



**NOTICE ANNUELLE DE RENOUVELLEMENT
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2004**

LE 24 FÉVRIER 2005

HYDRO ONE INC.
NOTICE ANNUELLE
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2004

TABLE DES MATIÈRES

DÉFINITIONS	1
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	1
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	2
DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ.....	3
RÉGLEMENTATION	21
FACTEURS DE RISQUE	34
DIVIDENDES	41
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS.....	41
NOTATION.....	42
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	43
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	43
DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES.....	48
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES.....	52
CONTRATS IMPORTANTS	52
INTÉRÊTS DES EXPERTS	53
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	53
DÉCLARATION SUR LA RÉMUNÉRATION DE LA HAUTE DIRECTION	53
NOMINATION DES VÉRIFICATEURS	59
INFORMATION SUR LE COMITÉ DE LA VÉRIFICATION ET DES FINANCES	60
ANNEXE A – MANDAT DU COMITÉ DE LA VÉRIFICATION ET DES FINANCES.....	62

À moins d'indication contraire, toute l'information donnée aux présentes est arrêtée au 31 décembre 2004.

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;

« **SIERÉ** » désigne la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, qui s'appelait auparavant 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, 15th Floor, North Tower, 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 en temps réel (au comptant) administré par la SIERÉ. 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.

Nous appartenons en propriété exclusive à la province, et nos entreprises de transport et de distribution sont réglementées par la CEO. Notre secteur d'activité, notamment notre société, est régi conformément au vaste cadre législatif qu'établissent la *Loi de 1998 sur l'électricité* et la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, dans leur version modifiée.

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. En date du 1^{er} mai 2002, le prix de l'électricité pour les petits consommateurs et les consommateurs désignés a été fixé à 4,3 cents le kWh. Également en 2002, les tarifs de transport et de distribution ont été plafonnés aux niveaux qui étaient en vigueur le 11 novembre 2002.

À compter du 1^{er} avril 2004, le prix de l'électricité pour les premiers 750 kWh consommés chaque mois par les petits consommateurs et les consommateurs désignés a été fixé à 4,7 cents le kWh, et celui de la consommation excédentaire, à 5,5 cents le kWh. L'excédent des revenus sur le coût de l'électricité pour un distributeur fait l'objet d'un abattement, et la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario doit financer les déficits. Nous prévoyons qu'en ce qui a trait à l'électricité utilisée à compter du 1^{er} avril 2005, le prix de l'électricité que paieront les petits consommateurs et les consommateurs désignés sera établi par la CEO et une équipe de parties prenantes. Le processus d'établissement des prix est actuellement en cours.

À compter du 1^{er} mars 2004, les distributeurs ont été autorisés à amorcer le recouvrement de certains éléments d'actif réglementaires liés à la distribution et à les inclure dans leur tarif. Par conséquent, en janvier 2004, nous avons déposé une requête auprès de la CEO afin de faire approuver les rajustements à nos tarifs de distribution qui permettrait le recouvrement de ces éléments d'actif réglementaires. La CEO a donné son approbation définitive le 9 décembre 2004. En conformité avec cette ordonnance définitive, nous appliquerons les rajustements tarifaires en date du 1^{er} avril 2005 afin de recouvrer les montants approuvés.

La *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* a reçu la sanction royale le 9 décembre 2004. Lorsqu'elle sera proclamée en vigueur, on prévoit qu'elle soutiendra l'accroissement de la capacité du réseau et de l'approvisionnement en électricité, facilitera la gestion de la demande et de la charge, encouragera la conservation et l'utilisation efficace de l'électricité et réglera les prix dans divers segments du secteur de l'électricité. La partie de cette loi qui crée l'Office de l'électricité de l'Ontario, qui sera chargée de la planification intégrée de la production et du transport de l'électricité, de l'économie d'électricité et de la gestion de la charge ainsi que de voir à l'approvisionnement en électricité, a été proclamé en vigueur le 20 décembre 2004.

DESCRIPTION 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 2004. Notre réseau de transport compte parmi les plus importants en Amérique du Nord en fonction de l'actif au 31 décembre 2004. Notre réseau de distribution est le plus important en Ontario en fonction de l'actif au 31 décembre 2004 et s'étend sur environ 75 % de l'Ontario, desservant quelque 1,3 million de clients.

Notre entreprise de transport, qui représentait environ 6,8 milliards de dollars de notre actif totalisant 11,7 milliards de dollars au 31 décembre 2004, 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 51 sociétés de distribution locale et à 67 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 4,8 milliards de dollars de notre actif totalisant 11,7 milliards de dollars au 31 décembre 2004, distribue l'électricité à l'aide de notre réseau de distribution à faible tension d'environ 124 000 kilomètres dans les municipalités et les régions rurales. Nos abonnés de la distribution incluent 39 sociétés de distribution locale qui ne sont pas branchées directement à notre réseau de transport, 46 grands abonnés industriels et environ 1,3 million d'abonnés ruraux et urbains. Hydro One Brampton Networks Inc., société de distribution urbaine, sert quelque 110 000 abonnés du Grand Toronto à l'aide de circuits avec multiplicateur qui s'étendent sur environ 4 400 kilomètres. Par l'entremise de notre filiale Hydro One Remote Communities Inc., 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 de transmission par fibre optique activée et noire auprès d'entreprises de télécommunications et de clients commerciaux qui font appel aux réseaux à large bande. L'actif de ce secteur comptait pour 95 millions de dollars des 11,7 milliards de dollars que représente le total de notre actif au 31 décembre 2004.

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. En 2001, 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 mais, en raison de la mise en application reportée de modifications tarifaires liées à 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*, la mise en œuvre de ce cadre de réglementation a été suspendu. 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. Nous prévoyons que la CEO restaurera une forme de cadre de réglementation fondée sur le rendement pour les entreprises de services publics de distribution dès 2008.

Bien que la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* ait suspendu la mise en application du cadre de réglementation fondé sur le rendement dans le secteur de la distribution, nous prévoyons que les rendements de notre entreprise de distribution s'amélioreront et qu'ils s'approcheront du plein rendement commercial après 2006.

Faits récents

Office de l'électricité de l'Ontario

La *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* a reçu la sanction royale le 9 décembre 2004. La partie de la loi qui crée l'Office de l'électricité de l'Ontario a été proclamée en vigueur le 20 décembre 2004. L'Office de l'électricité de l'Ontario a pour mandat d'assurer un approvisionnement en électricité adéquat et efficace dans la province par la planification de l'offre et de la demande d'électricité.

Remplacement des compteurs

En juin 2004, la province a établi des cibles à l'égard de l'installation de compteurs intelligents pour tous les consommateurs d'électricité en Ontario. Ces compteurs présenteront les caractéristiques suivantes : mesure et relevé de l'utilisation pendant des périodes prédéterminées, lecture à distance, et, pour les abonnés, accès aisé à l'information sur leur consommation d'électricité. Les compteurs intelligents sont considérés comme un moyen faisant partie intégrante de la promotion d'une culture axée sur la conservation. Les cibles fixées par la province exigent l'installation de 800 000 compteurs en Ontario d'ici 2007 et le remplacement de tous les autres compteurs d'ici 2010. La Commission, avec la collaboration de tous les intéressés, a soumis un plan de mise en œuvre au gouvernement de la province en janvier 2005 pour qu'il l'examine. Vu le degré élevé d'incertitude entourant les détails de la mise en œuvre du programme de compteurs intelligents, et notre estimation que les dépenses en résultant seront entièrement recouvrables, aucun coût précis n'a encore été inclus dans nos prévisions de dépenses en capital.

Conservation et gestion de la demande

La province a établi des cibles précises pour la conservation et la gestion de la demande, et Hydro One Networks Inc. prévoit dans ses plans des dépenses qui lui permettront d'atteindre ces objectifs. De plus, Hydro One Networks Inc. a demandé à la CEO d'approuver l'établissement d'un compte de report. Pour 2004, ces dépenses sont évaluées à quelque 2,5 millions de dollars. Les distributeurs locaux, notamment l'entreprise de distribution de Hydro One, seront autorisés à recouvrer la troisième tranche des besoins en revenu supplémentaire rajustée selon le marché, pourvu qu'il réinvestisse l'équivalent après impôt de ces

revenus supplémentaires pour un an dans des mesures de conservation de l'électricité et de gestion de la demande. Dans le cas de Hydro One Networks Inc. et de Hydro One Brampton Networks Inc., les revenus totaux disponibles par suite de ces mesures s'élèvent à environ 42,7 millions de dollars. Hydro One a soumis à la CEO des plans à l'égard de ces mesures pour la totalité de cette somme le 11 janvier 2005, et une audience publique est prévue pour le mois de février 2005. L'approbation par voie d'ordonnance définitive est attendue pour la fin de février 2005.

Plan décennal de transport

Notre société a récemment mis à jour son plan décennal en ce qui a trait au transport de l'électricité. L'évolution de ce plan suivra celle du secteur de l'électricité en Ontario. Ce plan mis à jour décrit les options 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* : créer et maintenir un lieu de travail sûr pour les employés en nous concentrant sur la prévention des accidents et des blessures graves par un changement réel des mentalités. Se reporter à la rubrique « Santé et sécurité ».
- *Service à la clientèle* : devenir un chef de file parmi les sociétés qui mettent les besoins du client au premier plan. Nous projetons de continuer à mettre l'accent sur l'amélioration du niveau de satisfaction de nos clients et nous nous efforcerons de tisser 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 d'approvisionnement futurs de l'Ontario. De plus, nous continuerons de réaliser des progrès sur le plan de la productivité et de la compression des coûts dans nos secteurs d'activité. Les économies qui en auront résulté seront réinvesties dans des programmes de travaux.
- *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

L'élimination des blessures graves et des incidents qui pourraient en causer est au premier rang de nos priorités stratégiques. Plusieurs mesures adoptées en 2003 et en 2004 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 comprennent un système de gestion global en

matière de santé et sécurité, un programme de suivi de la conformité, des stages liés à la sécurité dans les grands secteurs de notre entreprise et un programme touchant la sécurité de notre parc de véhicules.

Insistance continue sur l'amélioration du service à la clientèle

Nous nous sommes efforcés d'aider nos clients à comprendre la structure changeante de notre secteur d'activité, les modifications qui touchent leurs factures d'électricité, la priorité croissante accordée à la conservation de l'électricité et à la gestion de la demande ainsi que notre rôle visant à assurer un approvisionnement adéquat et sûr.

À l'intention de notre clientèle résidentielle et saisonnière branchée au réseau de distribution, nous avons augmenté la capacité et les moyens de notre centre d'appel pour répondre aux besoins de la clientèle et étendu les services offerts par l'intermédiaire de notre site Web. Nous avons mis sur pied un programme élaboré de communication avec les clients pour répondre à leurs besoins d'information. Nous avons achevé l'installation d'un système de gestion des interventions en cas de panne 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 affecté des superviseurs sur le terrain qui sont personnellement chargés de gérer les relations avec la clientèle. Nous avons déterminé que cette présence à l'échelle locale avait amélioré notre capacité de répondre aux besoins des clients.

À l'intention de nos grands clients industriels et des sociétés de distribution locale branchés à notre réseau de transport, 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.

Fiabilité et rendement financier

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, tout particulièrement des biens qui sont critiques pour l'intégrité du réseau de production-transport d'électricité. Les dépenses en capital engagées à cette fin comprendront le remplacement des transformateurs, des disjoncteurs, 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 poste de transformation Parkway et de la ligne biterne à 230 kV connexe nous permettra d'approvisionner de façon sûre et fiable la partie sud de la région de York et le Grand Toronto, compte tenu des charges croissantes et de la fermeture prévue de la centrale Lakeview. 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. Le calendrier pour la réalisation de bon nombre de ces mesures et investissements est incertain, car ils dépendent des besoins et, dans certains cas, de l'approbation de divers organismes de réglementation ainsi que des négociations menées avec les clients, les entreprises de services publics voisines et d'autres parties prenantes.

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.

a) Nos entreprises principales de transport et de distribution

La quasi-totalité de notre bénéfice net pour 2004 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 2004. 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 101 sociétés de distribution locale. La province prévoit que nous nous abstenons de conclure de nouvelles opérations en vue de l'acquisition ou de l'aliénation de sociétés de distribution locale ou de biens de distribution jusqu'à l'achèvement de son examen du secteur du transport et de la distribution. Le processus de consultation publique devrait prendre fin le 28 février 2005.

b) Investissement relié à une nouvelle capacité dans nos entreprises principales

Nous planifions d'entreprendre des projets afin d'étendre nos réseaux existants. Notre plan décennal à l'égard de notre réseau de transport indique les projets dont la réalisation pourrait être nécessaire au cours des 10 prochaines années. Ces projets sont planifiés et élaborés à l'avance et seront mis en œuvre au besoin conformément au plan pour le réseau intégré de l'Office de l'électricité de l'Ontario, ce 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 régions de l'Ontario à mesure que la demande augmentera et d'offrir l'électricité au coût le plus faible possible aux usagers ontariens.

