions de dollars au 31 décembre 2003 pour les 27 prochaines années.

Nous utilisons des herbicides principalement pour la lutte contre la végétation incompatible sur les droits de passage, le long des lignes de distribution et sur les emplacements des postes. Nous recourons actuellement à une approche de gestion intégrée en vue d'une gestion de la végétation utilisant la coupe manuelle et mécanique et l'emploi sélectif d'herbicides. Les herbicides sont appliqués conformément à la *Loi sur les pesticides*. Tel qu'il est indiqué ci-dessous, l'utilisation historique d'un herbicide particulier a contaminé certaines de nos propriétés et quelques propriétés avoisinantes.

Les produits de préservation du bois utilisés sur les poteaux de bois les protègent contre les champignons et les insectes et prolongent ainsi leur vie utile. Dans le passé, nous avons utilisé des poteaux imprégnés de pentachlorophénol. Nous réglerons les problèmes de contamination liés à la migration de cette substance à mesure qu'ils se produiront.

Évaluation et remise en état des terrains

Nous avons élaboré un programme volontaire d'évaluation de terrains et de remise en état afin de repérer la présence de tout contaminant lié à nos postes de transport et de distribution, à nos centres de réparation et à nos centrales dans les régions éloignées et, au besoin, de remédier à une telle situation. Ce programme vise le repérage systématique de toute contamination qui provient de ces installations ou qui s'y trouvent et, le cas échéant, la mise au point de mesures correctives pour Hydro One et les propriétés privées adjacentes. Les contaminants potentiels comprennent les huiles isolantes, les substances utilisées dans le passé pour la lutte contre la végétation, comme l'anhydride arsénieux, le mazout, l'essence, les BPC et les produits de préservation du bois comme le pentachlorophénol. Les évaluations environnementales de phase I ont été exécutées à la plupart des postes de transport, des centres de réparation et des centrales dans les régions éloignées. Un nombre restreint d'évaluations de phase I ont été entreprises aux postes de distribution, compte tenu de leur nombre élevé et de leur historique d'exploitation similaire. Une présélection de sites comprenant un échantillonnage des sols dans les zones probables de contamination a été entreprise à la plupart de ces endroits.

À la fin de 2003, l'ensemble du programme visant environ 1 562 sites. À 672 de ces sites, les analyses ont révélé qu'au moins un échantillon de sol ou d'eau souterraine présentait une teneur supérieure aux lignes directrices du ministère de l'Environnement (pour au moins une substance visée). Nous avons élaboré un système de classification des propriétés fondé sur les risques pour faciliter l'établissement des priorités aux fins d'un échantillonnage de phase II, et ce système est complété par des inspections visuelles des sites et de propriétés réceptrices avoisinantes. Les mesures correctives et, le cas échéant, de gestion des risques sont prises en fonction des résultats de l'échantillonnage de phase II et des discussions qui sont menées avec les propriétaires des propriétés touchées et les autorités de réglementation. Le ministère de l'Environnement (au niveau local et à l'échelon de la direction) ainsi que les autorités locales et les médecins hygiénistes du ministère de la Santé participent activement au programme.

Les coûts futurs reliés au programme d'évaluation de sites et de mesures correctives sont actuellement évalués à quelque 55 millions de dollars au cours des sept prochaines années.

Champs électriques et magnétiques

Des champs électriques et magnétiques existent chaque fois que de l'électricité est utilisée ou transmise, y compris aux installations d'énergie électrique comme les lignes de transport et de distribution et les sous-stations, et dans chaque immeuble doté du service électrique en Ontario. D'après les recherches actuelles, les scientifiques s'accordent pour dire que le risque pour la santé publique découlant d'une exposition aux champs électriques et magnétiques n'a pas été établi et que, s'il l'était, ce risque serait faible, selon un consensus des scientifiques depuis un certain temps. Nous avons commandité des recherches dans le passé et nous nous affairons maintenant à surveiller les développements nationaux et internationaux. Nous entretenons aussi un dialogue permanent avec le ministère de la Santé et des Soins de longue durée de l'Ontario sur cette question. Des associations avec des organismes provinciaux et municipaux ont été créées pour le développement des mesures appropriées et la communication avec le public. Les champs électriques et magnétiques ne sont pas

actuellement réglementés par les gouvernements fédéral ou provinciaux, et nous ne connaissons aucun projet actuel visant à les réglementer.

Litiges en cours

Dans le cadre de la réorganisation d'Ontario Hydro, nous avons remplacé celle-ci en tant que partie à diverses poursuites judiciaires en cours concernant les entreprises, l'actif, les immeubles et le personnel qui nous ont été transférés. Nous assumerons également la responsabilité des réclamations futures relatives aux entreprises, à l'actif, aux immeubles et au personnel que nous avons acquis, découlant d'événements survenus tant avant qu'après le 1^{er} avril 1999. Outre les réclamations que nous assumons, nous sommes de temps à autre nommés en tant que partie défenderesse dans des poursuites judiciaires qui surviennent dans le cours normal des affaires. Les litiges en cours contenant des réclamations importantes dans lesquelles nous sommes actuellement nommés comme partie défenderesse sont commentés ci-dessous.

Le 1^{er} septembre 1995, Torcom Communications Inc. a nommé Ontario Hydro parmi plusieurs défendeurs dans le cadre d'une poursuite auprès de la Cour supérieure de justice de l'Ontario demandant des dommages de 150 millions de dollars, ainsi que l'exécution de certaines ententes et une injonction provisoire. Torcom Communications avait tenté d'acheter certains appareils de télécommunications, appartenant à une société en faillite, auprès d'un séquestre nommé par la Cour. Les appareils avaient été installés sur une propriété d'Ontario Hydro en vertu d'un permis délivré au propriétaire initial. Torcom Communications prétend avoir conclu une entente avec Ontario Hydro pour l'installation permanente des appareils sur la propriété de celle-ci. Torcom Communications allègue que Ontario Hydro a violé ce contrat et a entravé ses efforts en vue de l'achat des appareils auprès du séquestre. Il y a eu très peu d'activité sur la cause depuis 1995, lorsque Ontario Hydro a signifié une requête en précisions sur les allégations avancées contre elle. Ontario Hydro n'a pas reçu de réponse à sa requête en précisions et aucune défense ne lui a été signifiée. Nous sommes d'avis qu'il existe de solides défenses aux réclamations de la demanderesse contre Ontario Hydro et croyons peu probable que l'issue du litige ait des répercussions défavorables importantes sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos perspectives.

Le 29 mars 1999 et le 24 mai 2001, la bande de la Première Nation Whitesand a intenté des poursuites similaires devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario citant, à titre de défendeurs, la province, le procureur général du Canada, Ontario Hydro, la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, Ontario Power Generation Inc. et notre société. Ces poursuites exigent une mesure de redressement déclaratoire, une injonction et des dommages-intérêts pour une somme indéterminée. La bande Whitesand allègue que, depuis au moins la première moitié du vingtième siècle, Ontario Hydro a érigé des barrages, des centrales, des lignes de transport d'énergie électrique et d'autres installations se trouvant sur les terrains traditionnels de la bande ou causant des répercussions à ceux-ci, ainsi que des dommages aux membres de la bande et aux terrains dont des inondations considérables et une érosion marquée. La bande Whitesand revendique également des droits issus de traités relatifs à un partage des profits découlant des activités de ces installations d'Ontario Hydro et une admissibilité aux augmentations des annuités de traités et invoque la violation d'un contrat allégué visant le remboursement à la bande des frais de négociation avec Ontario Hydro. La bande Whitesand invoque des causes multiples d'action, y compris la violation du droit de propriété, le manquement aux obligations fiduciaires, la nuisance et la négligence. Nous n'avons déposé aucune défense jusqu'à maintenant. Nous avons demandé des précisions sur les réclamations et en avons demandé de nouvelles et plus complètes, comme l'ont fait les autres défendeurs. À la suite des précisions déposées, le Procureur général du Canada a présenté diverses requêtes, que nous avons appuyées, afin de faire rejeter les réclamations et d'obtenir de meilleures réponses aux demandes de précisions. En septembre 2003, la Cour supérieure de justice de l'Ontario a rejeté les réclamations avec autorisation de les modifier. La bande Whitesand a maintenant modifié ses réclamations, et d'autres requêtes de nature procédurale pourraient être présentées avant que nous produisons une défense. De plus, cette cause a été jointe à l'affaire Red Rock mentionnée ci-après. L'inondation dont Ontario Hydro serait prétendument responsable est une question qui nous paraît relever de la responsabilité d'Ontario Power Generation Inc. aux termes des ordonnances de transfert prises en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Nous sommes d'avis qu'il est peu probable que l'issue de ce litige ait un impact défavorable important sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos perspectives.

Le 7 septembre 2001, la bande des Premières Nations Red Rock a intenté des poursuites devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario citant, à titre de défendeurs, la province, le procureur général du Canada, Ontario Hydro, la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, Ontario Power Generation Inc. et notre société. Cette réclamation est de forme similaire à la réclamation de la bande de la Première Nation Whitesand, et le même procureur représente la bande Red Rock. La bande exige une mesure de redressement déclaratoire et réclame des dommages-intérêts indéterminés pour violation du droit de propriété, manquement à des obligations fiduciaires, nuisance publique et privée et des sommes impayées aux termes d'un bail visant une ligne de transport ou un droit de passage. Les mêmes requêtes présentées dans la cause Whitesand, dont il est question ci-dessus, ont été présentées en l'espèce, avec le même résultat. Cette cause a été jointe à l'affaire Whitesand. Les réclamations de la bande Red Rock et de la bande Whitesand ont été modifiées. D'autres requêtes de nature procédurale seront vraisemblablement déposées avant que nous produisions une défense. Nous ne pouvons encore évaluer pleinement la probabilité que l'issue de ce litige ait un impact défavorable important sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos perspectives, mais nous croyons que cette éventualité est improbable.

Santé et sécurité

Hydro One estime que le secteur de la santé et sécurité est crucial pour l'exploitation de son entreprise. Nous avons à cœur de créer et de maintenir un milieu de travail sûr pour nos employés et nos entrepreneurs, d'élaborer des pratiques prévenant les blessures et de réduire au minimum le risque de tout préjudice que ses installations et ses activités peuvent causer au public. Elle a mis en place des politiques visant la santé et la sécurité des travailleurs et la sécurité publique.

Les indicateurs et les cibles de rendement en matière de sécurité d'entreprise qui ont été élaborés permettent de mesurer le niveau de gravité des blessures, le taux de fréquence des accidents et les pertes de temps qui en découlent. Ces indicateurs et cibles font l'objet d'un suivi par la direction et par le comité de santé et sécurité du conseil d'administration. La rémunération des employés est en partie liée à l'atteinte des cibles de rendement annuelles en matière de sécurité. En cas de blessure, un processus de suivi efficace nous permet d'assurer que les employés se rétablissent et reviennent au travail le plus tôt possible.

Divers programmes et pratiques ont été mis en œuvre pour améliorer notre rendement en matière de sécurité. En 2003, nous avons élaboré un plan d'action afin d'atteindre nos nouveaux objectifs ambitieux en matière de sécurité. Les mesures mises en œuvre comprennent un accroissement de la présence des superviseurs sur le terrain, l'établissement de normes uniformes pour l'exécution du travail et l'amélioration des communications en matière de sécurité. Les inspections des lieux de travail et la planification efficace des tâches contribuent également à faire de nos installations un milieu de travail plus sûr, parce qu'elles permettent la détection des dangers et la mise en place de dispositifs de protection avant le début du travail. Notre processus d'enquête nous permet d'en apprendre d'avantage sur les accidents de manière à les prévenir et à améliorer notre planification des tâches.

Hydro One est actuellement en voie d'intégrer la gestion de la santé et sécurité dans un seul système de gestion de la santé et sécurité et de l'environnement. Une évaluation et une gestion efficaces des risques sont cruciales pour réduire avec succès les risques et améliorer le rendement sur le plan de la sécurité. Au sein de l'organisation, les dangers ont été décelés et les mesures ont été prises pour réduire les risques au minimum.

RÉGLEMENTATION

Régime législatif et fonctionnement

Généralités

La *Loi de 1998 sur l'électricité* et la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* établissent en grande partie le vaste cadre législatif du marché concurrentiel de l'électricité en Ontario. La *Loi de 1998 sur l'électricité* met en œuvre les principes fondamentaux de la restructuration du secteur de l'électricité en Ontario et a permis l'instauration du libre accès non discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution.

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* a étendu la compétence et le mandat de la CEO à la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Ces deux lois ont été modifiées par la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*, qui a reçu la sanction royale et a été promulguée le 27 juin 2002, et par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*, qui a reçu la sanction royale et dont les dispositions ont presque toutes été promulguées le 9 décembre 2002. De plus, le 18 décembre 2003, la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)* a reçu la sanction royale et entrera en vigueur par proclamation. Une fois promulguée, la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)* modifiera la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Se reporter à la rubrique « *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* et *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)* ».

Depuis le 1^{er} mai 2002, date de l'instauration du libre accès, les prix de l'électricité en Ontario sont déterminés par les forces du marché de gros de l'électricité qu'administre la SIGMÉ. Cette dernière est le coordonnateur centralisé et indépendant des réseaux d'électricité qui est chargé de maintenir la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement en électricité en Ontario, de superviser l'exploitation du réseau dirigé par la SIGMÉ. Cette dernière détient une autorisation de la CEO et est financée au moyen des frais qu'approuve la CEO et qui sont prélevés auprès de tous les intervenants du marché. Se reporter à la rubrique « – Arrangements contractuels, codes et permis – Convention d'exploitation avec la SIGMÉ ».

Les intervenants du marché peuvent acheter ou vendre de l'électricité sur les marchés de gros au comptant qu'administre la SIGMÉ. Ils peuvent aussi conclure des contrats entre eux, mais ils sont tenus de planifier de telles opérations avec la SIGMÉ.

Les usagers de l'électricité sur le marché de détail sont libres de choisir leur fournisseur. Ils peuvent conclure un contrat avec le détaillant de leur choix ou continuer de recevoir le service d'approvisionnement ordinaire de leur distributeur titulaire. Dans chaque cas, le distributeur est tenu de continuer de leur livrer de l'électricité, tant qu'ils demeurent raccordés à ce réseau de distribution. Se reporter aux rubriques « – Développement général de l'activité » et « – Arrangements contractuels, codes et permis – Codes de l'industrie de l'électricité ».

Chaque distributeur, y compris notre société, continue d'avoir l'obligation de brancher et d'approvisionner les abonnés conformément à la *Loi de 1998 sur l'électricité*, aux modalités de ses permis de distribution et des ordonnances tarifaires. Le 1^{er} mai 2002, nous avons commencé à fournir l'électricité en conformité avec les dispositions du code de service d'approvisionnement ordinaire qu'a élaboré la CEO, aux clients raccordés à notre réseau de distribution qui n'avaient pas choisi un détaillant concurrent (nos abonnés du service d'approvisionnement ordinaire). Se reporter à la rubrique « – Arrangements contractuels, codes et permis – Codes de l'industrie de l'électricité ». En conséquence de l'adoption de la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* et de la réglementation connexe, nous continuerons de fournir ce service aux petits consommateurs et aux consommateurs désignés, à un prix fixe de 4,3 cents le kWh jusqu'à la date de prise d'effet des dispositions tarifaires que comporte la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)*, cette date étant prévue pour le 1^{er} avril 2004.

Réforme de la Commission de l'énergie de l'Ontario

Le 15 avril 2003, le ministre de l'Énergie a annoncé les projets de la province concernant une réforme de la CEO. La loi, qui a été promulguée en août 2003, fait de la CEO un organisme qui s'autofinance, bien qu'elle demeure un organisme de la Couronne; elle établit que le mandat initial des membres de la CEO est d'une durée de deux ans et que les mandats de renouvellement sont d'au plus cinq ans; cette loi crée un comité de gestion qui remplit les fonctions administratives courantes de la CEO, ce qui permet aux membres de la CEO de se consacrer exclusivement aux audiences et de déléguer au personnel de la CEO des pouvoirs décisionnels quant aux questions courantes; elle crée un comité consultatif composé de parties prenantes, de représentants du secteur d'activité et de consommateurs et chargé d'examiner chaque année les données relatives au

rendement de la CEO; elle établit des calendriers de réglementation et des énoncés de priorités qui visent à accroître la responsabilisation et à assurer le respect de délais serrés; elle énonce des critères pour le soutien de la protection des consommateurs afin d'assurer que les consommateurs puissent participer aux instances; elle englobe l'éducation et la protection des consommateurs dans le rôle confié à la CEO en matière de communications et elle harmonise les pouvoirs de la CEO touchant la réglementation du gaz naturel et de l'électricité.

Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité et Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)

Dispositions clés de la Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité pour les entreprises de Hydro One

Les dispositions de la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* qui continueront d'avoir des répercussions sur les entreprises de transport et de distribution de Hydro One jusqu'à la promulgation de la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)* et qui devaient demeurer en vigueur jusqu'au 30 avril 2006 sont notamment les suivantes :

- À compter du 1^{er} décembre 2002, le prix de l'électricité a été fixé à 4,3 cents le kWh pour les petits consommateurs et consommateurs désignés. Les petits consommateurs et consommateurs désignés incluent notamment les suivants :
 - les abonnés qui consomment au plus 250 000 kWh par année;
 - les municipalités, les fermes, les universités, les écoles, les hôpitaux, les organismes de bienfaisance enregistrés et certains organismes de services sociaux et culturels prescrits par les règlements.
- Les autres clients devaient continuer à payer les prix de l'électricité établis par le marché ou les contrats commerciaux.
- Cette loi bloque les prix que tous les consommateurs paient pour le transport et la distribution d'électricité aux niveaux en vigueur le 11 novembre 2002, à l'égard de l'électricité consommée à compter du 1^{er} décembre 2002. Par conséquent, certaines de nos ordonnances tarifaires, par exemple celles qui visaient les abonnés basse tension, qui avaient été approuvées mais qui n'étaient pas en vigueur le 11 novembre 2002, n'ont pas été mises en application. Se reporter à la rubrique « – Distribution – Incidences de la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* et de la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)* sur les revenus de distribution ».
- L'examen des demandes tarifaires qui n'avaient pas fait l'objet d'une ordonnance de la CEO avant le 9 décembre 2002 a été abandonné, et tous les tarifs qui avaient reçu l'approbation provisoire de la CEO étaient réputés être définitifs. Cette mesure a touché notre demande tarifaire en instance à l'égard de nos abonnés des régions éloignées. Les tarifs s'appliquant à eux pour 2002 avaient fait l'objet d'une approbation provisoire et, par conséquent, sont devenus définitifs. Les modifications approuvées qui avaient été apportées aux tarifs de Hydro One visant les 87 entreprises municipales de services publics dont nous avons fait l'acquisition ont été bloquées aux niveaux de 2001. Les tarifs de distribution de la filiale dont nous avons fait l'acquisition, Hydro One Brampton Networks Inc., avaient déjà été approuvés pour 2002. Se reporter aux rubriques « – Distribution – Incidences de la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* et de la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la*

Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité) sur les revenus de distribution » et « – Distribution – Ordonnances tarifaires visant les collectivités éloignées ».

- Les distributeurs et les transporteurs ne peuvent demander à la CEO de modifier des ordonnances tarifaires sans l'approbation du ministre de l'Énergie.
- Les consommateurs d'électricité dont les factures sont en souffrance ne peuvent être débranchés avant le 1^{er} avril 2003.
- Le ministre doit continuer à approuver les nouvelles règles du marché et les modifications des règles existantes. Il peut également révoquer des modifications s'il juge qu'elles portent indûment atteinte aux intérêts des consommateurs en ce qui a trait aux prix de l'électricité ou encore à la fiabilité ou à la qualité du service. Les modifications révoquées sont renvoyées de nouveau devant la SIGMÉ pour qu'elle les étudie.

Dispositions clés de la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)*

Les dispositions de la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)* qui, au moment de sa promulgation, auront des incidences sur nos entreprises sont les suivantes :

- À compter du 1^{er} avril 2004, le prix actuellement plafonné à 4,3 cents le kWh pour les petits consommateurs et consommateurs désignés sera remplacé par un plan de tarification provisoire aux termes duquel les premiers 750 kWh consommés chaque mois par les petits consommateurs et les consommateurs désignés sont tarifés à 4,7 cents le kWh, et la consommation excédentaire, à 5,5 cents le kWh. Le plan de tarification provisoire demeurera en vigueur jusqu'à ce que la CEO élabore un nouveau mécanisme de tarification, qui sera mis en œuvre dès que possible et, dans tous les cas, au plus tard le 1^{er} mai 2005. Les autres clients continueront de payer les prix de l'électricité établis par le marché ou les contrats commerciaux.
- L'approbation du ministre n'aura plus à être obtenue pour la présentation d'une requête concernant les tarifs de transport.

Les coûts reportés des distributeurs locaux, dont le recouvrement avait été suspendu par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*, pourront être recouvrés sur une période de quatre ans débutant en avril 2004, sous réserve d'un examen par la CEO.

L'approbation du ministre demeurera nécessaire pour les requêtes qui concernent de nouveaux tarifs pour les entreprises de distribution, et le ministre conserve la haute main sur le pouvoir de la CEO d'introduire une instance de sa propre initiative à l'égard des tarifs de distribution et de réexaminer ses propres ordonnances tarifaires applicables aux distributeurs. Le ministre conserve également le droit d'exiger que la CEO examine ou modifie ses ordonnances à l'égard des tarifs de distribution. Toutefois, il est prévu que la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)* rétablisse le régime réglementaire applicable au secteur de la distribution au plus tard le 1^{er} mai 2005.

La province a également indiqué que, sous réserve des règlements et des directives de la CEO, les distributeurs locaux, notamment l'entreprise de distribution de Hydro One, seraient autorisés à recouvrer leur plein rendement commercial, à la condition qu'ils réinvestissent l'équivalent de ces revenus pour une année dans des mesures de conservation et de gestion de la demande. Nous prévoyons que les rendements de notre entreprise de distribution s'amélioreront et qu'ils s'approcheront du plein rendement commercial après 2006.

Arrangements contractuels, codes et permis

Convention d'exploitation avec la SIGMÉ

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, la SIGMÉ doit conclure avec les transporteurs des ententes lui donnant l'autorisation de diriger l'exploitation de leurs réseaux. Le 8 juin 2001, nous avons conclu avec la SIGMÉ notre convention d'exploitation d'une durée de 10 ans, qui établit les responsabilités spécifiques des parties concernant la prestation du service de transport. Cette convention remplit notamment les fins suivantes : elle identifie nos installations qui seront incluses dans le réseau dirigé par la SIGMÉ; elle prévoit que la SIGMÉ dirigera l'exploitation des installations de notre filiale Hydro One Networks Inc.; elle définit les obligations respectives de Hydro One Networks Inc. et de la SIGMÉ concernant l'exploitation de ces installations; elle prévoit la coordination des modifications et des ajouts touchant les installations de transport entre Hydro One Networks Inc. et la SIGMÉ; elle fixe les modalités et conditions concernant le partage et le caractère confidentiel des renseignements, la supervision et les installations de télécommunications, ainsi que la délimitation des responsabilités pour les relais de protection; et elle traite des questions de responsabilité et d'indemnisation.

Par contraste, la portion du réseau de l'Ontario qui est affectée à la distribution n'est pas dirigée par la SIGMÉ et demeure assujettie au contrôle opérationnel des sociétés de distribution locale, en conformité avec le régime réglementaire.

Liens de Hydro One avec d'autres intervenants du marché

Les producteurs, les sociétés de distribution locale et les clients branchés directement à notre réseau de transport doivent conclure une convention avec nous pour assurer un service de branchement fiable, conformément au code des réseaux de transport établi par la CEO.

Certains intervenants du marché, comme les producteurs et les grands consommateurs qui sont intégrés dans les réseaux de distribution, sont raccordés au marché de gros par des lignes et des installations définies comme de la « distribution » et appartenant à des sociétés de distribution locale. En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, les sociétés de distribution locale doivent, à tout le moins, permettre aux producteurs et aux abonnés admissibles d'accéder sans discrimination aux marchés de gros administrés par la SIGMÉ. Les sociétés de distribution locale doivent informer la SIGMÉ de toute situation dans leur réseau de distribution pouvant influencer sur la capacité des producteurs et des clients intégrés de participer aux marchés élargis administrés par la SIGMÉ.

Codes de l'industrie de l'électricité

La CEO a approuvé le code des relations entre les membres du même groupe pour les distributeurs et transporteurs d'électricité, le code du service d'approvisionnement ordinaire, le code des réseaux de distribution, le code des réseaux de transport, le code du règlement des ventes au détail et le code de conduite des détaillants en électricité. Ces codes prescrivent les normes de conduite et les normes de service minimums pour les transporteurs, les distributeurs et les détaillants sur le marché concurrentiel de l'électricité.

Le code des relations entre les membres du même groupe pour les distributeurs et transporteurs d'électricité a pris effet le 1^{er} octobre 1999. Ce code établit les normes et conditions d'interaction entre les distributeurs ou transporteurs d'électricité et les sociétés membres du même groupe. Nos filiales par l'intermédiaire desquelles nous transportons et distribuons l'électricité sont donc assujetties à ce code. Parmi ses principaux objectifs, le code vise à réduire au minimum la possibilité, pour un distributeur ou un transporteur, d'interfinancer des activités concurrentielles ou non monopolistiques.