Notre plan comprend des projets visant l'accroissement de la capacité d'approvisionnement dans diverses régions du Grand Toronto, de Simcoe, d'Ottawa, de Waterloo, de Windsor et de London. Nous entreprenons également de renforcer notre réseau de transport en Ontario afin d'atténuer le problème de congestion qui existe à cet égard, notamment par le montage d'une nouvelle ligne de transport à 230 kV dans la région de Niagara. Les plans visent également une nouvelle capacité de production importante en Ontario. Selon l'emplacement de ces nouvelles installations de production, certains travaux d'aménagement pourraient être nécessaires afin que la capacité de réseau de transport soit suffisante pour que cette production parvienne jusqu'aux consommateurs ontariens. Notre plan sera modifié et élaboré en fonction de cette exigence lorsque des détails complémentaires seront disponibles sur les projets d'aménagement d'installations de production. De plus, notre plan comprend des investissements touchant le réseau de transport en prévision de la mise hors service des centrales alimentées au charbon en Ontario. Nous prévoyons que le coût de tous ces projets, s'ils sont mis en œuvre, sera inclus dans notre base tarifaire réglementée.

Nous avons pris les mesures nécessaires à l'appui des recommandations qu'a formulées le Groupe de travail Canada-États-Unis sur la panne de courant qui a été mis sur pied à la suite de la panne du 14 août 2003. Les études complémentaires et les mesures en vue de la mise en œuvre des

recommandations pertinentes sont en cours. Comme la plupart des recommandations liées à la panne font déjà partie des méthodes de travail normales de Hydro One, leur mise en œuvre ne nécessite pas d'investissements supplémentaires importants.

c) 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 CapGemini 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 3 841 au 31 décembre 2004.

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 et le regroupement des fonctions d'exploitation de nos réseaux. Nous avons regroupé toutes les activités d'exploitation de notre réseau, lesquelles étaient auparavant dispersées en Ontario, en un centre d'exploitation unique situé à Barrie, en Ontario, 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, devrait contribuer 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 demeurons résolu à comprendre les meilleures pratiques des entreprises de services publics et à en suivre l'évolution de manière à exercer nos activités de la façon la plus efficace possible. Nous avons réalisé d'importantes économies annuelles de 8 à 9 % au cours des dernières années en nous focalisant sur l'excellence au niveau de l'exploitation, et ces économies ont en grande partie été réinvesties dans nos programmes de travaux ou ont servi à neutraliser les nouvelles pressions sur les coûts. Pour l'avenir, nous continuerons de faire porter nos efforts sur l'efficacité du capital et la productivité au travail. Toutefois, les nouvelles possibilités d'économies sont rares, plus complexes et difficiles à réaliser. Nous visons des économies annuelles de l'ordre de 1 à 3 %.

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 51 sociétés de distribution locale, nos propres entreprises de distribution et 67 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 153,4 TWh d'électricité à l'échelle de l'Ontario en 2004. Les revenus de notre entreprise de transport ont compté pour environ 32 % et environ 30 % de nos revenus totaux pour 2003 et 2004, 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 interconnecté avec le réseau 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 26 interconnexions synchrones à 345 kV, à 230 kV, à 115 kV et à 69 kV avec l'État de New York (9), le Québec (9), le Michigan (4), le Manitoba (3) et le Minnesota (1). En raison de la nature du réseau, les interconnexions avec le Québec sont exploitées selon une configuration radiale, c'est-à-dire qu'à un moment précis, la charge et/ou la production est raccordée soit au réseau ontarien, soit au réseau québécois, mais non aux deux simultanément. L'une des interconnexions avec le Manitoba nécessite également ce mode de fonctionnement. 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. 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 transport 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 269 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.

Exploitation intégrée des biens de transport et de distribution. Nous assurons la supervision, le contrôle et la gestion de tous nos biens de transport et d'une grande partie de nos biens de distribution à partir d'un seul endroit, notre centre de contrôle du réseau de l'Ontario (le « centre de contrôle ») situé à Barrie, en Ontario. Au centre de contrôle, nous surveillons continuellement en temps réel l'intégrité de notre réseau de transport et d'une grande partie de nos biens de distribution afin d'assurer un fonctionnement optimal du réseau en parant à toute éventualité et d'intervenir sans délai au bénéfice de nos clients. Au centre de contrôle, nous facilitons également les interruptions de service dans le cadre de notre vaste programme d'entretien de nos biens ou pour la réparation de défaillances imprévues. Les périodes d'indisponibilité nécessaires sont évaluées et coordonnées afin d'en réduire les incidences sur la fiabilité et la sécurité du réseau.

Le centre de contrôle est doté d'un personnel complet, notamment en ce qui a trait au service à la clientèle, aux travaux techniques, à l'entretien des installations, à la formation et au traitement. L'année 2004 marque l'achèvement d'un programme d'une durée de trois ans visant la rationalisation et le regroupement de plusieurs installations de Hydro One dispersées dans la province. Le centre de contrôle remplit dorénavant les fonctions de l'ancien centre de gestion de l'exploitation de transport, du centre de gestion de l'exploitation de la distribution et des 12 centres d'exploitation du transport, à un emplacement unique. Après sa remise en état, le centre de gestion de l'exploitation du transport, à Toronto, servira d'installation de secours entièrement redondante pour le nouveau centre de contrôle.

La SIERÉ administre le marché de l'électricité et dirige l'exploitation du réseau de transport intégré de l'Ontario. Étant donné que nous sommes propriétaire et exploitant de la plus grande partie de ce réseau de transport, nous sommes tenus de voir à ce que la direction qu'exerce la SIERÉ soit sûre et qu'elle optimise le rendement de notre actif et notre rendement pour les clients branchés à notre réseau. Par conséquent, le centre de contrôle étudie, approuve, exécute et/ou autorise toutes les mesures de commutation et de contrôle se rapportant à nos biens de transport, à la demande de la SIERÉ et sur notre propre initiative au besoin, afin d'assurer la sécurité du public et de nos employés et de maintenir l'intégrité de nos biens et de nos clients.

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. Le 3 décembre 2003, nous avons donc demandé à la CEO une prolongation de cinq ans de l'autorisation qui nous avait été donnée visant la construction de ces installations. Par sa décision du 30 mars 2004, la CEO a reporté de trois ans, soit au 31 décembre 2006, la date d'expiration de notre approbation. 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 deux déphaseurs et d'un autotransformateur. Nous avons rencontré certaines difficultés techniques, mais la plus grande partie de l'installation est maintenant achevée, et le reste du travail devrait être effectué en 2005. Ce matériel devrait nous permettre de mieux contrôler l'utilisation de notre interconnexion 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.

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 le nord de l'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 2012. L'acheminement vers les marchés de l'électricité provenant du nord du Manitoba est une entreprise complexe de grande envergure faisant intervenir un grand nombre de parties.

Notre entreprise de distribution

Survól

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 2004, le réseau de distribution a livré 28,5 TWh d'électricité à environ 1,3 million de clients dans les régions rurales et urbaines (y compris environ 110 000 abonnés de détail urbains situés à Brampton, en Ontario). Le réseau de distribution dessert en outre 39 sociétés de distribution locale qui ne sont pas directement raccordées à notre réseau de transport, 35 autres sociétés de distribution locale qui sont raccordées à notre réseau de transport et 46 abonnés industriels dont la charge excède 5 MW. Le réseau de distribution est constitué de lignes sur environ 124 000 kilomètres qui fonctionnent surtout à des tensions de 50 kV ou moins, de 1 028 postes de distribution et de régulation dont nous sommes propriétaires, ainsi que d'un poste de transport. Notre réseau de distribution distribue l'électricité à partir de notre réseau de transport et de 98 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 67 % et environ 69 % de nos revenus totaux pour 2003 et 2004, 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

Par l'intermédiaire de notre filiale Hydro One Remote Communities Inc., 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 54 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 exploitait ces biens de production et de distribution jusqu'à ce que, en date du 26 mai 2004, la CEO en approuve la vente à la Première Nation. 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 aux rubriques « Réglementation – Distribution – Ordonnances tarifaires visant les collectivités éloignées » et « Protection de la tarification en régions rurales et 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 les tours hertziennes de Hydro One Networks Inc. auprès de fournisseurs de services de télécommunications sans fil.

Personnel

Le 31 décembre 2004, notre filiale Hydro One Networks Inc. comptait 3 841 employés permanents, soit 282 cadres non syndiqués, 2 681 employés représentés par le Power Workers' Union et 878 employés représentés par la Society of Energy Professionals. De plus, notre filiale Hydro One Brampton Inc. comptait 40 employés permanents non syndiqués, 99 employés représentés par les Travailleurs et travailleuses canadien(ne)s de l'automobile et 39 employés représentés par la Fraternité internationale des ouvriers en électricité. Nous comptons également 1 032 employés temporaires, notamment 5 cadres, 399 employés représentés par le Power Workers' Union, 57 employés représentés par la Society of Energy Professionals et 571 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. Globalement, Hydro One Inc., Hydro One Remote Communities Inc. et Hydro One Telecom Inc. comptent environ 100 employés au total.

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, ainsi qu'à une convention d'une durée de trois ans qui expire le 30 avril 2005 avec le Canadian Union of Skilled Workers. En 2003, nous avons négocié avec le Power Workers' Union (le « PWU ») une convention collective d'une durée de deux ans qui se terminera le 31 mars 2005 et à une convention collective de 27 mois expirant le 31 mars 2005 avec la Society of Energy Professionals (la « SEP »). La grande majorité de nos employés sont représentés soit par le PWU, soit par la SEP. Le 30 janvier 2005, nous sommes parvenus à un protocole d'entente avec le PWU, que Hydro One a ratifié et qui est assujéti à une ratification par le PWU. Les négociations avec la SEP sont en cours, et nous prévoyons parvenir à un règlement équilibré avec la SEP.

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 CapGemini 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 assujétiés à des réductions fondées sur des analyses externes facultatives 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 la période de transition dans l'éventualité d'une résiliation 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 a été établi à titre de régime de pension agréé à prestations déterminées le 31 décembre 1999. Hydro One Inc. gère les éléments d'actif et de passif du régime de retraite de Hydro One et effectue les placements s'y rapportant à titre de répondant et d'administrateur de ce régime. Au 31 décembre 2004, on dénombrait 3 954 membres actifs et 7 698 retraités, participants invalides et prestataires d'une rente différée. La Société a déposé auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario (CSFO) une nouvelle évaluation actuarielle au 31 décembre 2003, selon laquelle les cotisations au régime à compter de 2004 s'établiraient à environ 80 millions de dollars par année, pour les trois prochaines années.

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. 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. 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 ni quant aux coûts de mesures correctives en cas de dommages environnementaux. 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⁾	243 sites	182	30	14	17
Postes de commutation ⁴⁾⁶⁾	31 sites	10	2	4	15
Centres d'exploitation de transport ⁷⁾	2 sites	1	1	—	—
Postes de distribution ⁴⁾⁸⁾	955 sites	932	1	9	13
Postes régulateurs ⁴⁾	73 sites	69	1	2	1
Centres administratifs et de réparation ⁹⁾	172 sites	118	7	41	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 alors 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. La province a décidé depuis de rétrocéder à Hydro One certains biens-fonds.
- 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 en échange de servitudes prévues par la loi en date du 31 décembre 2002.
- 4) Comprend le nombre total de stations d'exploitation.

- 5) Inclut un site de poste de transport qui appartient à Hydro One Brampton Networks Inc. et 182 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, 182 sites ont depuis été rétrocédés à Hydro One Networks Inc. au plus tard le 31 décembre 2004.
- 6) Le total inclut 10 sites (terrains seulement) qui ont été transférés à la province en vertu de la loi, toutefois, ces 10 sites ont tous été rétrocédés à Hydro One Networks Inc. au plus tard le 31 décembre 2004.
- 7) Le nombre total de centres d'exploitation de transport comprend deux centres de transport, dont une installation de secours. Toutes ces installations de transport (terrains seulement) ont été transférés à la province en vertu de la loi; toutefois, l'une d'elles a depuis été rétrocédée à Hydro One Networks Inc. au plus tard le 31 décembre 2004.
- 8) Les postes de distribution comprennent 91 postes à haute tension, le reste étant des postes à basse tension. De plus, 15 des sites de postes ont trait à Hydro One Brampton Networks Inc., 13 postes sont détenus en propriété, un à bail et un aux termes d'une servitude.
- 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. Des 92 centres administratifs et de réparation situés à l'extérieur des postes de transport, seulement quatre n'ont pas encore été rétrocédés à Hydro One Networks Inc. Des 33 centres administratifs et de réparation situés dans les postes de transport qui ont été transférés à la province en vertu de la loi, seulement trois n'ont pas encore été rétrocédés à Hydro One Networks Inc. 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 des programmes de prévention des déversements et des fuites et d'atténuation des fuites comportant l'essai, le remplacement, la réparation et l'installation des systèmes de confinement, notamment le regarnissage des transformateurs et du matériel contenant de l'hexafluorure de soufre. 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.

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 en 2003. 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. Selon nos estimations courantes, les dépenses futures liées aux BPC totalisent environ 48 millions de dollars au 31 décembre 2004 pour les 26 prochaines années. Le montant estimatif pour 2005 est d'environ 3,6 millions de dollars.

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.

Le programme vise 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 achevé le nettoyage de 116 sites, à certains desquels nous avons enlevé des réservoirs sous-terrains de stockage de carburant ou de ravitaillement. D'autres travaux pourraient être nécessaires si nous vendons ou désaffectons ces sites. 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 correctrices 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 65 millions de dollars au cours des six prochaines années. Les estimations antérieures ont été augmentées de 20 millions de dollars parce que nous devons effectuer des travaux correctifs plus étendus aux postes de transport en raison de la contamination des eaux pluviales. Les dépenses estimatives pour 2005 s'élèvent à environ 11 millions de dollars.