Le code du service d'approvisionnement ordinaire est entré en vigueur le 1^{er} mai 2002. Ce code régit la conduite des distributeurs, notamment notre société, dans leur prestation du service d'approvisionnement ordinaire conformément à la *Loi de 1998 sur l'électricité*, ainsi que les modalités de leurs permis de distribution. Aux termes du code du service d'approvisionnement ordinaire, les tarifs d'un distributeur pour ce

service sont autorisés par la CEO et sont constitués du prix de l'électricité et de frais administratifs qui visent à permettre au distributeur de recouvrer ses coûts de prestation du service. La CEO approuvait nos tarifs à l'égard du service d'approvisionnement ordinaire. Toutefois, par suite de la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* et de la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)*, nos tarifs à l'égard du service d'approvisionnement ordinaire seront établis par règlement jusqu'à ce que la CEO élabore et instaure un nouveau mécanisme d'établissement du prix de l'électricité qui, conformément à la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)*, doit être mis en œuvre au plus tard le 1^{er} mai 2005. Le code des réseaux de transport et le code des réseaux de distribution établissent les conditions minimales qu'un transporteur ou un distributeur, respectivement, doit remplir pour satisfaire à ses engagements concernant le transport et la distribution d'électricité conformément à son permis et à la *Loi de 1998 sur l'électricité*.

Les modalités du code des réseaux de transport s'appliquent à toutes les opérations et interactions entre un transporteur et les distributeurs, producteurs et consommateurs d'électricité branchés directement au réseau de transport. Ce code est entré en vigueur le 1^{er} mai 2002. Le 14 juin 2002, la CEO a engagé une instance en deux phases afin d'étudier le code des réseaux de transport et des questions connexes. La première phase de cette instance portait sur des questions telles que l'évitement du réseau de transport, la capacité disponible, la responsabilité des coûts, leur évaluation économique et les possibilités de contestation s'y rapportant, et la décision de la CEO dans le cadre de la première phase est attendue au début de 2004. La codification des principes qui en découleront de même que d'autres questions telles que la responsabilité des coûts, la résolution des litiges, la présentation de l'information et le suivi feront l'objet de la deuxième phase de l'examen que mène la CEO.

Le code des réseaux de distribution est entré en vigueur le 1^{er} mai 2002, exception faite des dispositions qui ont trait aux branchements et aux agrandissements ainsi qu'aux obligations des producteurs, lesquelles étaient déjà en vigueur. Au premier trimestre de 2004, la CEO devrait publier des modifications relatives au code des réseaux de distribution en ce qui a trait au branchement d'installations de production aux réseaux de distribution. Ces modifications donnent suite à un processus de consultation tenu en 2003 avec les parties prenantes. Ces changements ont pour but de clarifier et de simplifier le processus et les exigences touchant ces branchements.

Le code du règlement des ventes au détail prévoit les obligations d'un distributeur quant à ses liens avec les autres intervenants du marché de détail ainsi que son rôle en tant qu'administrateur des règlements sur le marché de détail. Ce code vise à assurer, sous réserve du risque de crédit, que les distributeurs ne feront pas de profits ni ne subiront de pertes dans le cadre de leurs fonctions en tant qu'administrateurs des règlements sur le marché de détail. En particulier, les distributeurs desservis par le réseau de distribution de notre société pourraient recevoir de l'électricité de nous plutôt que de l'acheter auprès des intervenants du marché de gros. En pareil cas, nous devrions majorer notre fonds de roulement pour couvrir les comptes clients et l'augmentation des coûts permanents et nous nous attendrions à récupérer ces coûts au moyen de notre ordonnance tarifaire de distribution. Certains aspects de ce code pourraient nécessiter une révision à la lumière de la nouvelle structure tarifaire qu'introduira la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)*.

Permis dans l'industrie de l'électricité

En 2003, la CEO a entrepris un examen des permis de tous les transporteurs, distributeurs et producteurs d'électricité en Ontario. Les nouveaux permis comportent une durée de 20 ans et intègrent les exigences d'information et de tenue de registres que la CEO a établies en octobre 2002. De nouveaux permis ont été délivrés à l'égard de l'entreprise de distribution de notre filiale de Brampton, de nos entreprises de production et de distribution dans les collectivités éloignées et de notre entreprise de transport. L'examen de nos permis de distribution à l'égard de notre entreprise principale qu'exploite Hydro One Networks Inc. est en cours. La CEO a prolongé notre permis transitoire à l'égard de cette entreprise jusqu'au 30 juin 2004.

Permis de transport

Les principales modalités de notre nouveau permis de transport sont essentiellement les mêmes que celles de notre permis transitoire.

Les principales modalités de notre permis de transport sont les suivantes :

- ***Obligation de conclure une convention avec la SIGMÉ*** – Nous sommes tenus de conclure la convention d’exploitation avec la SIGMÉ dont il a été traité précédemment et qui prévoit la direction, par celle-ci, de l’exploitation de notre réseau de transport. Le 8 juin 2001, nous avons conclu notre convention d’exploitation avec la SIGMÉ. Se reporter à la rubrique « – Arrangements contractuels, codes et permis – Convention d’exploitation avec la SIGMÉ ».
- ***Accès non discriminatoire*** – Si un producteur, un distributeur, un détaillant, un grossiste ou un abonné nous demande de transporter de l’électricité sur notre réseau de transport, nous devons, sous réserve des contraintes de capacité, offrir de transporter l’électricité pour le compte du demandeur, d’une manière compatible avec les règles du marché pertinentes et le code des réseaux de transport.
- ***Obligation de branchement*** – Nous ne pouvons refuser une offre de branchement à notre réseau de transport qui a été faite conformément aux modalités de notre ordonnance tarifaire de transport, aux règles du marché et au code des réseaux de transport, à moins d’y être autorisés par la CEO, la législation ou les codes, normes ou règles que nous devons respecter à titre de condition de notre permis. Nous devons répondre à une demande de branchement dans les 30 jours ouvrables, en conformité avec les procédures publiées de branchement.
- ***Obligation de maintenir l’intégrité du réseau*** – Nous devons maintenir notre réseau de transport en fonction des normes établies dans notre convention avec la SIGMÉ, des règles du marché et de toute autre norme d’exploitation ou de planification reconnue dans l’industrie que la CEO a précisée.
- ***Tarifs de transport*** – Nous ne pouvons exiger des frais de transport d’électricité ou de branchement à notre réseau de transport, sauf conformément à notre ordonnance tarifaire de transport.
- ***Séparation de l’activité commerciale*** – Notre entreprise de transport doit séparer ses registres financiers de ceux de toute autre entreprise de Hydro One.
- ***Expansion du réseau de transport*** – Nous ne pouvons construire, élargir ou renforcer notre réseau de transport ou effectuer une interconnexion, sauf conformément à la législation, à la réglementation, au code des réseaux de transport et aux règles du marché. La CEO peut nous demander d’étendre ou de renforcer notre réseau de transport si elle détermine que la sécurité, la fiabilité ou l’intégrité du réseau est menacée. Nous devons nous efforcer d’accroître de 2 000 MW notre capacité d’interconnexion avec les territoires voisins d’ici le 1^{er} mai 2005 et devons donner un compte rendu de nos efforts à la CEO après cette date pour lui permettre de les évaluer.
- ***Présentation de l’information*** – Nous sommes tenus de maintenir des registres, de fournir à la CEO les renseignements que celle-ci peut exiger à l’occasion et de l’informer de tout changement important de circonstances au plus 20 jours après la date à laquelle le changement s’est produit.

- **Restrictions applicables à la communication d'information** – Certaines restrictions s'appliquent à notre utilisation de l'information concernant des consommateurs, des détaillants, des grossistes et des producteurs ainsi qu'à la communication de cette information. Nous devons obtenir le consentement à la communication de cette information, sauf dans certaines situations précises, et devons informer les parties en cause des conditions auxquelles cette information peut être divulguée sans leur consentement.

Permis de distribution

Les modalités et conditions de nos trois permis de distribution sont similaires à celles de notre permis de transport décrites ci-dessus. De plus, les permis :

- obligent l'entreprise de distribution à tenir des registres financiers distincts de ceux de l'entreprise de transport;
- créent une obligation d'exiger des tarifs qui respectent une ordonnance de la CEO et qui sont conformes aux méthodes et techniques imposées par le manuel de tarification de la distribution de l'électricité, le code des réseaux de distribution, le code du service d'approvisionnement ordinaire et le code du règlement des ventes au détail;
- exigent le respect du code du règlement des ventes au détail et du code des relations entre les membres du même groupe pour les distributeurs et transporteurs d'électricité;
- prescrivent la façon dont nous devons transmettre aux abonnés les rabais d'Ontario Power Generation Inc.;
- imposent l'obligation, à notre entreprise de distribution, de brancher un immeuble à notre réseau de distribution dans les circonstances prescrites, et de vendre de l'électricité ou d'assurer son approvisionnement à chaque personne raccordée à notre réseau de distribution, conformément à nos ordonnances tarifaires de distribution et au code du service d'approvisionnement ordinaire, de même que de vendre l'électricité aux consommateurs d'une manière compatible avec les modalités et conditions de ces dispositions.

Ordonnances tarifaires et questions connexes relatives aux entreprises de Hydro One

La CEO approuve tant les besoins en revenus que les tarifs exigés dans le cadre de nos entreprises réglementées. Les tarifs sont conçus pour permettre à nos entreprises de recouvrer les coûts autorisés et de gagner un taux de rendement annuel spécifié de l'avoir moyen du porteur d'actions ordinaires.

L'expression « base tarifaire de services publics » vise l'investissement dans l'entreprise réglementée (y compris l'actif brut immobilisé en service, moins l'amortissement cumulé, plus le fonds de roulement nécessaire et à l'exclusion des travaux de construction en cours). La base tarifaire de services publics est utilisée pour déterminer la structure du capital approuvée pour les entreprises réglementées afin d'établir les frais financiers et le rendement de l'avoir du porteur d'actions ordinaires, autorisés pour ces entreprises. En 1999, la CEO a approuvé pour nos entreprises réglementées une structure du capital constituée à 60 % de titres de créance comportant un coût pondéré d'environ 7,7 %, à 4 % d'actions privilégiées à dividende de 5,5 % et à 36 % d'actions ordinaires, ainsi qu'un taux de rendement de l'avoir réputé du porteur d'actions ordinaires de 9,88 %.

Transport

Ordonnances tarifaires en vigueur et examen de la structure tarifaire existante de l'entreprise de transport

Pour 2000, l'ordonnance tarifaire (entrée en vigueur le 1^{er} avril 1999) que la CEO a rendue pour notre entreprise de transport approuvait des besoins en revenus annuels de 1,2 milliard de dollars. Au moment d'établir les besoins en revenus, la CEO a approuvé une base tarifaire de services publics de 5,7 milliards de dollars, des coûts et charges nets de 549 millions de dollars et des paiements en remplacement des impôts des sociétés de 139 millions de dollars pour 2000.

Le 15 janvier 2001, la CEO a rendu son ordonnance tarifaire, qui comprenait des tarifs de transport approuvés à l'égard de notre société. Par la suite, la CEO a décidé d'établir un processus faisant intervenir tous les transporteurs d'électricité en Ontario pour élaborer des tarifs de transport uniformes qui s'appliqueraient à tous les clients des services de transport. Le 30 avril 2002, la CEO a approuvé des tarifs de transport qui s'appliqueraient sur une base uniforme à la demande de pointe horaire à tout point de livraison du service de transport en Ontario. Nos besoins en revenus et nos prévisions de charge approuvés sont demeurés inchangés par suite de l'adoption de ces tarifs uniformes. De plus, l'adoption par la CEO d'un tarif de transport uniforme réduit l'encouragement financier, pour les clients, de chercher un autre transporteur.

Avant le 1^{er} mai 2002, ces tarifs de transport étaient englobés dans un tarif groupé unique pour l'exploitation des réseaux et les services de transport et distribution de l'électricité. À compter du 1^{er} mai 2002, les tarifs exigés des abonnés ont été dégroupés, et l'utilisation du réseau de transport est maintenant facturée aux utilisateurs de la charge selon un mode transparent, à raison du tarif de transport approuvé. La SIGMÉ perçoit les revenus de transport de notre société et nous les remet sur une base mensuelle.

Les tarifs de transport sont fondés sur les coûts entièrement répartis et liés à la fourniture des trois éléments suivants du service de transport :

- ***Services de réseau*** – Le réseau de transport correspond à la partie intégrée de notre réseau de transport à haute tension qui est partagée par tous les usagers et inclut toutes les installations à 500 kV, à 230 kV et à 115 kV qui peuvent être classées comme des installations à usage commun;
- ***Services de branchement de lignes*** – Les installations de branchement sont les parties périphériques de notre réseau de transport à haute tension qui sont affectées au service d'un abonné ou d'un producteur unique ou d'un groupe d'abonnés ou de producteurs. Les installations de branchement de lignes de transport sont les lignes périphériques de transport à haute tension qui raccordent le transformateur au réseau;
- ***Services de branchement de transformation*** – Les biens de branchement de transformation sont composés des installations de transformation à haute tension qui diminuent les tensions des niveaux de transport aux niveaux de distribution pour l'approvisionnement des abonnés.

De plus, les exportations d'électricité à l'extérieur de l'Ontario sont assujetties à des frais de transport à l'exportation de un dollar par MWh.

Concurrence

En vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, tous les concurrents qui détiennent un permis peuvent demander à la CEO la permission de construire des installations de réseau de transport en Ontario. L'adoption par la CEO d'un tarif de transport uniforme réduit la motivation financière pour les clients de chercher un transport substitut.

Dans le passé, les abonnés avaient la possibilité de construire et de détenir leurs propres installations de branchement au réseau de transport et d'éviter ainsi de payer nos frais de branchement. Seuls quelques grands

clients industriels et les sociétés de distribution locale se sont prévalus de cette possibilité, probablement en raison des coûts élevés de construction. Selon le nouveau régime de réglementation, en plus d'éviter de nous verser des frais de branchement, les sociétés de distribution locale qui détiennent leurs propres installations de branchement au réseau de transport peuvent inclure ces biens dans leur base tarifaire et gagner à cet égard un rendement réglementé. Toutefois, de façon générale, les clients continueront d'avoir le choix de faire intégrer leurs nouvelles installations de branchement dans nos installations de transport et de transformation et nos groupes de lignes existants ou encore de construire et de détenir leurs installations de branchement. Nous continuerons d'entretenir et de restaurer nos biens de branchement existants et nous présenterons des offres portant sur la construction et la propriété de nouvelles installations.

Évitement

Il y a évitement lorsqu'un abonné à qui nous fournissons des installations de transport obtient après notre investissement la totalité ou une partie de ses services de transport d'une autre façon ou prend des mesures afin d'éviter d'utiliser nos services de transport avant la récupération de notre investissement au moyen des tarifs. La récupération du coût restant des installations délaissées nécessite ensuite l'accroissement des tarifs de transport pour les autres abonnés.

Dans sa décision de janvier 2001 portant sur la conception des tarifs de transport et la répartition des coûts, la CEO a traité de la question de l'évitement, dans le cas où un utilisateur de la charge installe un générateur pour répondre à la totalité ou à une partie de ses besoins. La CEO a décidé que les abonnés se verraient imputer des frais de branchement de lignes et des frais de branchement de transformation en fonction de leur demande totale d'électricité ou charge brute. Toutefois, compte tenu de la volonté d'encourager une nouvelle production et de la croissance prévue de l'utilisation du réseau (qui nous mettrait à couvert des incidences du délaissement résultant de l'évitement), les abonnés se verraient imputer des frais de réseau en fonction de leur charge nette. En somme, les clients qui produisent de l'électricité sur place peuvent épargner les frais de réseau autrement applicables lorsqu'ils achètent de l'électricité produite par des tiers. Cette décision d'imposer des frais de branchement de lignes et de transformation en fonction des charges brutes signifie que les producteurs internes assument une partie des frais liés à l'infrastructure de transport de l'Ontario, et ceci atténue donc les effets potentiellement négatifs de la génération interne sur notre entreprise de transport.

Le 14 avril 2003, la CEO a publié ses principes et ses propositions préliminaires à l'intention des intervenants dans le cadre de son examen du code des réseaux de transport. En matière d'évitement, la CEO semble avoir élargi les cas où l'évitement des installations de transport serait autorisé. Dans le cadre d'un mémoire déposé pour cette phase de l'instance en juin 2003, nous avons exprimé à la CEO de sérieuses inquiétudes et fait valoir les incidences qu'entraînerait un assouplissement des possibilités d'évitement pour les transporteurs et les abonnés des installations de transport. La conférence de règlement tenue sous l'égide de la CEO qui a pris fin le 24 septembre 2003 n'a mené qu'à un consensus restreint parmi les intervenants, mais elle a clarifié dans une certaine mesure leurs vues opposées sur des questions non réglées. La décision de la CEO sur la phase un (détermination des principes et des propositions) de l'instance est attendue au début de 2004. Bien que la CEO n'ait pas encore fixé de façon définitive le déroulement de la phase deux (mise en œuvre des principes et des propositions) de l'instance, nous prévoyons qu'un groupe de travail composé de participants du secteur d'activité sera formé pour préparer et recommander des modifications au code, notamment en vue de la mise en œuvre des conclusions de la phase un.

Bien que la décision de janvier 2001 ait clarifié la situation en matière d'évitement ainsi que les frais applicables aux clients acheteurs qui se dotent d'installations de production, deux sociétés, Compagnie Abitibi-Consolidated du Canada et CASCO Inc., ont demandé d'être exonérées du paiement des frais de transport. Puisque ces demandes constituaient à notre avis un évitement de nos installations de transport, nous nous y sommes opposés. Le 4 septembre 2003, la CEO a accordé à ces deux sociétés la facturation en fonction de la charge nette pour leur branchement et les tarifs de transport réseau rétroactivement au 1^{er} mai 2002. Nous avons donc remboursé un total de 2,8 millions de dollars à ces deux sociétés et nous nous apprêtons à demander à la CEO d'approuver la comptabilisation de la somme remboursée à un compte de report en vue d'un recouvrement futur.

Demandes de construction d'installations

Lorsque des transporteurs construisent en Ontario des installations qui comprennent une ligne de transport de plus de deux kilomètres, ils doivent demander à la CEO une autorisation de construction. De temps à autre, nous demanderons à la CEO l'autorisation de construire des installations de transport.

En février 2003, nous avons demandé à la CEO l'autorisation de construire une ligne de transport, qui serait nécessaire dès l'été de 2004, afin d'augmenter l'approvisionnement existant à Ottawa. Après la production d'une argumentation écrite en mai 2003, nous avons reçu l'approbation demandée le 10 juillet 2003, et les travaux de construction ont débuté.

Le 3 décembre 2003, nous avons demandé à la CEO l'autorisation de construire un nouveau poste de transformation à notre emplacement actuel de Parkway et une ligne de transport de 6,5 kilomètres sur un droit de passage existant jusqu'au poste de transformation Richmond Hill, à Markham. Nous demandions d'être dispensés d'une audience en raison de l'insuffisance prévue de l'approvisionnement en électricité dans certaines parties du Grand Toronto à l'été de 2005 et de l'urgence de la décision. La CEO, invoquant l'annulation de l'enregistrement de la centrale de Lakeview et l'appui que la SIGMÉ a prêté en vue du traitement urgent de cette question, a accordé la dispense et approuvé la demande sans audience le 24 décembre 2003. Toutefois, la décision de la CEO prévoit un certain nombre de conditions, dont l'expiration de la dispense dès le 31 mars 2004 si les travaux de construction n'ont pas encore commencé. Nous projetons d'entreprendre la construction dans ce délai.

Nous prévoyons demander l'autorisation de construire d'autres installations de transport en 2004.

Bien que nous ayons reçu de la CEO les approbations réglementaires nécessaires en vue d'accroître notre capacité d'interconnexion avec Hydro-Québec, cette dernière n'a pas reçu l'approbation correspondante de la Régie de l'énergie. Nous avons demandé à la CEO de prolonger l'autorisation qu'elle nous a accordée pour la construction de ces installations. Hydro-Québec et nous-mêmes reconnaissons que la construction dans le cadre de ce projet ne démarrera pas dans un proche avenir.

Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs

En juin 2002, la province a édicté la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*. Cette loi a transféré à la province la propriété de tous les biens-fonds affectés aux couloirs de transport à compter du 31 décembre 2002. Notre société conserve le droit prévu par la loi d'utiliser ces couloirs de transport aux fins du transport et de la distribution et d'en étendre l'utilisation à ces fins.

Distribution

Ordonnances tarifaires en vigueur et examen de la structure tarifaire existante de l'entreprise de distribution

Notre ordonnance tarifaire pour 1999, en vigueur du 1^{er} avril 1999 au 31 mars 2001, a approuvé pour notre entreprise de distribution des besoins en revenus annuels de 611 millions de dollars pour 2000. Au moment d'établir ces besoins en revenus, la CEO a approuvé une base tarifaire de services publics de quelque 2,4 milliards de dollars, des coûts et charges nets de 324 millions de dollars et des paiements en remplacement des impôts des sociétés de 78 millions de dollars. Aux fins de la détermination des besoins en revenus, la CEO a approuvé pour nos entreprises réglementées une structure du capital constituée à 60 % de titres de créance comportant un coût moyen pondéré d'environ 7,7 %, à 4 % d'actions privilégiées à dividende de 5,5 % et à 36 % d'actions ordinaires, ainsi qu'un taux de rendement moyen de l'avoir réputé du porteur d'actions ordinaires de 9,88 %.

Notre demande de tarifs de distribution dégroupés du 1^{er} mai 2000 reflétait un taux de rendement fondé sur le marché qui aurait entraîné une hausse d'environ 1 % des factures d'électricité des clients. Les demandes d'autres distributeurs visaient des taux de rendement commerciaux pour la première fois ainsi qu'un coût de

l'électricité plus élevé que dans le cas de notre entreprise de distribution ou auraient entraîné des hausses tarifaires importantes. Le ministre a donc donné pour directive à la CEO de protéger les intérêts des clients au moment d'approuver les tarifs de distribution, en réponse à quoi la CEO a demandé aux distributeurs de déposer à nouveau leurs requêtes tarifaires remaniées de façon à introduire graduellement et uniformément les hausses sur une période de trois ans pour en atténuer les incidences sur les consommateurs.

Nous avons donc déposé une demande modifiée de tarifs de distribution, qui tentait de limiter à 4 % les hausses que paieraient les consommateurs à compter du 1^{er} octobre 2001, à 2,8 % les hausses applicables à compter du 1^{er} mars 2002 et à 2,8 % les hausses applicables à compter du 1^{er} mars 2003. Cette demande reflétait la hausse prévue de notre coût au gros de l'électricité, mais elle en atténuait le plein effet sur notre clientèle en réduisant nos revenus de distribution. Par conséquent, nos revenus de distribution ont été inférieurs de 21 % à compter du 1^{er} octobre 2001, de 15 % à compter du 1^{er} mars 2002 et de 9 % à compter du 1^{er} mars 2003, par rapport aux revenus de distribution en place avant juin 2001. Par la suite, aux termes d'un règlement établi en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, Ontario Power Generation Inc. a été tenue d'augmenter son coût au gros de l'électricité qu'elle nous vend d'une tranche additionnelle de 1,15 cent par kWh à compter du 1^{er} octobre 2001, afin que nos coûts de l'électricité soient compatibles avec ceux des autres grands distributeurs d'électricité. Cette hausse était du même ordre que l'augmentation prévue de notre coût au gros de l'électricité reflétée dans notre demande modifiée, qui devait être appliquée à compter du libre accès.

Le 30 août 2002, la CEO a rendu une ordonnance tarifaire définitive à l'égard de notre entreprise de distribution par laquelle elle a approuvé l'ensemble des revenus que nous avons demandés, sauf que des frais de 12,9 millions de dollars attribuables au service à basse tension ont été transférés des abonnés basse tension à nos abonnés de détail. Nos besoins en revenus approuvés totalisaient 646 millions de dollars à compter du 1^{er} octobre 2001, 694 millions de dollars à compter du 1^{er} mars 2002 et 742,3 millions de dollars à compter du 1^{er} mars 2003 et devaient être recouverts à l'aide des tarifs de détail, des frais divers et des frais basse tension. Pour chacune des années 2001, 2002 et 2003, les tarifs approuvés visaient le recouvrement de revenus de 25,7 millions de dollars auprès des clients directs et des distributeurs intégrés directement branchés à notre réseau basse tension, et des frais divers ont été établis en fonction de la récupération de 13,7 millions de dollars. En réponse à cette insuffisance de revenus, notre société a entamé un plan de compressions et de report de coûts durant la période de transition (2000 à 2003).

Incidences de la Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité et de la Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité) sur les revenus de distribution

La *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* a suspendu la troisième phase de la hausse tarifaire approuvée dans le cadre de notre entreprise principale de distribution, le recouvrement de nos tarifs approuvés basse tension et le recouvrement de coûts réglementaires reportés tels que les frais de transition et les soldes des comptes d'écart. Elle a également suspendu le recouvrement des frais basse tension et bloqué les tarifs de distribution pour nos clients acquis au premier stade du rendement commercial. De plus, elle prévoyait que toutes les requêtes à l'égard des tarifs de distribution devaient d'abord recevoir l'approbation du ministre avant d'être soumises à la CEO.

La *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)*, qui a reçu la sanction royale en décembre 2003 et qui entrera en vigueur par proclamation, permettra le rétablissement du régime de réglementation de l'entreprise de distribution au cours des prochaines années. Conjointement avec la présentation de la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)*, les distributeurs, à compter du 1^{er} mars 2004, peuvent amorcer le recouvrement de certains éléments d'actif réglementaires liés à la distribution et les inclure dans leurs tarifs. Ces éléments d'actif incluent principalement les coûts de préparation au marché, les soldes des comptes d'écart relatifs au règlement des ventes au détail et certains coûts environnementaux. Par conséquent, le 28 janvier 2004, nous avons déposé une requête auprès de la CEO, en conformité avec les lignes directrices de celle-ci en matière de production de requêtes, en vue de rajuster nos tarifs de distribution pour recouvrer les éléments d'actif réglementaires visés par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la*

conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité sur une période de quatre ans à compter du 1^{er} mars 2004, ces rajustements tarifaires devant s'appliquer à compter du 1^{er} avril 2004.