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. C'est ce qui ressort d'une déclaration de Santé Canada selon laquelle les niveaux courants d'exposition aux champs électriques et magnétiques ne présentent aucun risque connu pour la santé. Nous avons commandité des recherches dans le passé et nous nous affairons maintenant à surveiller les développements nationaux et internationaux. 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. Torcom n'a fait valoir aucun moyen à l'appui de sa réclamation depuis près de 10 ans.

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. 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. Par suite d'une requête procédurale présentée au tribunal en 2003, toutes les réclamations ont été radiées avec permission de les modifier, et les causes de chacune des Premières Nations ont été jointes en une

seule action, dans le cadre de laquelle les bandes Whitesand et Red Rock sont demanderesse. Aux termes de cette cause, les bandes Whitesand et Red Rock présentent essentiellement les mêmes allégations que dans les causes décrites précédemment et tentent de relier Hydro One Networks Inc. en faisant valoir que le réseau de transport est indissociable de l'ensemble du réseau électrique, qui englobe le mode de production de l'électricité. Plusieurs défendeurs ont présenté une requête pour précisions à l'égard des allégations de l'action issue de la réunion des causes d'action en septembre 2004 et ont eu partiellement gain de cause. Nous n'avons produit aucune défense jusqu'à maintenant. L'inondation qu'Ontario Hydro a prétendument causée est une question qui relève de la compétence d'Ontario Power Generation Inc. aux termes des ordonnances de transfert prévues en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. 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 et nous concentrons nos efforts sur l'élimination des blessures graves et des situations dangereuses qui auraient pu en être l'occasion. Nous avons élaboré un certain nombre de programmes et de pratiques afin de prévenir les blessures et de réduire au minimum le risque de tout préjudice que nos installations et nos activités peuvent causer au public. Nous avons 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 incidents et des blessures qui en résultent. Ces indicateurs 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. 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, l'amélioration des communications en matière de sécurité et l'étude du processus décisionnel menant à l'amélioration du rendement. Les inspections des lieux de travail et le programme de stages et de mentorat dans les principaux secteurs de l'entreprise 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 davantage sur les accidents de manière à les prévenir et à améliorer la 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*, dans leur version modifiée de temps à autre, établissent en grande partie le vaste cadre législatif du marché concurrentiel de l'électricité en Ontario. La *Loi de 1998 sur l'électricité* a mis 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 à plusieurs reprises, comme l'indique la description qui en est faite ci-après.¹⁾

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 SIERÉ. 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 SIERÉ. 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 « Réglementation – Arrangements contractuels, codes et permis – Convention d'exploitation avec la SIERÉ ».

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

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 à la rubrique « Réglementation – 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 « Réglementation – Arrangements contractuels, codes et permis – Codes de l'industrie de l'électricité ». En conséquence de l'adoption de la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)* et de la réglementation connexe, le prix fixe pour la prestation de ce service aux petits consommateurs et aux consommateurs désignés a été remplacée, le 1^{er} avril 2004, par une structure de tarification progressive, soit de 4,7 cents le kWh pour la première

¹⁾ *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs, la Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité, la Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité), la Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité et la Loi de 2003 sur la protection des consommateurs et la règle de la Commission de l'énergie de l'Ontario.*

tranche de 750 kWh et de 5,5 cents le kWh pour l'excédent. Ce prix sera de nouveau modifié au moment de l'entrée en vigueur de la grille tarifaire réglementée, qui pourrait survenir dès le 1^{er} avril 2005.

Au cours de 2004, la CEO a entamé un processus de consultation dans le but d'établir les tarifs approuvés de distribution de l'électricité en fonction des besoins en revenu mis à jour des distributeurs, dans le but que ces nouveaux tarifs de distribution prennent effet le 1^{er} mai 2006. Au terme de ce processus, la CEO a publié sous forme de projet en décembre 2004 un manuel des tarifs de distribution de l'électricité révisé et a convoqué une audience qui a commencé en janvier 2005. Nous croyons savoir que la CEO prévoit terminer son examen des besoins en revenu des entreprises de services publics de distribution de l'électricité de manière que les tarifs puissent être rajustés en fonction de cette nouvelle évaluation des besoins au plus tard le 1^{er} mai 2006. Hydro One a déclaré qu'elle projetait présenter sa documentation sur la répartition des frais et la conception tarifaire dans le cadre de sa demande de 2005 visant les tarifs de 2006.

De plus, les modifications législatives récentes prévoyaient la création de l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'« OEO »), société sans but lucratif indépendante dont le mandat est le suivant :

- évaluer si les réserves d'électricité sont adéquates et fiables à moyen terme et à long terme;
- prévoir la demande future en électricité et les possibilités en matière de conservation et d'énergie renouvelable;
- dresser un plan intégré du système concernant la production, la transmission et la conservation de l'électricité;
- planifier et coordonner les activités liées à la conservation de l'électricité et à la gestion de la demande en électricité par l'intermédiaire d'un Bureau des économies d'énergie;
- trouver de nouvelles sources d'approvisionnement, de transmission et de gestion de la demande, par le biais d'appels d'offres ou de contrats;
- aider la province à atteindre son objectif en matière d'énergie de remplacement et renouvelable.

L'OEO sera habilité à contracter des emprunts, notamment auprès de la province, et devrait s'autofinancer au moyen des tarifs qu'approuve la CEO. Chaque administrateur de l'OEO devra occuper son poste à titre indépendant et non en tant que représentant d'une catégorie de personnes au sein du secteur d'activité.

Le rôle de la SIERÉ a aussi été modifié depuis peu. La responsabilité de la SIERÉ en ce qui concerne les prévisions à moyen terme et à long terme de la demande d'électricité seront transférées à l'OEO, et celles qui concernent la surveillance du marché seront transférées à la CEO. Par le biais de son système de facturation et de règlement, la SIERÉ doit veiller à ce que, progressivement, le prix que paie les intervenants ontariens correspond au coût réel de l'électricité. La SIERÉ conservera ses fonctions aux égards suivants :

- la direction du marché de gros ainsi que le fonctionnement et la fiabilité du réseau d'électricité;
- les prévisions à court terme;
- l'observation des règles du marché.

La CEO exercera des fonctions plus étendues, dont les suivantes :

- promouvoir l'efficacité économique et la rentabilité dans les domaines de la production, du transport et de la distribution d'électricité ainsi que de la gestion de la demande d'électricité;

- approuver les plans de l'OEO à l'égard du réseau d'électricité intégré ainsi que ses processus d'acquisition;
- réglementer les paiements versés aux producteurs à l'égard d'installations de production réglementées;
- réglementer tous les éléments du prix de l'électricité, notamment la production, pour les petits consommateurs et les consommateurs désignés.

Le rôle des distributeurs d'électricité a également été étendu pour leur permettre de s'occuper de gestion de l'énergie. La loi a également été modifiée afin de promouvoir l'accroissement de l'approvisionnement en électricité et de la capacité de production, de faciliter la gestion de la charge et de la demande, d'encourager l'économie et l'utilisation efficace de l'électricité et de réglementer les prix dans certains segments du secteur de l'électricité. Les principaux éléments des modifications législatives qui touchent les entreprises de Hydro One sont les suivants :

- le maintien de la structure du marché de gros pour l'achat et la vente d'électricité en Ontario;
- l'approbation préalable du ministre pour la présentation à la CEO d'une requête concernant les tarifs de distribution n'est plus nécessaire;
- le ministre de l'Énergie est explicitement habilité à fixer des objectifs touchant la conservation de l'énergie et la production d'énergie renouvelable ainsi que des lignes directrices relativement à la diversité des sources d'approvisionnement.

Arrangements contractuels, codes et permis

Convention d'exploitation avec la SIERÉ

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, la SIERÉ 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 SIERÉ 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 SIERÉ; elle prévoit que la SIERÉ 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 SIERÉ 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 SIERÉ; 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 SIERÉ 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 SIERÉ. Les sociétés de distribution locale doivent informer la SIERÉ 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 SIERÉ.

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 de l'électricité.

Le code des relations entre les membres du même groupe pour les distributeurs et transporteurs d'électricité 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 régit la conduite des distributeurs, notamment notre société, dans leur prestation du service d'approvisionnement ordinaire. Aux termes de ce code, 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, en raison des modifications législatives dont il est question précédemment, on prévoit que le 1^{er} avril 2005, nos tarifs à l'égard du service d'approvisionnement ordinaire deviendront assujettis à la nouvelle grille tarifaire réglementée de la CEO (la « GTR »), plutôt que fixés par la réglementation. La CEO a consulté les distributeurs sur la nature des changements liés à la GTR et sur le moment de leur application afin de s'assurer que les distributeurs peuvent en assurer la mise en œuvre efficace.

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.

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. 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. La décision de la CEO sur la première phase, qui a été rendue le 8 juin 2004, permet aux clients d'établir de nouvelles connexions dont Hydro One aurait autrement été propriétaire et exploitante. La contrepartie payable à Hydro One pour les biens acquis ou contournés se limite à la valeur comptable nette des biens. Toutefois, les installations de production existantes ne peuvent se brancher de nouveau pour éviter les tarifs de transport (car cette pratique ne crée pas de nouvelles installations de production dans la province). Dans sa décision, la CEO accepte également le principe que cet évitement puisse entraîner une hausse des tarifs. La deuxième phase de l'examen de la CEO, qui porte sur 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, a débuté vers la fin de décembre 2004. La CEO a alors publié un code révisé afin de recueillir les commentaires des parties prenantes.

Le code des réseaux de distribution s'applique à toutes les opérations et interactions entre un distributeur et tous les détaillants, producteurs, distributeurs, transporteurs et consommateurs d'électricité qui utilisent le réseau de distribution du distributeur. Après une consultation des parties prenantes en 2003, la CEO a modifié le code des réseaux de distribution dans le but de clarifier et de simplifier le processus et les exigences de branchement, ces modifications étant en vigueur depuis mars 2004. La CEO a également modifié le code des réseaux de distribution afin d'obliger les consommateurs d'électricité à verser des dépôts de sécurité, dans le but d'assurer un traitement équitable et uniforme de l'ensemble des entreprises de services publics, cette modification étant en vigueur depuis juillet 2004. La CEO a de nouveau révisé ce code afin d'obliger les entreprises de services publics à fournir aux consommateurs de l'information normalisée sur la sécurité en cas de débranchement.

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, conjugué au manuel des tarifs de distribution de l'électricité, vise à assurer, sous réserve du risque de crédit, que les distributeurs ne font pas de profits et ne subissent pas de pertes lorsqu'ils se chargent 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.

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 de la CEO en matière d'information et de tenue de registres. De nouveaux permis ont été délivrés en 2004 à l'égard de toutes nos entreprises réglementées.

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 SIERÉ*** – Nous sommes tenus de conclure la convention d'exploitation avec la SIERÉ 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 SIERÉ. Se reporter à la rubrique « Réglementation – Arrangements contractuels, codes et permis – Convention d'exploitation avec la SIERÉ ».
- ***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 SIERÉ, 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. Certains projets ont été approuvés, mais l'ajout de capacité n'a pas beaucoup avancé. Nous avons tenu la CEO au courant de nos progrès et nous continuerons de le faire après le 1^{er} mai 2005 afin de lui permettre d'évaluer nos efforts.
- **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 :

- **Séparation de l'activité commerciale** – obligent l'entreprise de distribution à tenir des registres financiers distincts de ceux de l'entreprise de transport;
- **Tarifs de distribution** – 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;

- **Respect du code** – 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;
- **Rabais** – prescrivent la façon dont nous devons transmettre aux abonnés les rabais d'Ontario Power Generation Inc.;
- **Obligation en matière de branchement et de service** – 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 de nos entreprises réglementées que leurs tarifs. 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.

La réglementation des tarifs des entreprises de services publics a été considérablement modifiée depuis l'ouverture du marché en mai 2002. 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*, le prix de l'électricité, qui était auparavant fondé sur le marché, a été fixé à 4,3 cents le kWh pour les petits consommateurs et consommateurs désignés. Ce prix est ensuite passé à 4,7 cents le kWh pour les premiers 750 kWh consommés et à 5,5 cents le kWh pour la consommation excédentaire, en vertu de la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)*. On prévoit de nouveaux changements dès le 1^{er} avril 2005, au moment où la CEO devrait instaurer la nouvelle grille tarifaire réglementée. Durant toute cette période, les tarifs applicables aux autres clients ont continué d'être établis par le marché ou les contrats commerciaux.

Bien que les tarifs de transport établis en 1999 soient demeurés essentiellement inchangés, les modifications apportées à la réglementation des tarifs de distribution ont eu des effets perturbateurs. Les tarifs de distribution ont fait l'objet de hausses graduelles en octobre 2001 et en mai 2002. L'application de nouvelles majorations des tarifs de distribution approuvés pour mai 2003 ainsi que des tarifs visant les abonnés basse tension a été stoppée par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*. Cette loi a bloqué les tarifs de tous les distributeurs, notamment nos abonnés en régions éloignées, aux niveaux en vigueur le 11 novembre 2002. Les distributeurs et les transporteurs ne pouvaient demander à la CEO de modifier des ordonnances tarifaires sans l'approbation du ministre de l'Énergie. L'approbation du ministre était également nécessaire pour l'adoption de nouvelles règles du marché et la modification de règles existantes. En vertu 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 étaient autorisés à recouvrer sur une période de quatre ans les coûts et les

pertes qui avaient été reportés, à compter du début de la période de transition. Au même moment, la nécessité de l'obtention de l'approbation du ministre pour la présentation d'une requête concernant les tarifs de transport a été éliminée. La *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* a supprimé la nécessité de l'approbation du ministre à l'égard d'une requête concernant les tarifs de distribution.

La province a également indiqué que, sous réserve de la réglementation et des directives de la CEO, les distributeurs locaux, notamment l'entreprise de distribution de Hydro One, seraient autorisés à recouvrer la prochaine tranche de leurs besoins en revenu rajustés en fonction du marché, à la condition qu'ils réinvestissent l'équivalent de ces revenus pour un an dans des mesures de conservation et de gestion de la demande. Hydro One a déposé son plan de conservation et de gestion de la demande pour Hydro One Networks Inc. et Hydro One Brampton Networks Inc. le 11 janvier 2005 et a demandé à la CEO d'approuver ce plan par une ordonnance définitive. Ce plan exige des dépenses prévues de 39,5 millions de dollars et de 3,2 millions de dollars, respectivement, pour Hydro One Networks Inc. et Hydro One Brampton Networks Inc. L'audience de la CEO sur ce plan de conservation et de gestion de la demande devrait commencer en février 2005. Hydro One Remote Communities Inc. a également déposé un plan de conservation et de gestion de la demande le 20 décembre 2004, pour le compte de ses abonnés des collectivités éloignées.

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. La SIERÉ 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.

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. Malgré notre opposition, 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. Même si nous avions remboursé un total de 2,8 millions de dollars à ces deux sociétés, la CEO a refusé d'approuver la comptabilisation de la somme remboursée dans un compte de report en vue d'un recouvrement futur.

Hydro One et d'autres parties prenantes sont à étudier la proposition que la CEO a présentée en matière d'évitement dans le code des réseaux de transport quant aux questions de mise en œuvre. Se reporter à la rubrique « Réglementation – Arrangements contractuels, codes et permis – Codes de l'industrie de l'électricité ».

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.

En février 2003, nous avons demandé et reçu l'autorisation de la CEO de construire une ligne de transport afin d'augmenter l'approvisionnement existant à Ottawa. La construction de ces installations est achevée, et elles ont été mises en service le 4 juillet 2004.

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. La CEO a approuvé la demande le 24 décembre 2003. Les travaux de construction ont débuté en mars 2004 et progressent selon le calendrier, qui prévoit une mise en service en avril 2005. Au cours de 2004, Hydro One a également demandé à la CEO d'approuver trois autres projets en matière de transport :

1. Hydro One a demandé l'autorisation de construire deux nouveaux câbles souterrains de 2,2 km pour des circuits à 230 kV entre notre poste de transformation John et celui d'Esplanade, au centre-ville de Toronto. L'instance par voie de mémoires est en cours, et la décision de la CEO est prévue pour le début de 2005. Il est nécessaire que ces installations soient en service à l'été 2008. Toutefois, nous nous efforçons d'avancer la date de mise en service à l'été 2007 pour régler certaines questions liées à l'exploitation.
2. Hydro One a demandé l'autorisation de construire 76 km de lignes à 230 kV entre notre poste de transformation Allanburg, dans la région du Niagara, et celui de Middleport, dans la région de Hamilton. Ce projet augmentera de 800 MW la capacité de transfert des interconnexions de la région de Niagara au réseau ontarien. La CEO devrait rendre une décision au début de 2005, ce qui permettrait la mise en service au moment prévu, soit l'été de 2007.
3. Hydro One, conjointement avec DeBeers Canada Inc. et Five Nations Energy Inc., a demandé l'autorisation de construire des installations de transport qui raccorderont la mine Victor prévue de DeBeers au réseau de transport.

Nous prévoyons demander l'autorisation de construire d'autres installations de transport en 2005.

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. Hydro-Québec et nous-mêmes reconnaissons que la construction dans le cadre de ce projet ne démarrera pas dans un proche avenir. En réponse à notre demande du 3 décembre 2003

afin que cette approbation soit prolongée pour cinq ans, la CEO a rendu une décision en date du 30 mars 2004 par laquelle elle reportait la date d'expiration de trois ans, au 31 décembre 2006.

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. La province a depuis décidé de rétrocéder certains biens-fonds à Hydro One.

Distribution

Ordonnances tarifaires en vigueur et structure tarifaire 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. 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 qui 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 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. Le 30 août 2002, la CEO a rendu une ordonnance tarifaire définitive à l'égard de notre entreprise de distribution. 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 recouvrés à l'aide des tarifs de détail, des frais divers et des frais basse tension. La hausse de mars 2003 n'a pas été mise en œuvre en raison du gel tarifaire qu'avait instauré la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*. Cette loi a également suspendu le recouvrement des frais basse tension (estimés à 26 millions de dollars par année) et bloqué les tarifs de distribution pour nos clients acquis au premier stade du rendement commercial.

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, ont pu amorcer le recouvrement de certains éléments d'actif réglementaires liés à la distribution et les inclure dans leurs tarifs de façon provisoire. Le 28 janvier 2004, nous avons déposé une requête auprès de la CEO en vue de rajuster nos tarifs de distribution pour recouvrer de façon provisoire 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 sur une période de recouvrement de quatre ans à compter du 1^{er} avril 2004. Le 9 décembre 2004, la CEO a rendu une décision finale par laquelle elle

approuvait la récupération d'un montant total de 144 millions de dollars incluant les soldes des comptes d'écart relatifs au règlement des ventes au détail de Hydro One, les coûts de préparation au marché, certains comptes de report de frais environnementaux secondaires, les frais basse tension reportés et d'autres éléments d'actif réglementaires. Par suite de ce recouvrement réglementaire, nous avons enregistré une augmentation du solde de notre actif réglementaire qui reflète principalement le recouvrement futur des coûts qui avaient déjà été imputés aux résultats d'exploitation sans constatation de produits correspondants. La CEO a refusé le recouvrement de 5 millions de dollars liés au décalage dans les besoins en revenu fondés sur le marché et les paiements compensateurs pour les installations de services publics acquises d'environ 5 millions de dollars de frais liés à la mise en application de la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* et d'environ 2 millions de dollars de coûts de préparation au marché. Hydro One a demandé des rajustements tarifaires devant être mis en vigueur le 1^{er} avril 2005 afin de recouvrer les montants approuvés, au même moment que la mise en application de modifications liées au recouvrement des rajustements des besoins en revenu fondés sur le marché qui avaient été reportés en raison de l'entrée en vigueur 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 modifications du prix de l'électricité.

Demandes tarifaires diverses

Le 27 septembre 2004, Hydro One a demandé à la CEO une modification tarifaire à l'égard des abonnés intégrés dans le réseau de distribution à basse tension de Hydro One qui sont approvisionnés à partir de points de livraison multiples à un poste de transformation unique et qui versent les frais de transport de détail. La modification proposée permet le regroupement de la demande à l'égard d'abonnés intégrés qui sont approvisionnés à partir d'artères multiples à partir d'un même poste de transformation. Par cette modification nous voulons adopter à l'égard de ces clients un mode de facturation des tarifs de transport de détail similaire à celui qu'emploie la SIERÉ pour l'application des tarifs de transport à des abonnés du service de transport de gros fourni à partir de points de livraison multiples à un poste de transformation unique. La réduction des frais pour les clients sera récupérée au moyen des comptes d'écart relatifs au règlement des ventes au détail. Nous attendons une décision au premier trimestre de 2005.

Le 1^{er} octobre 2004, Hydro One a demandé à la CEO d'approuver un programme pilote de tarifs fondé sur les périodes d'utilisation, qui fait partie de notre programme de conservation et de gestion de la demande. Les abonnés sont admissibles aux fins de ces tarifs fondés sur les périodes d'utilisation si leur consommation d'électricité en dehors des périodes de pointe atteint au moins le double de leur consommation en période de pointe. Ce programme pilote est conforme aux mesures que prévoit la province en matière d'efficacité énergétique dans sa législation proposée ainsi qu'à la directive que le ministre a donné à la CEO de se pencher sur l'instauration de structures tarifaires fondées sur les périodes d'utilisation en complément de l'installation des compteurs intelligents. La CEO a approuvé ce programme pilote le 20 décembre 2004.

Pour avoir droit à un rajustement tarifaire au 1^{er} mars 2005 à l'égard de la prochaine tranche des besoins en revenu fondés sur le marché, une société de distribution locale doit déposer un plan de conservation et de gestion de la demande auprès de la CEO. Dans une lettre adressée aux distributeurs d'électricité en date du 31 mai 2004, le ministre de l'Énergie exigeait la mise en œuvre de mesures de gestion de la demande, décrivait les genres de mesures devant être mises de l'avant et reconnaissait la nécessité pour les entreprises de services publics d'établir des comptes de report permettant la comptabilisation des dépenses connexes jusqu'au recouvrement des coûts lorsque la CEO approuvera les rendements de la troisième phase. Le 1^{er} octobre 2004, Hydro One Networks Inc. a demandé d'être autorisée à établir un compte de report pour la comptabilisation des dépenses liées à la conservation et à la gestion de la demande et leur recouvrement au moyen des revenus attribuables à la deuxième et à la troisième phase des besoins en revenu fondés sur le marché. Hydro One Remote Communities Inc. et Hydro One Brampton Networks Inc. ont également présenté des demandes vers la fin de septembre 2004. Par la suite, dans son ordonnance procédurale du 6 octobre 2004 portant sur le programme de conservation et de

gestion de la demande, la CEO a indiqué qu'elle modifierait le manuel de procédures comptables et le système uniforme de tenue de comptes pour permettre aux sociétés de distribution locale d'établir des comptes de report sans en faire la demande, les détails de ces modifications devant être fournis sous peu.

Ordonnances tarifaires visant les collectivités éloignées

L'entreprise de Hydro One Remote Communities Inc. est dispensée d'un certain nombre d'articles de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, laquelle concerne le marché concurrentiel. Nous continuons notamment d'appliquer des tarifs groupés aux abonnés des collectivités éloignées. 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.

Le 20 décembre 2004, nous avons demandé à la CEO d'approuver de façon provisoire notre plan de conservation de l'énergie et d'efficacité énergétique, les dépenses prévues s'élevant à 300 000 \$ pour un programme d'un an. Cette demande ne visait pas une modification en 2005 des tarifs actuellement applicables à nos abonnés des collectivités éloignées, mais plutôt l'établissement d'un compte de report, l'affectation de ce compte devant faire l'objet de la prochaine demande tarifaire.

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'à maintenant, 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, 2003 et 2004, somme calculée en fonction du montant que ces abonnés ont reçu en 2001. Les sommes que recevront nos abonnés en régions éloignées pour 2005 devraient demeurer inchangées et s'établir de nouveau à 21 millions de dollars. On prévoit que la CEO fixera le montant pour 2006 selon les règles énoncées dans les règlements pris en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*.

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 SIERÉ 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 SIERÉ en fonction des prévisions de cette dernière quant au nombre de kilowattheures d'électricité qui seront prélevés sur le réseau dirigé par la SIERÉ. Nous tenons un

compte d'écart pour comptabiliser l'excédent ou le déficit sur la somme reçue de la SIERÉ et sur le montant prescrit de 127 millions de dollars.

L'entreprise de Hydro One Remote Communities Inc. est 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 convoqué une audience générale en décembre 2003 afin d'établir les principes qui s'appliqueront à ces demandes de modification de permis. Le 27 février 2004, la CEO a rendu sa décision, qui prévoit clairement les principes devant être suivis et les documents qui doivent être déposés dans le cas des demandes de modification de territoires de desserte. À ce jour, aux fins de ces demandes, Hydro One a collaboré avec d'autres entreprises de services publics au cas par cas pour établir qui était le fournisseur le plus efficace et n'a pas eu à contester des demandes de ce genre.

Faits nouveaux

Le 21 décembre 2004, le ministre de l'Énergie de l'Ontario a publié un document de consultation intitulé « Transport et distribution de l'électricité en Ontario – Perspectives d'avenir ». Ce document traite principalement des trois questions suivantes :

- a) la possibilité d'accroître l'efficacité au sein du secteur de la distribution de l'électricité par des mesures de consolidation et de rationalisation opérationnelle;
- b) les mesures visant à faciliter et à promouvoir la production décentralisée;
- c) l'assurance d'une capacité de transport suffisant par des mesures incitatives appropriées et la rationalisation des processus d'approbation.

Après avoir consulté les parties prenantes en réponse à une directive ministérielle, la CEO a soumis au ministre de l'Énergie un rapport définitif sur la gestion axée sur la demande et la réponse à la demande dans l'industrie de l'électricité en Ontario en mars 2004. Par la suite, la CEO a établi un processus afin que les distributeurs produisent pour approbation leur plan de conservation et de gestion de la demande. Hydro One Remote Communities Inc. a déposé un plan le 20 décembre 2004. Hydro One Networks Inc. et Hydro One Brampton Networks Inc. ont déposé le leur le 11 janvier 2005. Une audience portant sur le plan de Hydro One Networks Inc. et de Hydro One Brampton Networks Inc. débutera le 17 février 2005.

FACTEURS DE RISQUE

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* 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* 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, ce qui aurait une incidence défavorable sur notre entreprise.

Risque lié à la réglementation

La décision de la CEO du 9 décembre 2004 permettant le recouvrement de la majorité des montants des actifs réglementaires pour lesquels nous avons présenté une demande a considérablement réduit la proportion du total de nos actifs réglementaires risquant d'être rejetés dans le futur. Il peut rester un certain risque de rejet futur par la CEO des soldes des comptes non examinés. Si certains de ces montants sont rejetés par la CEO à une date ultérieure, le montant approprié sera reflété dans les résultats d'exploitation de la période au cours de laquelle la CEO prend sa décision.