Ordonnances tarifaires visant les collectivités éloignées

L'entreprise de Hydro One relative aux collectivités éloignées est dispensée d'un certain nombre d'articles de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, laquelle concerne le marché concurrentiel. Cette entreprise continue notamment d'appliquer des tarifs groupés à ses abonnés. Les tarifs applicables à nos abonnés des collectivités éloignées ont été majorés le 1^{er} juin 2002 pour refléter une augmentation de 0,7 cent le kWh des tarifs de gros de l'électricité qui s'appliquaient dans le reste de l'Ontario depuis le 1^{er} juin 2001.

Le 11 mars 2002, nous avons demandé à la CEO de majorer les tarifs applicables à nos abonnés des collectivités éloignées afin qu'ils reflètent d'autres hausses de nos tarifs de distribution. Nous projetions de suivre l'esprit du manuel de tarification de la distribution de l'électricité et d'adopter une démarche modifiée quant à la réglementation fondée sur le rendement. Toutefois, étant donné que la demande était pendante lorsque la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* a été édictée, l'instance a pris fin. Les tarifs approuvés pour une mise en œuvre provisoire le 1^{er} juin 2002 sont alors devenus définitifs.

Protection de la tarification en régions rurales et éloignées

Lorsqu'elle approuve les tarifs d'électricité pour un distributeur livrant l'électricité à des abonnés en régions rurales ou éloignées, la CEO doit prévoir une protection des tarifs pour des catégories prescrites d'abonnés, y compris ceux qui recevaient une assistance à la tarification en régions rurales avant le 1^{er} avril 1999, en réduisant les tarifs qui s'appliqueraient autrement.

À compter du 1^{er} avril 1999 jusqu'au libre accès, soit le 1^{er} mai 2002, la CEO devait calculer le montant de la réduction tarifaire pour les abonnés qui occupent des locaux résidentiels en régions rurales d'une façon qui, selon ses prévisions, ferait en sorte que la facture rurale moyenne pondérée ne dépasse pas la facture municipale moyenne pondérée de plus de 15 %. Nos abonnés des régions éloignées reçoivent aussi une protection, de sorte que les tarifs qui leur sont facturés ne sont pas plus élevés que ceux demandés à la catégorie comparable comportant la plus faible densité de nos abonnés en régions rurales. Notre ordonnance tarifaire de distribution approuve le maintien des tarifs subventionnés existants pour les abonnés en régions éloignées et rurales.

À compter du 1^{er} mai 2002 jusqu'au 31 décembre 2004, le montant de la réduction tarifaire pour des abonnés qui occupent des locaux résidentiels en régions rurales s'élève à 127 millions de dollars par année, moins les sommes spécifiques établies à l'égard de certaines municipalités et de certains distributeurs dans trois localités qui étaient auparavant des collectivités éloignées.

Nos abonnés en régions éloignées ont reçu une réduction tarifaire de 21 millions de dollars pour 2002, somme calculée en fonction du montant que ces abonnés ont reçu en 2001. Les sommes que recevront nos abonnés en régions éloignées pour 2003 et 2004 devraient demeurer inchangées et s'établir de nouveau à 21 millions de dollars.

En vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, un distributeur a le droit d'être indemnisé pour la perte de revenus résultant du régime de protection tarifaire, et tous les abonnés doivent contribuer au montant de l'indemnisation des distributeurs, comme notre société, pour la protection tarifaire. Au 1^{er} mai 2002, la SIGMÉ a perçu les sommes requises aux fins de l'indemnisation des distributeurs, et ces sommes nous ont été versées pour le service de distribution conformément à la réglementation établie en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. La CEO calcule les frais que doit percevoir la SIGMÉ en fonction des prévisions de cette dernière quant au nombre de kilowattheures d'électricité qui seront prélevés sur le réseau dirigé par la SIGMÉ. Nous tenons un compte d'écart pour comptabiliser l'excédent ou le déficit sur la somme reçue de la SIGMÉ et sur le montant prescrit de 127 millions de dollars.

Notre entreprise relative aux régions éloignées doit être exploitée au seuil de rentabilité. Par conséquent, tout bénéfice ou toute perte de l'exercice, compte tenu des montants relatifs à la protection de la tarification en région rurale et éloignée, sera reporté dans un compte d'écart réglementaire afin d'être inclus dans le calcul des tarifs futurs exigés des clients.

Concurrence

En vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, il convient dans certains cas qu'un distributeur transfère ses clients à un autre distributeur. Ce dernier doit faire modifier son permis afin d'être autorisé à desservir une région déterminée, mais n'obtient pas de droits de distribution exclusifs dans cette région. La CEO a instauré un processus d'approbation simplifié et accéléré pour disposer de ces demandes de modification de permis. En 2003, notre filiale Hydro One Networks Inc. a appuyé la demande de notre filiale de Brampton en vue de desservir une sous-division adjacente à son propre territoire, puisqu'elle pouvait le faire à un coût plus faible que Hydro One Networks Inc. De la même façon, d'autres distributeurs ont appuyé Hydro One Networks Inc. aux fins d'une demande de branchement de trois clients situés dans leurs territoires.

Dans d'autres cas, toutefois, un distributeur peut demander des modifications à son permis de distribution en vue de desservir des régions géographiques plus importantes, que desservent déjà d'autres distributeurs. Certains distributeurs ont déposé des demandes en vue d'étendre leurs territoires de desserte jusqu'à leurs limites municipales, d'où un chevauchement de régions déjà desservies par Hydro One Networks Inc. Comme environ 25 % des 1,2 million d'abonnés de notre société sont maintenant situés dans les limites de municipalités que servent d'autres distributeurs, cette expansion pourrait entraîner une sous-utilisation ou le délaissement des biens de Hydro One installés pour répondre aux prévisions de croissance dans ces régions et se traduire par des pressions à la hausse sur les tarifs de distribution.

La CEO a tenu une audience générale en décembre 2003 afin d'établir les principes qui s'appliqueront à ces demandes de modifications de permis. Jusqu'à ce qu'une décision soit rendue à la suite de cette audience, aucune demande d'un distributeur qui désire offrir le service dans un territoire de desserte de Hydro One Networks Inc. sans l'appui de Hydro One ne sera traitée. Dans le cadre de cette instance, certaines parties ont fait valoir que la concurrence dans le secteur de la distribution était souhaitable, tandis que Hydro One Networks Inc., avec l'appui d'une association de consommateurs, du Power Workers' Union et d'une coalition de grands distributeurs, a soutenu que la distribution d'électricité constituait un monopole naturel et que le chevauchement des territoires de desserte devait être évité.

La CEO étudie la preuve, et une décision sur les principes directeurs en matière de modification de permis devrait être rendue au premier trimestre de 2004, après quoi la CEO se penchera sur des demandes précises d'agrandissement de territoires et de branchement de clients.

FAITS NOUVEAUX

Après avoir consulté les parties prenantes en réponse à une directive ministérielle, la CEO a publié un projet de rapport sur la gestion axée sur la demande et la réponse à la demande le 23 janvier 2004 et a demandé une nouvelle contribution des parties prenantes d'ici la mi-février 2004, en vue de la présentation d'un rapport final au ministère de l'Énergie en mars 2004.

Le 21 janvier 2004, la CEO a annoncé une consultation portant sur les façons d'améliorer l'efficacité et sur les avantages d'un nouveau regroupement dans le secteur de la distribution de l'électricité en Ontario. Nous appuyons la recherche d'efficacités supérieures et sommes à préparer notre mémoire.

FACTEURS DE RISQUE

Vous devriez considérer soigneusement les facteurs de risque suivants avant de décider d'effectuer un placement dans nos titres. Si l'une des circonstances décrites ci-après se produit, nos activités commerciales, nos résultats d'exploitation, notre situation financière et nos perspectives pourraient en être touchés défavorablement, auquel cas le cours de nos titres pourrait baisser.

Risques liés à notre secteur d'activité

Notre rendement financier dépend de notre capacité de gérer nos coûts en conformité avec les ordonnances tarifaires actuelles que nous avons obtenues durant une période plus longue que prévue.

Nos entreprises de transport et de distribution sont réglementées, notamment par la CEO. De façon générale, la CEO a le pouvoir d'approuver nos besoins en revenus et d'établir les tarifs de nos entreprises de transport et de distribution. Par conséquent, nous dépendons étroitement des ordonnances tarifaires qui reflètent convenablement nos besoins en revenus et notre engagement de gérer nos entreprises en fonction de niveaux de coûts approuvés sur une période prévisible.

En 2001, après des pourparlers menés avec notre actionnaire, qui nous a demandé d'atténuer les incidences, pour notre principale clientèle de distribution, d'une transition prévue à des prix plus élevés pour l'électricité, nous avons fait une demande de revenus de distribution inférieurs à ceux que nous avions originalement projetés. Par ailleurs, il était prévu que toute augmentation des revenus serait mise en œuvre par étapes, la dernière devant entrer en vigueur le 1^{er} mars 2003. Cette proposition révisée a été approuvée et constitue donc l'ordonnance tarifaire définitive visant notre entreprise de distribution. La promulgation de la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* vers la fin de 2002 a suspendu la troisième phase de la hausse tarifaire approuvée dans le cadre de notre entreprise principale de distribution, le recouvrement de nos tarifs approuvés basse tension et le recouvrement de coûts réglementaires reportés tels que les frais de transition et les soldes des comptes d'écart. Elle a également suspendu le recouvrement des frais basse tension et bloqué les tarifs de distribution pour nos clients acquis au premier stade du rendement commercial. Cette loi prévoyait que toutes les requêtes visant des ordonnances tarifaires nouvelles ou modifiées, tant à l'égard de l'entreprise de transport qu'à l'égard de l'entreprise de distribution, devaient d'abord recevoir l'approbation du ministre de l'Énergie avant d'être soumises à la CEO. La *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* a donc entraîné une obligation continue pour nous de gérer nos entreprises en fonction des niveaux de coût approuvés et des cibles de productivité pour des périodes différentes de celles que notre société et la CEO envisageaient.

La *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)*, qui a reçu la sanction royale en décembre 2003 et qui entrera en vigueur par proclamation, rétablit le régime de tarification concernant les transporteurs ainsi que le pouvoir de la CEO d'examiner et d'approuver les tarifs de transport sans l'autorisation préalable du ministre. L'approbation préalable du ministre demeure nécessaire pour la présentation à la CEO d'une requête visant des rajustements aux tarifs de distribution. Par conséquent, la période durant laquelle nous devons gérer notre entreprise de distribution en fonction de niveaux de coûts et de cibles de productivité approuvés demeure incertaine.

Nous ne serons pas nécessairement autorisés à recouvrer pleinement nos éléments d'actif réglementaires, ce qui pourrait nuire à notre rentabilité au cours des exercices ultérieurs.

Par suite de notre requête datée du 28 janvier 2004 à l'égard des tarifs de distribution, nous prévoyons amorcer, à compter du 1^{er} mars 2004 et sur une période de quatre ans, le recouvrement des soldes de l'actif réglementaire de distribution dont la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* avait retardé l'inclusion dans les tarifs. Ces éléments d'actif incluent les frais de préparation au marché, les soldes des comptes d'écart liés au règlement des ventes au détail, certains coûts environnementaux et d'autres éléments d'actif réglementaires autorisés par la CEO. Les soldes devant être recouverts seront assujettis à l'approbation de la CEO suivant un examen de ces montants. Nous prévoyons que les recouvrements provisoires approuvés antérieurement, notamment ceux des frais de préparation au marché, cesseront au début des nouveaux recouvrements et que cette cessation aura une incidence négligeable sur notre bénéfice net.

Étant donné que les soldes de ces éléments d'actif réglementaires seront assujettis à l'examen et à l'approbation de la CEO, il y a un risque que certains montants soient jugés inadmissibles aux fins de recouvrement. Comme les modalités de l'examen de la CEO ne nous ont pas encore été communiquées, nous

ne pouvons évaluer quels critères cette dernière appliquera pour établir l'admissibilité aux fins de recouvrement. Si le recouvrement de certains de nos éléments d'actif réglementaires était refusé, le solde correspondant à cet élément d'actif réglementaire serait radié au cours de la période où la décision est rendue, ce qui pourrait avoir une incidence importante sur notre bénéfice net.

La Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité a suspendu l'application de majorations tarifaires approuvées antérieurement, qui visaient les sociétés de distribution locale et les clients branchés directement à notre réseau basse tension et qui totalisaient environ 26 millions de dollars par année. Cette loi nous permettait d'établir un compte de report réglementaire pour comptabiliser ces sommes liées au réseau basse tension en vue de leur recouvrement futur éventuel. Toutefois, cette somme n'a pas été comptabilisée comme un actif dans nos états financiers car le niveau de certitude requis à l'égard du recouvrement n'a pas encore été atteint. De la même façon, nous n'avons pas constaté les montants d'intérêt accumulés à l'égard de certains de nos éléments d'actif réglementaires, en raison de leur recouvrement incertain. Lorsque nous établirons que le recouvrement futur de ces sommes reliées au réseau basse tension et de ces montants d'intérêt est raisonnablement assuré, nous comptabiliserons les éléments d'actif réglementaires appropriés et constaterons un gain à l'état des résultats, ce qui pourrait avoir une incidence importante sur notre bénéfice net.