La CEO approuve nos tarifs de transport et de distribution d'après les niveaux projetés de charge électrique et de consommation. Si la charge ou la consommation réelle se révélait inférieure aux niveaux projetés, notre taux de rendement pour l'une ou l'autre de ces entreprises, ou les deux, pourrait s'en ressentir. De plus, nos exigences actuelles en matière de produits pour ces entreprises sont fondées sur des hypothèses de coûts qui pourraient ne pas se concrétiser. Rien ne garantit que la CEO autorisera des hausses suffisantes des tarifs pour neutraliser ces incidences.

Nous risquons également de devoir engager des dépenses en capital imprévues pour maintenir ou améliorer nos actifs et processus de transport et de distribution et nous brancher à des actifs de production de tiers. Nous prévoyons être obligés d'effectuer des dépenses en capital futures importantes dans les nouvelles technologies, comme les compteurs intelligents. Même si nous prévoyons que ces dépenses seront entièrement recouvrables, toute décision réglementaire future de rejeter ou de limiter le recouvrement de ces coûts entraînerait une dépréciation éventuelle et l'imputation de charges passées dans l'état des résultats.

La CEO a reconnu que les entreprises de services publics devaient être indemnisées à l'égard de la perte de revenus découlant d'un programme fructueux de conservation et de gestion de la demande, mais les principes, l'ampleur et le moment de cette indemnisation n'ont pas encore été établis.

Les modifications que la CEO a apportées au code des réseaux de transport pourraient entraîner un double emploi et un délaissement inutile des biens de transformation de transport de Hydro One.

Dans sa décision du 8 juin 2004 sur le code des réseaux de transport, la CEO permet aux acheteurs de la charge de transférer leur charge de transformation existante des installations de Hydro One à leurs installations nouvellement construites, pourvu que le transporteur soit dédommagé en fonction de la valeur comptable nette de l'actif et, lorsque le client est un distributeur, que l'opération soit approuvée par la CEO après un examen sur le plan de la prudence. Cette démarche ne nous paraît pas protéger convenablement les abonnés restants des majorations tarifaires résultantes. Selon notre analyse les paramètres économiques pourraient être avantageux pour les clients qui désireraient dériver vers leurs propres installations jusqu'à 13 000 MW ou 60 % de la charge de transformation actuelle de Hydro One qui provient de nos postes de transformation qui sont utilisés à pleine capacité et qui sont en grande partie dépréciés. Il pourrait en résulter une perte importante de revenus futurs pour notre entreprise de transport, et rien ne garantit actuellement que nous en serons indemnisés adéquatement.

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 et des dépenses liées à l'entretien 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 et des dépenses liées à l'entretien 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.

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 l'installation d'un tiers (comme une centrale) 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. 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 réseau de transport de Hydro One comprend plusieurs interconnexions avec les entreprises de services publics d'autres provinces et des États-Unis. Ces interconnexions permettent l'importation de quantités importantes d'électricité. Le risque d'événements majeurs lié aux conditions atmosphériques ou le risque de catastrophes frappant de multiples installations d'interconnexions est atténué dans une grande mesure par le grand nombre d'interconnexions et leurs dispersions géographiques. Au total, les 26 interconnexions avec le Manitoba, le Québec, l'État de New York, le Michigan et le Minnesota représentent une capacité d'importation combinée de 3 900 MW.

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 CapGemini 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 motif que ce soit, 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.

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 plus 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 revenu 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.

La grande majorité de nos employés sont représentés par le Power Workers' Union (le « PWU ») ou la Society of Energy Professionals (la « SEP »). Par conséquent, en cas de conflit de travail, nous pourrions courir un certain risque lié à l'exploitation quant au respect continu des exigences relatives à notre permis d'assurer le service aux abonnés. Nous pourrions également courir des risques financiers liés à notre capacité de négocier des conventions collectives conformes à nos ordonnances tarifaires. Les conventions collectives existantes avec le PWU et la Société expireront le 31 mars 2005. Le 30 janvier 2005, nous avons conclu un accord de principe avec le PWU, que Hydro One a ratifié et qui est assujéti à une ratification par le PWU. Les négociations avec la Société sont présentement en cours et nous prévoyons parvenir à un règlement équitable.

Un grand nombre de nos employés pourrait prendre leur retraite au cours des prochaines années, et notre succès sera lié à notre capacité de recruter et d'engager du personnel remplaçant.

Notre capacité de mettre en œuvre notre stratégie d'entreprise dépend de la mesure dans laquelle nous réussissons à recruter et à conserver des cadres et d'autres membres du personnel de collaborer et de

former une équipe cohérente en mesure de fonctionner dans un nouveau contexte concurrentiel. Nous devons recruter et conserver du personnel ayant les compétences requises pour mettre en œuvre les nouveaux procédés et systèmes. Bon nombre de nos employés possèdent l'expérience et les compétences que les concurrents chercheront activement sur le marché libre. Nous avons également besoin de gestionnaires et d'autres employés compétents pour nous assurer que les objectifs de contrôle et de gestion de projets sont atteints dans le cadre des principaux programmes de notre entreprise. Nous devons également perfectionner nos programmes de formation et poursuivre la planification de la relève pour nous assurer que nos besoins en personnel affecté à l'exploitation seront remplis à l'avenir. Les paramètres démographiques de notre personnel sont pour nous un défi important, puisqu'environ 25 % de nos employés sont admissibles à un départ à la retraite d'ici 2008. Dans certains secteurs de notre entreprise, le risque est beaucoup plus élevé. Rien ne garantit que nous pourrions recruter et conserver du personnel compétent.

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.

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.

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 2005 et 2008, y compris 539 millions de dollars échéant en 2005 et 698 millions de dollars, en 2006. Nous prévoyons également engager des dépenses en capital totales de quelque 745 millions de dollars en 2005. Nous prévoyons que nos dépenses en capital de base demeureront de l'ordre de 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 ou mettre en application la politique gouvernementale, notamment pour des mesures de conservation comme l'installation des compteurs intelligents. De plus, nous projetons de verser des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires en circulation ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées, 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 être tenus, à l'avenir, 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.

Avant le 1^{er} janvier 2004, l'évaluation actuarielle ne créait aucune obligation pour nous de cotiser au régime de retraite. Le 22 septembre 2004, nous avons déposé auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario notre évaluation actuarielle la plus récente, établie au 31 décembre 2003, qui couvre la période allant du 1^{er} janvier 2004 au 31 décembre 2006, inclusivement. Aux termes de cette nouvelle évaluation, nous sommes tenus de cotiser environ 80 millions de dollars par année au régime de retraite. Les cotisations pouvant être nécessaires à l'avenir dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux avantages ou des hypothèses actuarielles. Si l'état des marchés financiers devait s'améliorer considérablement avant le 31 décembre 2006, nous pourrions déposer une évaluation actuarielle à une date antérieure.

Le 14 juillet 2004, la CEO a rendu une ordonnance approuvant l'établissement d'un compte de report réglementaire pour comptabiliser la tranche, qui aurait autrement été passée en charges, de nos cotisations patronales liées à l'entreprise de distribution et les intérêts connexes. Bien que la CEO ait décidé qu'il était prématuré de confirmer que ces charges avaient été engagées prudemment, elle a noté que les charges de ce genre engagées prudemment sont normalement recouvrables dans le cadre d'une demande de rajustement tarifaire générale. En conformité avec l'ordonnance de la CEO, nous avons reporté les charges de retraite liées à l'entreprise de distribution qui ont été engagées en 2004 à titre d'actif

réglementaire, et nous prévoyons faire de même en 2005 et en 2006. Bien que nous nous attendions à ce que ces charges soient recouvrables au moyen des tarifs futurs, si la CEO décidait à quelque moment que ce soit à l'avenir de les considérer en totalité ou en partie comme imprudentes, nous devrions les passer en charges durant la période au cours de laquelle cette décision a été rendue, ce qui aurait des incidences négatives sur notre revenu net.

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 0,13 % du total de notre actif en date du 31 décembre 2004 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, nous pourrions demander à la CEO de récupérer les frais accrus dans nos ordonnances tarifaires futures. 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 coûts relatifs à ces biens pourraient avoir un effet défavorable important sur notre bénéfice net si nous ne pouvions les recouvrer.

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.

DIVIDENDES

Les dividendes sur nos actions ordinaires sont déclarés au gré de notre conseil d'administration, sur la recommandation de notre direction, en fonction de nos résultats d'exploitation, de notre situation financière, de nos besoins de trésorerie et d'autres facteurs pertinents, comme la pratique dans le secteur d'activité et les attentes des actionnaires.

Nous avons pour politique de déclarer et de verser des dividendes en espèces sur nos actions ordinaires en fonction d'un calcul fondé sur notre revenu net réglementé et notre revenu net non réglementé.

Nous avons déclaré des dividendes annuels sur nos 100 000 actions ordinaires en circulation et avons versé à ce titre à la province un montant de 247 millions de dollars en 2004, comparativement à 226 millions de dollars en 2003 et à 174 millions de dollars en 2002. Nous avons déclaré un dividende cumulatif annuel total sur nos 12 920 000 actions privilégiées de série A en circulation et avons versé à ce titre à la province environ 18 millions de dollars en 2004, en 2003 et en 2002, ce dividende ayant été calculé au taux de 1,375 \$ par année par action, comme le prévoient les statuts constitutifs de notre société.

Les dividendes sur nos actions ordinaires sont calculés en fonction du revenu net. Tout facteur qui aurait des incidences défavorables sur le revenu net de notre société se répercuterait probablement sur nos paiements de dividende.

DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS

Description générale du capital-actions

Le capital-actions autorisé de notre société se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires (les actions comportant droit de vote de la Société) et d'un nombre illimité d'actions privilégiées. Au 31 décembre 2004, 100 000 actions ordinaires et 12 920 000 actions privilégiées de série A sont émises et en circulation, la totalité desquelles appartiennent directement à la province.

Tous les titres comportant droit de vote de notre société sont détenues par la province. Par conséquent, notre société est contrôlée par la province.

Les actions ordinaires ne sont ni rachetables au gré de la Société, ni rachetables au gré du porteur. Les porteurs de nos actions ordinaires ont droit à une voix par action aux assemblées des porteurs d’actions ordinaires et ont le droit de recevoir des dividendes, dans la mesure où le conseil d’administration de notre société en déclare. Les porteurs de nos actions ordinaires ont également le droit de participer, proportionnellement au nombre d’actions ordinaires qu’ils détiennent, à toute distribution de l’actif de notre société au moment de sa dissolution ou de sa liquidation volontaire ou forcée. Comme l’indique nos statuts constitutifs, notre société a le droit de racheter la totalité ou toute partie des actions privilégiées de série A, sous réserve de certains modalités qui y sont énoncées. Les actions privilégiées de série A donnent à leurs porteurs le droit à un dividende au taux de 1,375 \$ par année, par action.

Notre société n’a émis aucun titre assujetti à des restrictions.

NOTATION

Les notes que les agences de notation agréées ont données à notre société sont les suivantes :

Agence de notation	Dettes à court terme	Dettes à long terme
Standard & Poor’s Rating Services (« S&P »)	A-2	A
Dominion Bond Rating Service Inc. (« DBRS »)	R-1 (bas)	A
Moody’s Investors Services Inc. (« Moody’s »)	Prime-1	A2

Les renseignements suivants portant sur la notation sont fondés sur des renseignements que les agences de notation ont rendus publics.

Les notes visent à fournir aux épargnants une mesure indépendante de la qualité du crédit d’une émission de titres. Les agences de notation notent les titres de créance en fonction de catégories allant de la plus haute, soit « AAA », à la plus faible, soit « D » (« C » dans le cas de Moody’s). Lorsque S&P attribue une note A à des titres de créance, cela signifie que le débiteur a une forte capacité de respecter ses engagements financiers en dépit du fait que ces titres soient considérés comme plus susceptibles de subir les contrechocs de changements défavorables des circonstances ou de la conjoncture économique que des obligations dont la note est plus élevée. Toutefois, la capacité du débiteur de respecter ses engagements financiers et ses obligations demeure élevée. Le symbole moins indique le rang relatif à l’intérieur d’une catégorie de notation. Les titres de créance auxquels DBRS attribue la note A sont considérés comme ayant une qualité de crédit satisfaisante et une protection appréciable de l’intérêt et du capital. Les titres de créance auxquels Moody’s attribue la note A sont considérés comme des obligations de qualité moyenne supérieure, assorties d’une protection adéquate du capital et de l’intérêt, mais certains éléments existants peuvent suggérer que cette qualité pourrait se détériorer à un moment ou à un autre à l’avenir. Moody’s ajoute un coefficient numérique aux catégories générales de notation allant de Aa à Caa. Le coefficient 2 indique une note médiane.

Les notes mentionnées aux présentes ne constituent pas une recommandation d’achat, de vente ou de détention des titres de créance de notre société et n’abordent aucunement la question de leur cours ou de leur convenance pour un épargnant donné. Rien ne garantit que les notes demeureront en vigueur pour une période donnée ni qu’elles ne seront pas révisées ou retirées complètement à l’avenir par S&P, DBRS et Moody’s si, à leur avis, les circonstances le justifient.

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 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 4,200 % 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, nos billets à 4,550 % échéant le 10 août 2007, nos billets à 3,950 % échéant le 24 février 2009 et nos billets à 4,100 % à taux progressif et à échéance reportable échéant initialement le 15 mai 2007 ne sont inscrits à aucune bourse ni à aucun marché similaire.

Cours et volume des opérations

Les titres de créance que nous avons émis ne sont inscrits à aucune bourse reconnue ni inscrit à aucun système de cotation reconnu.

Placements antérieurs

Notre société a émis les tranches suivantes de billets à moyen terme en 2004 :

Billet	Valeur nominale (en millions de dollars)	Prix de vente (\$)	Produit brut (\$)
à 3,95 % échéant en 2009	250	99,928	249 820 000 \$
à 6,35 % échéant en 2034	120	100,753	120 903 600 \$
à 6,59 % échéant en 2043	65	108,406	70 463 900 \$
à 6,35 % échéant en 2034	65	104,039	67 625 350 \$
à 4,1 % à taux progressif échéant en 2007	40	100	40 000 000 \$

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Administrateurs

Le tableau suivant présente le nom, la municipalité de résidence et le poste principal de chacun de nos administrateurs au 31 décembre 2004.

Nom et municipalité de résidence

Rita Burak²⁾
Toronto (Ontario)
Canada
(Administratrice depuis le 11 juin 2002 et présidente du conseil depuis le 30 mai 2003)

Poste principal

Présidente du conseil d'administration
de Hydro One Inc.

Nom et municipalité de résidence**Poste principal**

W. Geoffrey Beattie ¹⁾³⁾ Toronto (Ontario) Canada (Administrateur depuis le 11 juin 2002)	Président, The Woodbridge Company Limited
Sami Bébawi ⁴⁾⁵⁾ Outremont (Québec) Canada (Administrateur depuis le 8 octobre 2004)	Vice-président directeur Membre, Bureau du président Groupe SNC-Lavalin Inc. Président, Socodéc Inc.
Murray J. Elston ¹⁾⁴⁾ Manotick (Ontario) Canada (Administrateur depuis le 11 juin 2002)	Président et chef de la direction, Association nucléaire canadienne
Murray B. Frum ¹⁾³⁾ Toronto (Ontario) Canada (Administrateur depuis le 11 juin 2002)	Président du conseil et chef de la direction, Frum Development Group
Don MacKinnon ⁴⁾⁵⁾ Chatsworth (Ontario) Canada (Administrateur depuis le 11 juin 2002)	Président, Power Workers' Union
Eileen Mercier ¹⁾²⁾ Toronto (Ontario) Canada (Administratrice depuis le 15 août 2002)	Administratrice de sociétés
Tom Parkinson..... Oakville (Ontario) Canada (Administrateur depuis le 16 avril 2003)	Président et chef de la direction, Hydro One Inc.
L'honorable Bob Rae ²⁾³⁾ Toronto (Ontario) Canada (Administrateur depuis le 11 juin 2002)	Associé, Goodmans LLP
Kenneth D. Taylor ⁴⁾⁵⁾ New York (New York) É.-U.A. (Administrateur depuis le 11 juin 2002)	Président du conseil, Taylor and Ryan Inc.
Blake Wallace ²⁾³⁾⁴⁾ Toronto (Ontario) Canada (Administrateur depuis le 22 novembre 2002)	Vice-président et administrateur, Murray & Company

Nom et municipalité de résidence**Poste principal**

Adam Zimmerman¹⁾²⁾⁵⁾ Administrateur de sociétés
Toronto (Ontario)
(Administrateur depuis le 11 juin 2002)

- 1) Membre du comité de la 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) et président du conseil adjoint et administrateur de The Thomson Corporation (société d'édition et d'information). M. Beattie est également administrateur de Bell Globemedia Inc., de la Banque Royale du Canada et de Tm Bioscience Corporation. Il est membre du conseil consultatif du doyen de la Joseph L. Rotman School of Management (université de Toronto) et l'un des fiduciaires du University Health Network. M. Beattie est administrateur de notre société depuis le 11 juin 2002.

Sami Bébawi est vice-président directeur du Groupe SNC-Lavalin et est membre du bureau du président. SNC-Lavalin (TSX : SNC) est un chef de file mondial en ingénierie et en construction. M. Bébawi est responsable de la gestion de projets au sein du groupe SNC-Lavalin est professeur associé à l'Université Concordia, à Montréal. Il compte plusieurs années d'expérience dans la conception et la construction de centrales thermiques, hydroélectriques et nucléaires. M. Bébawi est membre de l'Ordre des ingénieurs du Québec et ex-membre de l'association danoise des ingénieurs. M. Bébawi est administrateur de notre société depuis le 8 octobre 2004.

Murray J. Elston a été nommé président et chef de la direction de l'Association nucléaire canadienne (l'« ANC ») en date du 5 janvier 2004. L'ANC est un organisme sans but lucratif qui représente l'industrie nucléaire au Canada et soutient le développement et l'essor des technologies nucléaires à des fins pacifiques. Auparavant, 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, promoteur et gestionnaire immobilier dont les propriétés sont situées à divers endroits au Canada, 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, notamment du Musée des beaux-arts de l'Ontario et de DB Mortgage Investment Corporation, 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 la Compagnie d'assurance ING du Canada, de Winpak Limited, de Shermag Inc., du Réseau universitaire de santé, de la York University et du Conseil du régime de retraite des enseignantes et des enseignants en 2005. 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. le 9 avril 2003, nomination qui a pris effet le 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. Jusqu'en 2005, M. Parkinson a été membre du conseil d'administration de la SIERÉ, représentant la catégorie des transporteurs parmi les parties prenantes. M. Parkinson est membre du conseil d'administration de l'Association canadienne de l'électricité et est devenu président de cet organisme en 2005. 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 du cabinet d'avocats Goodmans LLP et membre du conseil d'administration de sociétés ouvertes et d'organismes sans but lucratif, dont Tembec Inc., l'Orchestre symphonique de Toronto, le Royal Conservatory of Music, l'Institut de recherche en politiques publiques, le Conseil de l'unité canadienne, le Forum des fédérations, Husky Injection Molding Systems et Retrocom Investment Management Inc. M. Rae est actuellement chancelier de l'université Sir Wilfrid Laurier. 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. M. Rae est administrateur de notre société depuis le 11 juin 2002.

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, intermédiaire financier multiservices spécialisé dans les secteurs de l'immobilier commercial, industriel et résidentiel, le financement d'entreprises, les services de consultation (titres de créance et titres de participation), les privatisations et les partenariats public-privé. Il est également vice-président et chef du contentieux de cette société depuis 1972. M. Wallace a été vice-président du conseil de TVOntario. M. Wallace est administrateur de notre société depuis le 22 novembre 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.

<u>Nom et municipalité de résidence</u>	<u>Poste auprès de notre société</u>
Tom Parkinson..... Oakville (Ontario) Canada	Président et chef de la direction
Beth Summers..... Oakville (Ontario) Canada	Chef des finances
Laura Formosa..... Toronto (Ontario) Canada	Chef du contentieux et secrétaire
David Barrie..... Toronto (Ontario) Canada	Vice-président principal, Gestion de l'actif
Tom Goldie..... Mississauga (Ontario) Canada	Vice-président principal, Services internes

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

Beth Summers a été nommée chef des finances le 7 mai 2004, après avoir occupé le poste de contrôleur de Hydro One Networks Inc. Avant de se joindre à notre société en 2001, M^{me} Summers a été directrice principale, Certification et services de consultation auprès d'Ernst & Young s.r.l.

Laura Formosa 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 exercé les fonctions de chef adjointe du contentieux et de chef du contentieux et secrétaire de Hydro One Networks Inc.

David Barrie a été nommé vice-président principal, Gestion de l'actif le 28 août 2002. Il s'est joint à Ontario Hydro en 1977 et a exercé les fonctions de directeur général, Gestion de l'actif du réseau de transport et de chef de l'exploitation de Hydro One Networks Inc.

Tom Goldie a été nommé vice-président principal, Services internes, le 16 septembre 2002. Il s'est joint à Ontario Hydro en 1977 et a exercé les fonctions de vice-président, Ressources humaines de Hydro One 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.

Prêts consentis aux administrateurs et aux membres de la haute direction

Au 1^{er} février 2005, et depuis l'ouverture du dernier exercice complet de Hydro One, aucun administrateur, membre de la haute direction, employé, ex-administrateur, ex-membre de la haute direction ni ex-employé ni personne ayant des liens avec un administrateur ou membre de la haute direction de Hydro One ou de l'une de ses filiales n'était endetté envers Hydro One ou l'une de ses filiales à l'exception des prêts de nature courante ni n'avait une dette qui faisait l'objet d'un cautionnement, d'une convention de soutien, d'une lettre de crédit ou d'autres arrangements ou ententes similaires consentis par Hydro One ou l'une de ses filiales, à l'exception de certains subsides hypothécaires versés à M. Parkinson, comme il est décrit plus loin.

DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Survol

La province d'Ontario est propriétaire de toutes nos actions en circulation. En conséquence, elle a le pouvoir d'influer sur toutes les décisions de gouvernance qui nous touchent, notamment sur la composition de notre conseil d'administration. La province exerce donc un contrôle sur nos politiques, l'acquisition ou l'aliénation de nos éléments d'actif, la création de nouvelles dettes et le versement de dividendes aux porteurs de nos actions ordinaires et privilégiées.

La réglementation de l'industrie de l'électricité en Ontario incombe principalement à la CEO. La province nomme les membres de la CEO et comble les postes vacants au sein de celle-ci à son gré. La CEO est obligée de mettre en œuvre les directives approuvées de la province concernant la politique générale et les objectifs que doit viser la CEO, ainsi que d'autres directives destinées à régler les abus existants ou potentiels de pouvoir sur le marché par les participants du secteur. La SIERÉ dirige l'exploitation de notre réseau de transport. Les membres du conseil d'administration de la SIERÉ, à l'exception de son chef de la direction, sont nommés par la province, conformément aux règlements pris en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*.

Ordonnances de transfert

Les ordonnances de transfert aux termes desquelles nous avons acquis les entreprises de transport et de distribution de l'électricité et de services reliés à l'énergie de Ontario Hydro en date du 1^{er} avril 1999

n'ont pas opéré le transfert des éléments d'actif, des droits, des éléments de passif et des obligations dont le transfert aurait constitué une violation des modalités s'y rapportant ou une violation d'une loi ou d'une ordonnance. Les ordonnances de transfert n'ont pas transféré non plus certains éléments d'actif situés sur des terrains détenus pour des bandes ou des organismes indiens en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Le transfert de la propriété de ces éléments d'actif n'a pas eu lieu parce que les autorisations initialement accordées par le ministre canadien des Affaires indiennes et du Nord canadien pour la construction et l'exploitation de ces éléments d'actif ne pouvaient être transférées sans le consentement du ministre et des bandes ou organismes indiens concernés ou, dans plusieurs cas, parce que les autorisations avaient expiré ou qu'elles n'avaient jamais été données en bonne et due forme. La Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la « SFIEO ») détient ces éléments d'actif.

Aux termes des ordonnances de transfert, nous devons également gérer à la fois les éléments d'actif détenus en fiducie jusqu'à ce que nous ayons obtenu tous les consentements nécessaires à la réalisation de leur transfert en notre faveur et les éléments d'actif par ailleurs conservés par la SFIEO qui se rapportent à nos entreprises. Nous avons conclu avec la SFIEO une entente aux termes de laquelle nous devons, dans le cadre de la gestion de ces éléments d'actif, prendre des directives de cette dernière lorsque nos mesures pourraient avoir des effets défavorables importants sur elle. La SFIEO a conservé le droit de contrôler et de gérer ces éléments d'actif, bien qu'elle doive nous aviser et nous consulter avant de le faire et qu'elle doive exercer ses pouvoirs à l'égard de ces éléments d'actif d'une manière qui facilitera l'exploitation de nos entreprises. Le consentement de la SFIEO est également exigé avant toute disposition de ces éléments d'actif.

La province a également transféré les dirigeants, les employés, les éléments d'actif et de passif et les droits et obligations d'Ontario Hydro de la même façon aux autres sociétés qui la remplacent. Ces ordonnances de transfert comprennent un mécanisme de règlement des conflits pour la résolution de tout conflit entre les divers cessionnaires relativement au transfert d'éléments d'actif et de passif et de droits ou d'obligations spécifiques.

Les ordonnances de transfert ne contiennent aucune déclaration ni garantie de la part de la province ou de la SFIEO relativement aux dirigeants, aux employés, aux éléments d'actif et de passif et aux droits et obligations transférés. De plus, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, la SFIEO a été libérée de sa responsabilité relativement à l'ensemble de l'actif et du passif transféré par les ordonnances de transfert, à l'exception de la responsabilité de la SFIEO touchant notre indemnisation, tel qu'il est indiqué ci-après. Aux termes des ordonnances de transfert, chaque cessionnaire indemnise la SFIEO à l'égard de tout l'actif et de tout le passif qui n'est pas effectivement transféré et est tenu de prendre toutes les mesures raisonnables pour conclure les transferts lorsque ceux-ci ne satisfont pas toutes les formalités requises.

Indemnisation

La SFIEO a convenu de nous indemniser quant à l'omission de transférer, aux termes des ordonnances de transfert, à nous et à certaines de nos filiales, des éléments d'actif, des droits ou des choses ou des participations s'y rapportant reliés à notre entreprise, ainsi que de certaines réclamations de tiers ou de certains intérêts ou droits fondés sur des vices de titres découlant des ordonnances de transfert, à l'exception de certains droits et réclamations de la Couronne et des réclamations visant tout compte de capitaux propres mentionnées antérieurement dans les états financiers d'Ontario Hydro, y compris les montants portant sur tout jugement, règlement ou paiement dans le cadre d'un litige entrepris par certaines commissions de services publics. La province a inconditionnellement et irrévocablement garanti en notre faveur et celle de nos filiales le paiement de toutes les sommes que doit la SFIEO aux termes de cet engagement d'indemnisation.