Risques liés à notre société

Notre situation financière pourrait être compromise si nous ne parvenons pas à obtenir un financement considérable à coût raisonnable pour rembourser la dette venant à échéance et financer les dépenses en capital, les dividendes et d'autres obligations.

Des tranches importantes de notre dette existante viendront à échéance entre 2004 et 2007, y compris 472 millions de dollars échéant en 2004 et 539 millions de dollars, en 2005. Nous prévoyons également engager des dépenses en capital totales de quelque 670 millions de dollars en 2004. Nous prévoyons que nos dépenses en capital de base demeureront de l'ordre de 550 millions de dollars à 600 millions de dollars par année au cours des prochaines années aux fins du maintien de notre réseau principal. D'autres dépenses pourraient s'imposer dans le cadre de projets importants que nous pourrions entreprendre pour étendre nos réseaux existants. De plus, nous projetons de verser des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires en circulation ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées, le cas échéant, conformément à leurs modalités. La déclaration et le paiement des dividendes sur nos actions ordinaires sont laissés à l'appréciation de notre conseil d'administration et dépendront également de nos résultats d'exploitation, de notre situation financière, de nos besoins de trésorerie et d'autres facteurs pertinents.

Les fonds provenant de l'exploitation, après le paiement des dividendes prévus, ne seront pas suffisants pour financer le remboursement de notre dette existante et de nos dépenses en capital. Notre capacité d'obtenir un financement par emprunt suffisant et à coût raisonnable pourrait être diminuée par de nombreux facteurs, notamment le cadre de réglementation en Ontario, nos résultats d'exploitation et notre situation financière, l'état des marchés, les notes qu'attribuent les agences de notation à nos titres de créance et la conjoncture économique générale. Toute omission ou incapacité de notre part d'emprunter des sommes considérables selon des modalités satisfaisantes pourrait nuire à notre capacité de rembourser la dette venant à échéance, de financer les dépenses en capital et de remplir nos autres obligations et pourrait donc avoir un effet défavorable important sur notre rendement financier.

Nous pourrions connaître des interruptions de service et des coûts accrus si nous ne parvenons pas à maintenir et à améliorer notre actif vieillissant.

Notre actif nécessite des travaux considérables d'entretien, d'amélioration et d'expansion. Nous avons acquis l'actif de transport et de distribution d'Ontario Hydro, lequel était dans certains cas relativement vieux et pourrait perdre de sa fiabilité. Ontario Hydro a également reporté les dépenses d'entretien sur certains éléments d'actif à compter du milieu jusqu'à la fin des années 1990 dans le but d'attribuer des fonds à d'autres unités commerciales. En conséquence, nous avons effectué des dépenses en capital importantes afin d'entretenir ou d'améliorer bon nombre de ces éléments d'actif et de rehausser nos processus de gestion et de suivi de l'actif.

Nous nous attendons à effectuer des dépenses en capital importantes à l'égard de cet actif au moins au cours des prochaines années. L'inexécution de ces programmes touchant le maintien et l'amélioration de notre actif pourrait nuire de façon importante à notre société.

Notre rentabilité et nos flux de trésorerie pourraient diminuer si nous ne réussissons pas à améliorer la productivité de notre main-d'œuvre.

La plus grande partie du personnel est représenté par le Power Workers' Union ou la Society of Energy Professionals. Au cours des dernières années, des efforts considérables ont été déployés afin qu'une souplesse accrue permette une exploitation efficace sur le plan des coûts. Nous croyons être parvenus à améliorer les relations avec ces syndicats au cours des trois dernières années, lesquelles améliorations ont mené à des conventions collectives plus souples, mais nous ne serons pas nécessairement en mesure de maintenir ou d'améliorer davantage ces relations. Nos ordonnances tarifaires intègrent des besoins en revenus qui supposent une réduction de nos frais de main-d'œuvre. Par conséquent, toute incapacité de notre part à poursuivre l'amélioration de la productivité de notre main-d'œuvre et les baisses de coûts connexes pourrait avoir un effet défavorable important sur notre rendement financier.

Notre entente d'impartition avec Inergi LP n'entraînera pas nécessairement la diminution prévue des coûts d'exploitation.

Conformément à notre stratégie en matière de compression des coûts d'exploitation, nous avons conclu en 2002 une convention relative à des services d'impartition avec Inergi LP, société du groupe de Cap Gemini Ernst & Young Canada Inc. Aux termes de cette convention, Inergi LP nous fournit notamment des services relatifs aux relations avec la clientèle, à la gestion de l'approvisionnement, à la paie, à la technologie de l'information et des services financiers et comptables sur une période de dix ans, moyennant une rémunération de base globale pour cette période d'environ 1 milliard de dollars. Cette rémunération peut être réduite en fonction des normes de l'industrie et faire l'objet d'autres rajustements. Dans le cadre de cet arrangement d'impartition, environ 900 de nos employés ont été transférés à Inergi LP le 1^{er} mars 2002. Nous croyons que cet arrangement d'impartition représentera des économies pour la durée de la convention, mais il se pourrait que nous ne réalisions pas toutes les réductions de coûts prévues. Si la convention conclue avec Inergi LP est résiliée pour quelque autre motif, nous pourrions être tenus d'engager des dépenses importantes pour rétablir la totalité ou une partie des fonctions en cause, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur notre rendement financier.

Nous sommes contrôlés par la province et pouvons avoir des conflits d'intérêts avec elle et des parties reliées.

La province est propriétaire de toutes nos actions en circulation. En conséquence, elle a le pouvoir de déterminer la composition de notre conseil d'administration, d'en nommer le président et d'influencer ainsi les décisions commerciales et internes importantes, y compris, par exemple, les programmes de financement et notre politique en matière de dividendes. Nous et la province avons conclu une convention d'actionnaire qui nous oblige à consulter la province relativement à nos plans d'entreprise pour assurer que ces plans sont compatibles avec les buts de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, dans sa version modifiée, et les objectifs de la CEO conformément à la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Ces buts et objectifs, qui sont spécifiquement indiqués dans la *Loi de 1998 sur l'électricité*, dans sa version modifiée, et la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, concernent le développement de marchés concurrentiels de l'électricité en Ontario, ainsi que la protection des intérêts des consommateurs d'électricité de cette province. La convention d'actionnaire nous oblige également à consulter la province pour les questions concernant notre politique en matière de dividendes, ainsi qu'à obtenir l'approbation de la province avant toute proposition d'émission ou de transfert d'actions de notre société ou de nos filiales, toute opération importante, y compris la vente de biens, qui pourrait avoir un effet important sur les intérêts financiers de la province ou sur notre capacité de verser des paiements à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario ou des paiements en remplacement des impôts en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Enfin, la province conserve le pouvoir de réglementer le secteur de l'électricité de l'Ontario.

Des conflits d'intérêts peuvent surgir entre nous et la province par suite de l'obligation de celle-ci d'agir dans l'intérêt fondamental de ses résidents dans un large éventail de questions, dont la réglementation du secteur de l'électricité en Ontario, la réglementation de questions environnementales, toute opération future (notamment toute vente), par la province, visant sa participation dans Hydro One, et la détermination du montant des paiements que nous devons verser à la province au moyen de dividendes ou à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario en remplacement des impôts. Des conflits d'intérêts peuvent également surgir par suite du fait que la province est l'unique propriétaire de Ontario Power Generation Inc. Nous ne serons peut-être pas en mesure de régler tout conflit potentiel avec la province selon des modalités nous convenant.

Nos activités d'exploitation pourraient nous exposer à des coûts et à des obligations environnementaux importants, lesquels sont actuellement indéterminés.

Nous sommes assujettis à une vaste réglementation environnementale de source fédérale, provinciale et municipale au Canada. L'inobservation de la réglementation environnementale pourrait nous exposer à des amendes et à d'autres pénalités. De plus, le rejet de substances, notamment dangereuses, à partir de propriétés que nous possédons, louons, occupons ou utilisons actuellement ou par suite de nos activités pourrait donner lieu à des ordonnances gouvernementales qui nous obligeraient à enquêter sur ces rejets, à les circonscrire et à remédier à leurs effets. La présence ou le rejet de substances, notamment dangereuses, pourrait également faire l'objet de réclamations par des tiers.

Nous sommes en voie d'entreprendre un programme volontaire d'évaluation de terrains et de mesures correctives portant sur la plupart de nos postes et de nos centres de réparation. Ce programme vise le repérage systématique de toute contamination qui provient de ces installations ou qui s'y trouve et, le cas échéant, la mise au point de mesures correctives pour Hydro One et les propriétés privées adjacentes. Le gouvernement fédéral du Canada a déposé un projet de règlement qui nécessiterait l'élimination graduelle de certaines pièces d'équipement contenant des BPC. Nous participons à des discussions sur ces questions avec le gouvernement fédéral et d'autres parties. En particulier, par suite des révisions prévues des projets de règlements d'Environnement Canada pour la gestion des BPC, nous avons réduit notre estimation de dépenses futures d'environ 95 millions de dollars. Toutefois, ce montant devra peut-être être révisé si les projets de règlements ne sont pas adoptés comme prévu. Nous suivons l'évolution de la réglementation, et les observations que nous avons soumises à l'égard de la réglementation proposée ont été acceptées.

Même si nous demandions à la CEO d'approuver le recouvrement de coûts non projetés après le blocage actuel des tarifs, les ordonnances tarifaires futures ne nous permettraient pas nécessairement de recouvrer ces frais au moyen des tarifs exigés de nos clients. Nous ne détenons pas de garantie d'assurance relativement aux coûts des mesures correctives. Par ailleurs, la contamination de nos biens pourrait limiter notre capacité de vendre ces biens à l'avenir. Tout changement apporté à l'avenir à la réglementation environnementale ou à l'application de cette réglementation pourrait nécessiter d'autres modifications importantes aux estimations utilisées pour le calcul de nos obligations environnementales et de l'actif réglementaire connexe inscrit à notre bilan. Les dépenses environnementales futures réelles pourraient différer de façon importante des estimations utilisées pour le calcul du passif environnemental inscrit à notre bilan.

En outre, l'obtention d'approbations ou de permis environnementaux ou le renouvellement d'approbations et de permis existants pourrait nécessiter une évaluation environnementale ou, le cas échéant, entraîner l'imposition de conditions qui pourraient être onéreuses. La construction de nouvelles installations nécessite des évaluations environnementales et des approbations gouvernementales, lesquelles peuvent occasionner des retards et augmenter le coût de la construction ou de l'exploitation des nouvelles installations. Dans certains cas, l'imposition de conditions peut influencer sur les coûts prévus de construction ou d'exploitation d'installations.

Les scientifiques et les experts en santé publique au Canada, aux États-Unis et dans d'autres pays 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 prendre des mesures de protection à nos installations. Le coût de ces litiges et mesures de protection pourrait être élevé, particulièrement si nous devons déplacer nos installations existantes de transport et de distribution. En raison des préoccupations publiques concernant les risques pour la santé découlant d'une exposition aux champs électriques et magnétiques, nous pourrions avoir de la difficulté à implanter et à construire de nouvelles installations de transport et de distribution.

Nos installations pourraient être touchées par des intempéries, d'autres désastres naturels ou des catastrophes, et notre garantie d'assurance pour les pertes découlant de ces événements est restreinte.

Nos installations sont exposées aux intempéries, à d'autres désastres naturels ou éventuellement à des catastrophes, tel qu'un accident ou un incident important à une centrale d'un tiers à laquelle nos actifs de transport ou de distribution sont raccordés. Bien que nos installations aient été construites, exploitées et entretenues pour affronter des événements de ce genre, il se pourrait que nos installations ne demeurent pas intactes en toutes circonstances. Par ailleurs, une grande partie de nos installations sont situées dans des régions éloignées, de sorte qu'elles sont difficiles d'accès en cas de dommages.

Nous ne disposons pas d'une assurance quant aux dommages aux fils, aux poteaux et aux pylônes de nos réseaux de transport et de distribution situés à l'extérieur de nos postes de transport et de distribution attribuables aux intempéries, à d'autres désastres naturels ou à des catastrophes. Si notre entreprise de transport subissait une perte importante non assurée, nous pourrions demander à la CEO de récupérer les frais accrus au moyen de nos ordonnances tarifaires futures. Toutefois, en raison de l'application continue de la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* à l'égard des distributeurs, une demande équivalente à l'égard de notre entreprise de distribution devrait d'abord recevoir l'approbation du ministre de l'Énergie avant d'être soumise à la CEO. Dans les deux cas, la CEO pourrait décider de ne pas approuver, que ce soit en totalité ou en partie, notre demande touchant la récupération de ces frais. Les pertes découlant des frais de réparation et d'un manque à gagner pourraient être considérables, et nous pourrions être assujettis à des réclamations en dommages pour avoir omis de transporter ou de distribuer l'électricité. Par conséquent, un endommagement important de nos installations pourrait entraîner un manque à gagner, des frais de réparation et des réclamations qui pourraient être considérables et pourraient avoir un effet défavorable important sur notre bénéfice net.