L'engagement d'indemnisation exclut plus particulièrement toute question à l'égard de laquelle nous avons convenu ou nous sommes tenus d'indemniser la SFIEO aux termes ou dans le cadre de toute ordonnance de transfert. Cet engagement exclut également toute réclamation reliée à des titres ou droits

autochtones ou à l'absence d'un permis, d'un droit de passage, d'une servitude ou d'un droit similaire relatif à des terres détenues pour des bandes d'Indiens en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Cet engagement exclut également tout paiement versé ou tous les frais, pertes ou dettes que nous avons engagés parce qu'une ordonnance de transfert a omis de transférer un élément d'actif d'Ontario Hydro décrit dans les dispositions de l'ordonnance de transfert concernant les transferts inopérants.

L'engagement d'indemnisation ne couvre pas la première tranche de 10 000 \$ de la valeur de chaque réclamation et ne s'applique qu'à l'excédent du total des réclamations sur 10 millions de dollars. Nous devons verser à la SFIEO des frais de 5 millions de dollars par année pour l'engagement d'indemnisation jusqu'au moment où les parties conviennent de mettre fin à cet engagement. Nous prévoyons que nous aurons besoin de cet engagement jusqu'à ce que toutes les réclamations susceptibles d'indemnisation aient été répertoriées et qu'un tribunal ait rendu à leur égard une ordonnance définitive et non susceptible d'appel. L'engagement d'indemnisation cesse d'être offert à nos filiales si nous cessons de les contrôler, à moins que la cessation de propriété ne résulte de la vente des actions d'une filiale dans le cadre de la réalisation d'une sûreté grevant ces actions par un créancier sans lien de dépendance avec Hydro One. L'engagement d'indemnisation peut être cédé en certaines circonstances avec le consentement du ministre des Finances.

La province a également convenu d'indemniser les administrateurs de Hydro One de toute responsabilité raisonnable qu'ils pourraient engager à la suite de toute poursuite civile, criminelle ou administrative à laquelle ils pourraient être parties, dans la mesure où cette responsabilité résulte d'une réclamation ou d'une décision selon laquelle leur approbation de cet engagement d'indemnisation par la SFIEO constituait un manquement à leur devoir d'exercer le degré de soin, de diligence ou de compétence qu'une personne raisonnablement prudente exercerait dans des circonstances similaires.

Nous avons indemnisé la SFIEO à l'égard des dommages, des pertes, des obligations, des responsabilités, des réclamations, des charges, des pénalités, de l'intérêt, des manques à gagner, des coûts et des dépenses découlant de toute question relative à nos activités et de toute omission de notre part de respecter nos obligations envers elle aux termes de conventions datées du 1^{er} avril 1999. Ces obligations incluent l'obligation d'employer les membres du personnel qui nous ont été transférés conformément aux ordonnances de transfert, d'effectuer et de remettre les retenues salariales, c'est-à-dire les retenues d'impôt et les cotisations de l'employeur, de gérer les biens meubles et immeubles que la SFIEO continue de détenir en fiducie ou autrement et de prendre toute autre mesure nécessaire pour nous transférer l'ensemble de ces biens, de payer les taxes foncières et certains autres frais, de permettre un accès aux livres et registres et d'assumer certaines autres responsabilités concernant l'actif que la SFIEO détient pour nous en fiducie.

Dettes

En son nom et celui de certaines de ses filiales, Hydro One a contracté une dette dans le cadre de l'acquisition de la quasi-totalité de l'actif, du passif, des droits et des obligations relatifs aux entreprises de transport et de distribution d'électricité et des services reliés à l'énergie d'Ontario Hydro. Cette dette, dont le capital total en cours au 31 décembre 2002 s'élevait à environ 2,5 milliards de dollars, était détenue par la SFIEO sous forme de billets à divers taux d'intérêt et dates d'échéance comprises entre 2002 et 2007. Le 20 février 2003, nous avons émis des billets additionnels d'un capital d'environ 213 727 000 \$ en faveur de la SFIEO aux termes d'une convention conclue entre notre société et la SFIEO en date du 20 février 2003 afin de constater le paiement que nous avons versé à la SFIEO dans le but de réduire le taux d'intérêt payable sur certains billets alors en cours. Le 5 mars 2003, la SFIEO a vendu pour environ 2,1 milliards de dollars de ces billets en cours dans le cadre d'un appel public à l'épargne sur les marchés canadiens des capitaux d'emprunt. En conséquence, tous nos titres de créance en cours, d'un capital global de 5,164 milliards de dollars, étaient négociés sur le marché en date du 31 décembre 2003.

Couloirs de transport

Le 27 juin 2002, la province a adopté la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*, selon laquelle nous devions notamment transférer à la province la propriété de tous les couloirs de transport et des terrains adjacents en échange d'un droit prévu par la loi d'utiliser ces terrains à des fins de transport et de distribution, à compter du 31 décembre 2002. Nous demeurons tenus d'engager certaines dépenses permanentes relativement à notre utilisation de ces terrains, notamment les dépenses d'entretien, les taxes foncières et le coût des travaux correctifs environnementaux futurs que la province peut exiger. La CEO est habilitée à restreindre ou à faire cesser toute utilisation des terrains affectés aux couloirs de transport qui entrave le réseau de transport.

Questions relatives à l'exploitation

Hydro One reçoit ses revenus, que la SIERÉ est en partie chargée de percevoir des clients, en conformité avec les règles établies en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité* et de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, dans leur version modifiée à l'occasion.

Hydro One et la SIERÉ ont conclu une convention d'exploitation qui a pris effet en mai 2002 et qui énonce les responsabilités précises de chacune des parties à l'égard de la fourniture des services de transport. Hydro One achète également de l'électricité sur le marché au comptant que gère la SIERÉ (et qui, avant mai 2002, était géré par Ontario Power Generation Inc.).

Hydro One a conclu plusieurs contrats de service avec d'autres sociétés ayant remplacé Ontario Hydro, notamment Ontario Power Generation Inc. Ces services comprennent des services techniques, notamment d'exploitation, des services d'organisation interne, ainsi que des services liés à la logistique, aux télécommunications et à la technologie de l'information.

Paiements en remplacement des impôts des sociétés

Nous et nos filiales sommes exonérés de l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) parce que nous sommes détenus par la province en propriété exclusive et que chacune de nos filiales nous appartient (directement ou indirectement) en propriété exclusive. Toutefois, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, nous et chacune de nos filiales sommes tenus de verser à la SFIEO, pour chaque année d'imposition, des sommes, appelées paiements en remplacement des impôts des sociétés, qui correspondent généralement aux impôts que nous aurions eu à payer en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) si nous n'avions pas été exonérés de l'impôt en vertu de ces lois.

Convention d'actionnaire et politique en matière de dividendes

Nous avons conclu une convention d'actionnaire avec la province relativement à la gouvernance de notre société. Aux termes de cette convention, nous devons fournir à la province l'information nécessaire, notamment financière, afin que la province puisse informer périodiquement l'Assemblée législative de l'Ontario de nos résultats. Cette information comprend toutes les questions importantes ou litigieuses, les rapports périodiques sur la conformité avec les mesures d'atténuation du pouvoir commercial, l'information sur toutes les questions nécessitant l'approbation de l'actionnaire et tous les rapports financiers. De plus, aux termes de la convention d'actionnaire, nous sommes tenus de consulter la province sur toutes les questions concernant notre politique en matière de dividendes et d'obtenir préalablement l'approbation de la province sur tout projet d'émission ou de transfert d'actions de Hydro One ou de l'une de ses filiales, toute opération importante, notamment la vente d'éléments d'actif, qui pourrait avoir un effet important sur la participation financière de la province ou sur notre capacité d'effectuer des paiements à la SFIEO ou des paiements en remplacement des impôts en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*.

AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES

Le fiduciaire et agent chargé de la tenue des registres pour les titres de créance de notre société est Société de fiducie Computershare du Canada, service fiduciaire aux sociétés, à Toronto, en Ontario.

Aux États-Unis, le fiduciaire et l'agent chargé de la tenue des registres pour les titres de créance de notre société est Bank of Nova Scotia Trust Company of New York, à New York, New York.

CONTRATS IMPORTANTS

Depuis le 1^{er} janvier 2002, notre société n'a conclu aucun contrat important hors du cours normal de ses activités, sauf les suivants :

- a)
 - i) une troisième convention de fiducie complémentaire datée du 31 janvier 2003 relativement à l'émission des billets de série 4 pour un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche 200 000 000 \$ a été prélevée le 31 janvier 2003, une tranche de 120 000 000 \$ a été prélevée le 25 juin 2004 et une tranche de 65 000 000 \$ a été prélevée le 24 août 2004, aux termes de la convention de fiducie conclue en date du 4 juin 2001 (la « convention de fiducie »);
 - ii) une quatrième convention de fiducie complémentaire datée du 22 avril 2003 relativement à l'émission des billets de série 5 pour un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 250 000 000 \$ a été prélevée le 22 avril 2003 et une tranche 65 000 000 \$ a été prélevée le 20 août 2004, aux termes de la convention de fiducie;
 - iii) une cinquième convention de fiducie complémentaire datée du 23 juin 2003 relativement à l'émission des billets de série 6 pour un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche 500 000 000 \$ a été prélevée le 23 juin 2003, aux termes de la convention de fiducie;
 - iv) une sixième convention de fiducie complémentaire datée du 24 février 2004 relativement à l'émission des billets de série 7 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche 250 000 000 \$ a été prélevée le 24 février 2004, aux termes de la convention de fiducie;
 - v) une septième convention de fiducie complémentaire datée du 15 novembre 2004 relativement à l'émission des billets de série 8 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche 40 000 000 \$ a été prélevée le 15 novembre 2004, aux termes de la convention de fiducie.

Chacune de ces conventions de fiducie complémentaires complète les modalités de la convention de fiducie, qui renferme les déclarations usuelles de notre société à l'égard du placement public de titres de créance similaires sur le marché canadien.

- b) une convention de placement pour compte conclue en date du 2 juin 2003 entre la Société et BMO Nesbitt Burns Inc., Casgrain & Compagnie Limitée, Marchés mondiaux CIBC inc., Valeurs mobilières HSBC (Canada) Inc., Valeurs mobilières Banque Laurentienne Inc., Merrill Lynch Canada Inc., Financière Banque Nationale Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., Scotia Capitaux Inc. et Valeurs Mobilières TD inc. (collectivement, les « courtiers ») relativement à un appel public à l'épargne sous forme de billets à moyen terme de Hydro One d'un capital global maximum de 2 500 000 000 \$. La convention de placement pour compte prévoit la nomination des courtiers à titre de

mandataires non exclusifs de Hydro One afin de solliciter à l'occasion des offres d'achat de billets à moyen terme au Canada et, dans certaines circonstances, aux États-Unis.

On peut consulter des copies de ces documents sur le site www.sedar.com.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

Ernst & Young s.r.l. fournit les services suivants à notre société :

- a) l'examen trimestriel des états financiers consolidés de notre société;
- b) la vérification annuelle des états financiers consolidés de notre société;
- c) la vérification annuelle des états financiers de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks Inc., de Hydro One Remote Communities Inc. et de Hydro One Brampton Networks Inc.;
- d) la vérification annuelle de la caisse de retraite de notre société.

Mercers Human Resource Consulting LLC fournit les services suivants à notre société :

- a) évaluation actuarielle comptable annuelle (préparation du rapport d'évaluation)
- b) évaluation actuarielle triennale de la capitalisation (préparation du rapport d'évaluation en 2004);
- c) évaluation actuarielle comptable annuelle du régime de retraite complémentaire aux fins des lettres de crédit (préparation du rapport d'évaluation).

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Des renseignements complémentaires concernant Hydro One sont disponibles sur le site Web de SEDAR (système électronique de données, d'analyse et de recherche) à www.sedar.com.

Étant donné que nous n'avons qu'un actionnaire, la province, nous ne sommes pas tenus de préparer une circulaire de sollicitation de procurations. Des renseignements complémentaires concernant notre société sont disponibles sur le site www.sedar.com.

Des renseignements financiers supplémentaires sont fournis dans nos états financiers consolidés comparatifs vérifiés et le rapport des vérificateurs s'y rapportant et dans notre rapport de gestion pour le dernier exercice complet, ces documents pouvant être consultés sur le site de SEDAR à www.sedar.com.

DÉCLARATION SUR LA RÉMUNÉRATION DE LA HAUTE DIRECTION

Rémunération de la haute direction

Le tableau suivant présente, pour les exercices terminés les 31 décembre 2002 à 2004, la rémunération annuelle de chaque personne qui a occupé le poste de chef de la direction ou de chef des finances au cours du dernier exercice complet et de chacun des trois hauts dirigeants les mieux rémunérés, sauf le chef de la direction et le chef des finances, à la fin du dernier exercice complet (les « hauts dirigeants désignés »). L'information fournie dans le tableau sommaire de la rémunération diffère de l'information publiée en vertu de la *Loi de 1996 sur la divulgation des traitements dans le secteur public* (Ontario) pour les exercices terminés les 31 décembre 2002 et 2003. Les différences sont liées au moment du versement des

primes de rendement. La divulgation des traitements en vertu de la *Loi de 1996 sur la divulgation des traitements dans le secteur public* se limite aux montants qui figurent sur les formulaires T4 chaque année. L'information fournie dans le tableau sommaire de la rémunération est fondée sur l'année où la prime de rendement a été gagnée. La prime est généralement gagnée au cours d'une année et versée au début de l'année suivante.