Le 14 août 2003, le nord-est des États-Unis et l'Ontario ont subi l'une des plus importantes pannes de courant de l'histoire de l'Amérique du Nord. Le groupe de travail Canada-États-Unis sur la panne d'électricité a été créé pour cerner les causes de la panne et élaborer des recommandations afin de prévenir et de restreindre les pannes futures. Les recommandations du groupe de travail ou d'autres parties prenantes pourraient avoir un effet important sur les coûts de notre société.

Les coûts éventuellement importants de la conclusion des transferts en notre faveur des biens, notamment de transport et de distribution, situés sur les terres indiennes, pourraient entraîner des effets défavorables importants sur notre rentabilité et nos flux de trésorerie.

Les ordonnances de transfert aux termes desquelles nous avons fait l'acquisition des entreprises de transport et de distribution d'électricité et des services reliés à l'énergie d'Ontario Hydro en date du 1^{er} avril 1999 n'ont pas transféré le titre de propriété de certains biens situés sur des terres détenues pour des bandes ou des organismes d'Indiens en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Le transfert du titre de ces biens n'a pas eu lieu parce que les autorisations initialement accordées par le ministre fédéral des Affaires indiennes et du Nord canadien pour la construction et l'exploitation de ces biens ne pouvaient être transférées sans le consentement du ministre et des bandes ou des organismes indiens en cause ou, dans plusieurs cas, parce que les autorisations avaient expiré ou n'avaient jamais été données d'une manière appropriée. Ces biens représentaient environ 0,129 % du total de notre actif en date du 31 décembre 2003 et étaient principalement constitués de quelque 82 kilomètres de lignes de transport et d'environ 1 256 kilomètres de lignes de distribution (dont 14 kilomètres de lignes servant uniquement au service des abonnés hors des réserves). La Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario détient ces biens. Aux termes des ordonnances de transfert, nous sommes tenus de gérer ces biens jusqu'à ce que nous obtenions toutes les autorisations et tous les consentements nécessaires à la conclusion du transfert du titre de ces biens en notre faveur.

Nous tentons d'obtenir des bandes et des organismes indiens pertinents les autorisations et consentements nécessaires à la conclusion des transferts des titres de ces biens. Nous ne pouvons toutefois prédire le montant global que nous pourrions devoir payer sur une base annuelle ou unique pour obtenir les autorisations et les consentements requis. Nous nous attendons à devoir payer plus que la somme d'environ 850 000 \$ par année que nous versons actuellement à ces bandes et organismes indiens et qui correspond au coût autorisé à cet égard dans nos ordonnances tarifaires. Si nous ne pouvons obtenir les autorisations et les consentements des bandes et organismes indiens, la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario continuera à détenir ces biens pour une période indéfinie. Si nous ne pouvons conclure un règlement négocié, nous pourrions avoir à déplacer ces biens à d'autres endroits à l'extérieur des terres indiennes moyennant un coût qui pourrait être élevé ou, dans certains cas limités, à abandonner une ligne et à la remplacer par des installations de production au diesel. Si un événement de ce genre se produisait dans le cadre de notre entreprise de transport, jusqu'à la promulgation de la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)*, nous pourrions demander à la CEO, sous réserve de l'approbation préalable du ministère de l'Énergie, de récupérer les frais accrus dans nos ordonnances tarifaires futures. Toutefois, en raison de l'application continue de la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* à l'égard des distributeurs, une demande équivalente à l'égard de notre entreprise de distribution devrait d'abord recevoir l'approbation du ministre de l'Énergie avant d'être soumise à la CEO. Dans les deux cas, la CEO pourrait ensuite décider de ne pas approuver, que ce soit en totalité ou en partie, notre demande touchant la récupération de ces frais. Les coûts relatifs à ces biens pourraient avoir un effet défavorable important sur notre bénéfice net si nous ne pouvions les recouvrer.

Nous pourrions être tenus d'effectuer des cotisations importantes à notre régime de retraite, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur notre bénéfice net.

Nous avons un régime de pension agréé à prestations déterminées pour la majorité de nos employés. Nos cotisations au régime de retraite sont fondées sur des évaluations actuarielles périodiques. Nous avons droit actuellement à un congé de cotisations fondé sur une évaluation au 31 décembre 2000, qui indiquait un surplus aux termes du régime. Nous sommes tenus de réévaluer notre régime de retraite en date du 31 décembre 2003. Nous estimons actuellement que des cotisations de l'ordre de 100 millions de dollars par année pour les trois prochaines années pourraient être nécessaires lorsque notre prochaine évaluation actuarielle aura été déposée. Le montant réel de la cotisation que nous pourrions être tenus d'effectuer à l'avenir dépendra des rendements futurs des placements, de la modification des prestations et d'une modification des hypothèses actuarielles. Si l'état des marchés financiers s'améliorait considérablement avant le 31 décembre 2006, nous aurions la possibilité de déposer une évaluation actuarielle antérieure.

Nous avons demandé l'approbation du ministre de l'Énergie afin de présenter une requête visant le recouvrement des charges accrues au titre des régimes de retraite au moyen de requêtes tarifaires futures à l'égard de nos entreprises de transport et de distribution. Cette demande est actuellement à l'étude, mais nous n'avons pas encore reçu la directive de présenter cette requête à la CEO. Si cette directive n'est pas reçue, les charges de retraite seront imputées aux résultats d'exploitation au cours des exercices durant lesquels les cotisations sont effectuées.

La province a adopté une loi aux termes de laquelle elle a acquis nos couloirs de transport, ce qui pourrait entraîner des frais additionnels et occasionner une réduction de notre bénéfice net.

Aux termes de la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*, la province est devenue propriétaire de nos terrains sous-jacents à notre réseau de transport, que nous appelons « couloirs de transport ». Cette acquisition pourrait nuire aux revenus tirés des utilisations actuelles et futures que les tiers font des couloirs de transport. Même si la loi nous reconnaît le droit d'utiliser les biens-fonds réservés aux couloirs de transport aux fins de nos réseaux de transport, de distribution et de télécommunication, notre capacité d'étendre nos réseaux à l'avenir pourrait en être restreinte. D'autres utilisations des couloirs de transport, que ce soit par la province ou des tiers, dans le cadre de l'exploitation des réseaux de transport, de distribution ou de télécommunication pourraient augmenter les risques liés à la sécurité ou les risques environnementaux.

L'information prospective présentée dans la présente notice annuelle est soumise à des risques et incertitudes.

Nous avons inclus des énoncés prospectifs dans la présente notice annuelle, notamment des énoncés prospectifs concernant notre stratégie, nos ordonnances tarifaires futures et l'évolution de la réglementation et les dépenses en capital projetées. Nous avons utilisé des termes tels que « peut », « fera », « prévoit », « s'attend », « croit », « estime », « projette » et d'autres expressions similaires dans la présente notice annuelle pour signaler ces énoncés prospectifs. Ceux-ci reposent sur nos vues actuelles à l'égard d'événements et de notre rendement financier futurs. Les résultats réels pourraient différer sensiblement de ceux qui sont prévus dans les énoncés prospectifs, lesquels sont soumis aux risques, incertitudes et hypothèses indiqués sous la rubrique « Facteurs de risque » et ailleurs dans la présente notice annuelle. Compte tenu de ces risques, incertitudes et hypothèses, vous ne devriez pas vous fier indûment à ces énoncés prospectifs. Sauf dans la mesure exigée dans les lois et la réglementation sur les valeurs mobilières pertinentes, nous n'assumons aucunement l'obligation de mettre à jour ou de réviser ces énoncés prospectifs, que ce soit afin de refléter de nouveaux renseignements, de nouveaux événements ou de nouvelles circonstances ni à d'autres fins.

SOMMAIRE DES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES

	Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les données par action)		
PCGR DU CANADA			
Données tirées de l'état des résultats	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>
Total des produits	3 466	4 031	4 058
Charges d'exploitation	2 475	3 101	3 121
Charges de financement	350	353	348
Paiements en remplacement des impôts des sociétés	267	233	193
Bénéfice net	374	344	396
Résultat par action ordinaire de base et dilué ¹⁾	3 562	3 258	3 779

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

Note : Le présent tableau doit être lu avec les états financiers consolidés.

PCGR DU CANADA	Aux 31 décembre		
Données tirées du bilan	(en millions de dollars canadiens)		
	2001	2002	2003
Actif			
Transport	6 693	6 638	6 589
Distribution (y compris la vente au détail)	4 416	4 694	4 623
Autres actifs	122	90	94
Total de l'actif	11 231	11 422	11 306
Passif			
Passif à court terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an de la dette à long terme)	1 625	1 894	1 192
Dette à long terme	4 079	3 938	4 539
Autres passifs à long terme	1 533	1 451	1 284
Capitaux propres			
Capital social	3 637	3 637	3 637
Bénéfices non répartis	357	502	654
Total du passif et des capitaux propres	11 231	11 422	11 306

Note : Le présent tableau doit être lu avec les états financiers consolidés.

Le tableau suivant présente l'information trimestrielle non vérifiée pour les huit trimestres compris entre le 31 mars 2002 et le 31 décembre 2003. Cette information a été tirée de nos états financiers consolidés non vérifiés qui, de l'avis de notre direction, ont été dressés sur une base uniforme par rapport aux états financiers consolidés vérifiés contenus ailleurs dans la présente notice annuelle, et elle inclut tous les rajustements, qui ne comprennent que les rajustements récurrents normaux, qui sont nécessaires aux fins de la présentation fidèle de notre situation financière et de nos résultats d'exploitation pour ces périodes. Ces résultats d'exploitation ne permettent pas nécessairement de prévoir les résultats d'une période ultérieure. Vous ne devez pas vous fonder sur les résultats indiqués pour prédire notre rendement futur.

Trimestres terminés les

	31/03/02	30/06/02	30/09/02	31/12/02	31/03/03	30/06/03	30/09/03	31/12/03
	(en millions de dollars canadiens)							
Total des produits¹⁾	1 022	913	1 097	999	1 147	953	949	1 009
Bénéfice net	106	99	112	27	139	85	93	79
Bénéfice net attribuable au porteur d'actions ordinaires	101	95	107	23	134	81	88	75

- 1) La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, nos produits liés à l'énergie ont tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

Dividendes

Nos actions privilégiées donnent droit à un dividende annuel total de 18 millions de dollars, qui est payable trimestriellement. La déclaration et le versement de dividendes sur nos actions ordinaires sont laissés au gré de notre conseil d'administration, mais ils dépendent de nos résultats d'exploitation, de notre situation financière, de nos besoins de trésorerie et d'autres facteurs pertinents. En 2003, nous avons versé des dividendes de 226 millions de dollars, dont 61 millions de dollars ont été déclarés pour le quatrième trimestre de 2002 (174 millions de dollars en 2002; 240 millions de dollars en 2001) sur nos actions ordinaires.

RAPPORT DE GESTION

Se reporter au rapport de gestion pour 2003, lequel est intégré dans les présentes par renvoi.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Nos débentures à 6,94 % échéant en 2005, nos débentures à 7,15 % échéant en 2010, nos débentures à 7,35 % échéant en 2030, nos billets de série 1 (6,40 %) échéant en 2011, nos billets de série 2 (6,93 %) échéant en 2032, nos billets de série 3 (5,77 %) échéant en 2012, nos billets de série 4 (6,35 %) échéant en 2034, nos billets de série 5 (6,59 %) échéant en 2043, nos billets de série 6 (4,00 %) échéant en 2008, nos billets à 3,400 % échéant le 28 mars 2004, nos billets à 3,450 % échéant le 31 mai 2004, nos billets à 4,00 % échéant le 31 octobre 2005, nos billets à 4,100 % échéant le 30 janvier 2006, nos billets à 4,150 % échéant le 21 avril 2006, nos billets à 4,150 % échéant le 21 avril 2006, nos billets à 4,200 % échéant le 1^{er} juin 2006, nos billets à 4,300 % échéant le 10 novembre 2006, nos billets à 4,450 % échéant le 4 mai 2007 et nos billets à 4,550 % échéant le 10 août 2007 ne sont inscrits à aucune bourse ni à aucun marché similaire.

DIRIGEANTS

Administrateurs

Le tableau suivant présente le nom, la municipalité de résidence et le poste principal de chacun de nos administrateurs au 31 décembre 2003.

<u>Nom et municipalité de résidence</u>	<u>Poste principal</u>
Rita Burak ²⁾ Toronto (Ontario) (Administratrice depuis le 11 juin 2002 et présidente du conseil depuis le 30 mai 2003)	Présidente du conseil d'administration de Hydro One Inc.
W. Geoffrey Beattie ^{1) 3)} Toronto (Ontario) (Administrateur depuis le 11 juin 2002)	Président, The Woodbridge Company Limited
Murray J. Elston ^{1) 4)} Manotick (Ontario) (Administrateur depuis le 11 juin 2002)	Président et chef de la direction, Association nucléaire canadienne
Murray B. Frum ^{1) 3)} Toronto (Ontario) (Administrateur depuis le 11 juin 2002)	Président du conseil et chef de la direction, Frum Development Group
Don MacKinnon ^{4) 5)} Chatsworth (Ontario) (Administrateur depuis le 11 juin 2002)	Président, Power Workers' Union
Eileen Mercier ^{1) 2)} Toronto (Ontario) (Administratrice depuis le 15 août 2002)	Administratrice de sociétés
Tom Parkinson Oakville (Ontario) (Administrateur depuis le 16 avril 2003)	Président et chef de la direction, Hydro One Inc.

Nom et municipalité de résidence

Poste principal

L'honorable Bob Rae ^{2) 3) 5)}	Associé, Goodmans LLP
Toronto (Ontario)	
(Administrateur depuis le 11 juin 2002)	
Kenneth D. Taylor ^{4) 5)}	Président du conseil, Taylor and Ryan Inc.
New York (New York) É.-U.A.	
(Administrateur depuis le 11 juin 2002)	
Blake Wallace ^{2) 3) 5)}	Vice-président et administrateur, Murray & Company
Toronto (Ontario)	
(Administrateur depuis le 22 novembre 2002)	
Glen Wright ^{3) 4)}	Président du conseil et président, Commission de la
St. Agatha (Ontario)	sécurité professionnelle et de l'assurance contre les
(Administrateur depuis le 11 juin 2002)	accidents du travail
Adam Zimmerman ^{1) 2)}	Administrateur de sociétés
Toronto (Ontario)	
(Administrateur depuis le 11 juin 2002)	

-
- 1) Membre du comité de vérification et des finances
2) Membre du comité de régie d'entreprise
3) Membre du comité des ressources humaines et des politiques publiques
4) Membre du comité de la réglementation et de l'environnement
5) Membre du comité de la santé et de la sécurité

Rita Burak a été nommée présidente du conseil de Hydro One Inc. le 30 mai 2003. Elle a été vice-présidente de notre conseil d'administration du 22 août 2002 au 30 mai 2003. Elle est également administratrice de l'Équitable, Compagnie d'Assurance-Vie du Canada et présidente d'une société de consultation, The Network Executive Team, Management Consultants, Inc. et occupe ces postes depuis 2003 et 2001, respectivement. M^{me} Burak est vice-présidente du conseil de la University of Guelph et est membre du conseil d'administration du Réseau universitaire de santé. De 1995 à 2000, elle a été secrétaire du Cabinet en Ontario et est membre de l'Ordre de l'Ontario. M^{me} Burak est administratrice de notre société depuis le 11 juin 2002.

W. Geoffrey Beattie est actuellement président de The Woodbridge Company Limited, société de portefeuille de la famille Thomson, fonctions auxquelles il a été nommé en mars 1998. Il siège au conseil d'administration de The Thomson Corporation, de Bell Globemedia Inc., de la Banque Royale du Canada et de Tm Bioscience Corporation. M. Beattie est administrateur de notre société depuis le 11 juin 2002.

Murray J. Elston a été nommé président et chef de la direction de l'Association nucléaire canadienne en date du 5 janvier 2004. Il a été président de Les Compagnies de recherche pharmaceutique du Canada, association nationale qui représente plus 60 sociétés de recherche pharmaceutique, fonctions auxquelles il a été nommé en novembre 1998. De 1981 à 1994, il a été membre de l'Assemblée législative de l'Ontario, occupant tour à tour les postes de ministre de la Santé, de président du Conseil de gestion, de ministre des Institutions financières et président du Comité des comptes publics. M. Elston est administrateur de notre société depuis le 11 juin 2002.

Murray B. Frum est président du conseil et chef de la direction de Frum Development Group depuis 1972. Il est également président du conseil d'administration de La Fondation du Conseil des arts de l'Ontario, fonctions auxquelles il a été nommé en 1998, président du Fonds pour les manifestations culturelles depuis 1999 et gouverneur du Mount Sinai Hospital depuis 1992. Il est membre de plusieurs autres organismes et s'est vu attribuer l'Ordre du Canada en 2000. M. Frum est administrateur de notre société depuis le 11 juin 2002.

Don MacKinnon est président du Power Workers' Union, syndicat des travailleurs de l'industrie de l'électricité, depuis mai 2000 et est monteur de ligne professionnel depuis 1971. Il a été vice-président du syndicat durant 11 ans avant son élection à titre de président. En 2000, M. MacKinnon a été nommé par le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie au Electricity Transition Committee. Il a été membre

du conseil d'administration de l'Electrical and Utilities Safety Association et du Retail Management Board d'Ontario Hydro. En 2003, M. MacKinnon a été nommé par le ministre de l'Énergie au Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité, formé par le gouvernement. M. MacKinnon est administrateur de notre société depuis le 11 juin 2002.

Eileen A. Mercier a établi sa propre entreprise de consultation en gestion, Finvoy Management Inc., spécialisée en stratégie financière, en restructuration et en gouvernance d'entreprise, en 1995. Avant quoi elle avait été vice-présidente principale et chef des finances d'Abitibi-Price Inc. M^{me} Mercier siège activement au conseil d'administration de plusieurs entreprises et organismes sans but lucratif, dont celui de CGI Group Ltd., de Teekay Shipping Corporation, de Quebecor World Inc., de la Banque ING du Canada, de Winpak Limited, de Shermag Inc., du Réseau universitaire de santé et de la York University. M^{me} Mercier est administratrice de notre société depuis le 15 août 2002.

Tom Parkinson a été nommé président et chef de la direction de Hydro One Inc. en date du 21 janvier 2003, après avoir occupé les fonctions de président et chef de l'exploitation depuis juillet 2002. Il s'est joint à Hydro One en 2001 à titre de président et chef de la direction de Hydro One Network Services Inc. M. Parkinson est également membre du conseil d'administration de la SIGMÉ, représentant la catégorie des transporteurs parmi les parties prenantes. M. Parkinson est membre du conseil d'administration de l'Association canadienne de l'électricité. Avant de se joindre à Hydro One, M. Parkinson a été chef de la direction et directeur général de NorthPower en Australie de 1995 à 2001. M. Parkinson a été chef de la direction d'Oxley Electricity & Water de 1994 à 1995 et cadre auprès d'Illawarra Electricity de 1981 à 1994. M. Parkinson est administrateur de notre société depuis le 16 avril 2003.

L'honorable Bob Rae a été le 21^e premier ministre de l'Ontario de 1990 à 1995. Il a été élu huit fois aux parlements fédéral et provincial, et a été chef du Nouveau parti démocratique de l'Ontario de 1982 à 1996. Il est actuellement associé chez Goodmans LLP et membre du conseil d'administration de sociétés ouvertes et d'organismes sans but lucratif, dont Tembec Inc., Trojan Technologies, l'Orchestre symphonique de Toronto, le Royal Conservatory of Music, l'Institut de recherche en politiques publiques, le Conseil de l'unité canadienne et le Forum des fédérations. Il est administrateur de notre société depuis le 11 juin 2002. Il a une vaste expérience à titre de médiateur et d'arbitre, au Canada et à l'échelle internationale. Il est membre du Conseil privé de la Reine pour le Canada et officier de l'Ordre du Canada.

Kenneth D. Taylor est président du conseil de Taylor and Ryan Inc., société de consultation en affaires publiques, et est actuellement chancelier de la Victoria University à la University of Toronto, fonctions auxquelles il a été nommé en mai 1998. M. Taylor siège au conseil d'administration d'un certain nombre de sociétés canadiennes et américaines. Il a été ambassadeur du Canada en Iran et consul général du Canada à New York. M. Taylor s'est vu décerner la médaille d'or du Congrès américain et est officier de l'Ordre du Canada. M. Taylor est administrateur de notre société depuis le 11 juin 2002.

Blake Wallace, c.r. est actuellement vice-président et administrateur de Murray & Company, société de services de consultation financière auprès d'entreprises immobilières et de partenariats des secteurs publics et privés, et il est vice-président et chef du contentieux de cette société depuis 1972. Il a également été vice-président du conseil de TVOntario jusqu'en juin 2003. M. Wallace est administrateur de notre société depuis le 22 novembre 2002.

Glen Wright est actuellement président du conseil et président de la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail, sa nomination à titre de président du conseil remontant à 1996 et à titre de président, au printemps de 2003. Il a été président du conseil de Hydro One Inc. du 11 juin 2002 au 30 mai 2003. M. Wright a également été président du conseil de Cowan Insurance Group Limited et est administrateur de PrinterOn Corporation, de l'Institut de recherche sur le travail et la santé, membre de la Wilfrid Laurier University Foundation et membre du conseil des gouverneurs du Conseil de l'unité canadienne. M. Wright est administrateur de notre société depuis le 11 juin 2002.

Adam Zimmerman est Fellow de l'Institut des comptables agréés (de l'Ontario) et a siégé à plus de 40 conseils d'administration de sociétés du secteur privé au cours de sa carrière. Maintenant retraité, il a notamment été

président du conseil de Noranda Forest Inc. et administrateur de Noranda Inc., de MacMillan Bloedel Limitée, d'Algoma Steel Inc., de Celanese Canada Inc., de The Pittston Company, de Royal Dutch Paper Mills, de Les Aliments Maple Leaf Inc., de Southam Inc. et de La Banque Toronto-Dominion. M. Zimmerman était président du conseil et administrateur de Confédération, Compagnie d'Assurance-Vie au moment de sa liquidation en août 1994. M. Zimmerman a été président du conseil de l'Association canadienne des producteurs de pâtes et papiers, du Conseil canadien des industries forestières, de l'Institut C.D. Howe et est officier de l'Ordre du Canada. M. Zimmerman est administrateur de notre société depuis le 11 juin 2002.

Chaque administrateur est élu annuellement pour un mandat d'un an ou jusqu'à ce que son successeur soit élu ou nommé.

Membres de la direction

Le tableau suivant présente le nom, la municipalité de résidence et le poste de chacun des membres de notre haute direction au 1^{er} février 2003.

<u>Nom et municipalité de résidence</u>	<u>Poste auprès de notre société</u>
Tom Parkinson..... Oakville (Ontario)	Président et chef de la direction
Ken Hartwick..... Milton (Ontario)	Chef des finances et vice-président principal, finances
Laura Formusa Toronto (Ontario)	Chef du contentieux et secrétaire

La notice biographique de M. Tom Parkinson est présentée ci-dessus, sous la rubrique « Administrateurs ».

Ken Hartwick a été nommé chef des finances et vice-président principal, finances en septembre 2001 après avoir été notre vice-président principal, finances depuis octobre 2000. Avant de se joindre à notre société, M. Hartwick avait été vice-président de Cap Gemini Ernst & Young Inc. et associé de Ernst & Young s.r.l.

Laura Formusa a été nommée chef du contentieux et secrétaire de Hydro One Inc. le 2 janvier 2003. Elle s'est jointe à Ontario Hydro en 1980 et a occupé les fonctions de chef adjointe du contentieux et de chef du contentieux et secrétaire de Hydro One Networks Inc.

Les membres de la direction sont nommés par le conseil d'administration et exercent un mandat jusqu'à ce que leurs successeurs soient nommés, à moins qu'ils ne démissionnent, ne prennent leur retraite ou ne soient destitués par le conseil d'administration.

Il n'existe aucun lien de parenté entre les administrateurs ou les membres de la direction.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Nous fournirons à toute personne ou à toute société qui en fera la demande à la secrétaire de Hydro One au 483 Bay Street, 10th Floor, South Tower, Toronto (Ontario) M5G 2P5 :

- a) lorsque les titres de notre société font l'objet d'un placement au moyen d'un prospectus simplifié provisoire ou d'un prospectus simplifié :
 - i) un exemplaire de notre dernière notice annuelle et un exemplaire de tout document et des pages pertinentes de tout document qui y sont intégrés par renvoi;
 - ii) un exemplaire des états financiers consolidés comparatifs de notre société pour notre dernier exercice pour lesquels des états financiers ont été déposés, le rapport du vérificateur sur ces états financiers et un exemplaire des derniers états financiers consolidés intermédiaires que notre société a déposés, le cas échéant, pour toute période postérieure au dernier exercice complet de notre société;
 - iii) un exemplaire de tout rapport annuel de notre société préparé au lieu d'une circulaire d'information;
 - iv) un exemplaire de tout autre document intégré par renvoi dans un prospectus simplifié provisoire ou dans un prospectus simplifié et que nous ne sommes pas tenus de fournir en vertu des sous-alinéas i), ii) ou iii);
- b) à tout autre moment, un exemplaire de tout document mentionné aux sous-alinéas a)i), ii) et iii), pour lequel nous pourrions exiger des frais raisonnables si la demande est faite par une personne ou une société qui n'est pas un porteur de titres de notre société.

Étant donné que la province est notre seule actionnaire, nous ne sommes pas tenus de préparer une circulaire d'information. Notre rapport annuel d'émetteur assujetti renferme des renseignements sur la rémunération des administrateurs et des membres de la haute direction. Nos états financiers consolidés comparatifs vérifiés pour notre dernier exercice complet renferment des renseignements financiers complémentaires.