Tableau sommaire de la rémunération

	<u>Année</u>	<u>Salaire</u>	<u>Prime¹⁾</u>	<u>Rémunération annuelle</u>		<u>Paiements aux termes du RILT</u>
				<u>Autre rémunération annuelle</u>	<u>Toute autre rémunération</u>	
Tom Parkinson	2004	750 000 \$	600 000 \$	125 923 \$ ³⁾		
Président et chef de la direction ²⁾	2003	643 659 \$	325 000 \$	122 835 \$ ⁴⁾		
	2002	441 666 \$	300 000 \$	137 961 \$		
Beth Summers	2004	233 750 \$	125 000 \$	⁵⁾		9 466 \$ ⁶⁾
Chef des finances	2003	182 989 \$	55 500 \$	⁵⁾		
	2002	154 045 \$	38 677 \$	⁵⁾		
Dave Barrie	2004	286 000 \$	110 800 \$	47 044 \$ ⁷⁾		51 987 \$ ⁶⁾
Vice-président principal, Gestion de l'actif	2003	286 000 \$	85 700 \$	42 179 \$ ⁸⁾		21 528 \$ ⁹⁾
	2002	286 000 \$	96 500 \$	45 126 \$		
Tom Goldie	2004	268 233 \$	135 000 \$	⁵⁾		51 987 \$ ⁶⁾
Vice-président principal, Services internes	2003	259 400 \$	104 000 \$	⁵⁾		21 528 \$ ⁹⁾
	2002	244 400 \$	101 200 \$	56 338 \$		
Laura Formusa	2004	257 352 \$	135 000 \$	⁵⁾		29 481 \$ ⁶⁾
Chef du contentieux et secrétaire	2003	246 167 \$	125 000 \$	⁵⁾		14 926 \$ ⁹⁾
	2002	203 428 \$	63 960 \$	38 982 \$		
Ken Hartwick ¹⁰⁾	2004	86 232 \$		12 374 \$ ¹¹⁾		
Ancien chef des finances	2003	423 732 \$	212 500 \$	56 395 \$ ¹²⁾		
	2002	400 000 \$	220 000 \$	102 297 \$		

1) Représente les primes versées aux termes de notre régime incitatif à court terme.

2) M. Parkinson a été nommé président et chef de l'exploitation de Hydro One le 19 juillet 2002 et a agi, avec M. Wright, en qualité de chef de la direction jusqu'au moment d'être nommé président et chef de la direction le 9 avril 2003, avec prise d'effet le 21 janvier 2003.

3) Inclut une allocation à l'intention des cadres de 40 000 \$ en un paiement de 41 544 \$ aux termes d'un programme d'avantages souples.

4) Inclut un paiement de 34 368 \$ aux termes du programme d'avantages souples.

5) M. Goldie, M^{me} Summers et M^{me} Formusa ont chacun droit à des avantages accessoires et à d'autres avantages dont le montant ne dépasse pas 50 000 \$ et 10 % du total de leur salaire annuel et de leur prime.

6) Ce montant représente le paiement du deuxième versement relatif à la première période de rendement dans le cadre de notre régime incitatif à long terme et le paiement du premier versement relatif à la deuxième période de rendement. M. Barrie, M. Goldie, M^{me} Formusa et M^{me} Summers auront l'un et l'autre droit à des versements finaux payables dans le cadre de notre régime incitatif à long terme en 2005 comme suit : M. Barrie – 51 987 \$; M. Goldie – 51 987 \$; M^{me} Formusa – 29 481 \$ et M^{me} Summers – 9 466 \$.

7) Inclut une allocation à l'intention des cadres de 30 000 \$ et un paiement de 16 289 \$ aux termes du programme d'avantages souples.

8) Inclut une allocation à l'intention des cadres de 30 000 \$ et un paiement de 11 424 \$ aux termes du programme d'avantages souples.

9) Ce montant représente le paiement du premier versement relatif à la première période de rendement dans le cadre de notre régime incitatif à long terme, qui a été aboli en date du 31 décembre 2002.

10) M. Hartwick a démissionné de son poste de chef des finances le 12 mars 2004.

11) Inclut un paiement de 7 067 \$ aux termes du programme d'avantages souples.

12) Inclut une allocation à l'intention des cadres de 20 000 \$ et un paiement de 26 770 \$ aux termes du programme d'avantages souples.

Hydro One a établi un régime incitatif à court terme (le « régime incitatif à court terme ») à l'intention de nos hauts dirigeants et de nos cadres, ainsi que des régimes distincts pour les employés représentés par le Power Workers' Union et la Society of Energy Professionals. En date du 1^{er} janvier 2003, le régime a été éliminé pour les employés représentés par la Society of Energy Professionals, mais il est toujours en vigueur pour ceux que représente le Power Workers' Union. Dans le cas de ce dernier régime, chaque année, le seuil, le montant cible et le montant maximal des objectifs en matière de rendement sont établis pour les employés admissibles et, à la fin de l'année, le rendement de Hydro One et celui des employés admissibles sont mesurés par rapport à ces objectifs.

Le comité des ressources humaines et des politiques publiques de notre conseil d'administration a apporté un certain nombre de changements à la rémunération de la direction en 2002 en ce qui a trait au salaire de base, au régime incitatif à court terme et au régime incitatif à long terme. En ce qui a trait au régime incitatif à long terme, notre conseil d'administration, sur les conseils du comité, a décidé d'abolir le régime incitatif à long terme de notre société en date du 31 décembre 2002. Les crédits que les employés ont gagnés jusqu'à cette date seront versés, si nous atteignons nos objectifs financiers pour les périodes de rendement en cause. Ce régime permettait aux dirigeants et aux cadres de recevoir des unités de rendement théoriques proportionnellement à leur salaire de base. La valeur de ces unités augmentait en fonction de la réalisation d'un objectif de rendement fondé sur le bénéfice net cumulatif de périodes de rendement de trois ans. Ces primes étaient acquises et versées sur une période de trois ans, pourvu que le dirigeant ou le cadre demeure au service de Hydro One, à moins que le contraire ne soit stipulé dans le contrat de travail individuel pertinent et à la condition que l'objectif fondé sur le bénéfice net cumulatif de périodes de rendement de trois ans soit atteint. Deux périodes de rendement avaient été établies avant l'abolition du régime. La première période de rendement allait du 1^{er} janvier 2000 au 31 décembre 2002 et la seconde, du 1^{er} janvier 2001 au 31 décembre 2003. Les primes seront versées intégralement pour la première période de rendement et dans une proportion de deux tiers pour la seconde, pourvu que le dirigeant ou le cadre demeure au service de Hydro One. Environ 229 cadres sont admissibles à des paiements reliés au troisième et dernier versement de la première période de rendement, et 252 cadres sont admissibles à des paiements reliés au deuxième et dernier versement de la deuxième période de rendement, au 31 décembre 2004. Ces versements sont payables en 2005.

Les prestations payables aux termes du régime de pension agréé sont limitées par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Cette limite des prestations touche les participants dont les gains annuels moyens excèdent environ 113 000 \$ en 2005. Les participants dont les pensions seraient autrement limitées par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) participent à un régime de retraite complémentaire non enregistré qui prévoit des prestations correspondant à la différence entre les prestations de retraite maximums en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et les prestations calculées selon la formule prévue dans le régime de pension agréé. Le régime de retraite complémentaire n'est pas capitalisé, et le revenu de retraite additionnel est payé à partir des revenus généraux. Le régime de retraite complémentaire est garanti par une lettre de crédit.

Le tableau suivant présente une estimation des prestations viagères annuelles totales payables aux termes du régime de pension agréé et du régime de retraite complémentaire non enregistré. Le tableau présenté ci-dessous suppose une retraite à l'âge normal de 65 ans et prévoit que le maximum des gains ouvrant droit à pension pour la prochaine année, établi en vertu du Régime de pensions du Canada à l'avenir, sera le même que pour 2005. La retraite à un âge antérieur peut assujettir les prestations à une réduction pour retraite anticipée.

Tableau du régime de retraite

Gains moyens les plus élevés	15 ans de service	20 ans de service	25 ans de service	30 ans de service	35 ans de service
200 000 \$	56 147 \$	74 863 \$	93 578 \$	112 294 \$	131 009 \$
300 000	86 147	114 863	143 578	172 294	201 009
400 000	116 147	154 863	193 578	232 294	271 009
500 000	146 147	194 863	243 578	292 294	341 009
600 000	176 147	234 863	293 578	352 294	411 009
800 000	236 147	314 863	393 578	472 294	551 009
1 000 000	296 147	394 863	493 578	592 294	691 009
1 200 000	356 147	474 863	593 578	712 294	831 009
1 400 000	416 147	554 863	693 578	832 294	971 009

Pour chaque année de service décomptée aux termes du régime de retraite de Hydro One, jusqu'à concurrence d'un maximum de 35 ans, la prestation prévue pour chaque membre de la direction qui participe au régime correspond à 2 % de la moyenne des gains annuels de base du participant pendant la période de 36 mois consécutifs (60 mois consécutifs pour les dirigeants engagés le 1^{er} janvier 2004 ou après cette date) au cours de laquelle ses gains de base étaient les plus élevés, diminués de 0,625 % de la moyenne des gains annuels de base du participant jusqu'à concurrence du maximum des gains ouvrant droit à pension pour l'année pendant la période de 60 mois consécutifs au cours de laquelle ses gains de base étaient les plus élevés. Les gains annuels de base sont composés du salaire du participant et de 50 % de sa prime incitative à court terme. À moins que le contraire ne soit stipulé dans des contrats individuels, le régime de retraite de Hydro One prévoit une retraite anticipée avec pension non réduite à 65 ans ou lorsque l'âge plus les années d'emploi continu totalisent 82 ans ou plus (85 ans pour les dirigeants engagés le 1^{er} janvier 2004 ou après cette date), selon le premier événement à survenir. Un participant au régime qui n'est pas admissible à une pension non réduite peut prendre sa retraite avec une pension réduite en tout temps après avoir atteint l'âge de 55 ans. Des prestations de raccordement sont prévues pour tous les participants au régime, sauf les dirigeants employés le 1^{er} janvier 2004 ou après cette date. Les prestations versées sont indexées à 100 % de la hausse des prix à la consommation de l'Ontario (75 % pour les dirigeants engagés le 1^{er} janvier 2004 ou après cette date) le 1^{er} janvier de chaque année dans le cas des retraités, des rentiers et des ex-salariés recevant des rentes différées. La forme habituelle de pension pour un participant qui n'a pas de conjoint à la retraite est une pension payable à vie et garantie pendant cinq ans. La forme habituelle de pension pour un participant qui a un conjoint à sa retraite est une pension payable la vie durant du participant et qui se poursuit après le décès de celui-ci en faveur de son conjoint, au taux de 66 ²/₃ % du montant que recevait le participant.

Chacun des hauts dirigeants désignés participe au régime de retraite de Hydro One, qui comprend le régime de pension agréé et un régime de retraite complémentaire. Les années de service décomptées projetées de chacun sont les suivantes : M. Parkinson – 34,33 années à 60 ans; M. Hartwick – 26,9 années à 65 ans; M. Barrie – 32,16 années à 65 ans; M. Goldie – 35 années à 65 ans; M^{me} Formusa – 35 années à 65 ans et M^{me} Summers – 33,83 années à 65 ans. En date du 12 mars 2004, soit la date à laquelle M. Hartwick a démissionné, celui-ci avait cumulé 3,33 années de service décomptées.

MM. Parkinson et Goldie ainsi que M^{me} Formusa et M^{me} Summers ont chacun conclu un contrat de travail avec Hydro One. Le contrat de travail que M. Hartwick a conclu avec Hydro One a été résilié lors de sa démission le 12 mars 2004. Au moment de sa démission, M. Hartwick a perdu son droit à toute prestation et rémunération, sauf celles cumulées jusqu'à la date de sa démission.

Aux termes de son contrat de travail, M. Parkinson a droit au salaire, aux avantages et aux droits à retraite décrits précédemment. Le contrat de travail de M. Parkinson prend fin le 31 janvier 2010, à moins qu'il ne soit prolongé d'un commun accord. Le salaire de base de M. Parkinson doit être augmenté de 4 % en

2005, de 3,85 % en 2006 et de 4,9 % en 2007 et être révisé annuellement par la suite par le comité des ressources humaines et des politiques publiques et approuvé par le conseil d'administration. Si Hydro One met fin sans motif à l'emploi de M. Parkinson, celui-ci a le droit de recevoir une somme égale à son salaire de base et à son allocation à l'intention des cadres à la date de cessation sous forme de versement forfaitaire ou en versements mensuels égaux pendant une période de 24 mois, de même que tous ses avantages, une prime correspondant à la moyenne des trois primes précédentes qui lui ont été versées ou à 25 % de son salaire de base, selon le plus élevé des deux montants, le maintien du subside hypothécaire (dont il est traité ci-après) à concurrence d'un maximum de 125 000 \$ ainsi que le remboursement de certains frais de déménagement, sous forme de versement forfaitaire ou en versements mensuels égaux pendant une période de 24 mois. M. Parkinson continuera à accumuler des années de service décomptées aux termes du régime de retraite de Hydro One durant cette période (comme il est indiqué ci-après). Aux termes du contrat de travail de M. Parkinson, une cessation non motivée inclut le cas où Hydro One et M. Parkinson ne parviennent pas à s'entendre sur la prolongation de la durée de son emploi après le 31 janvier 2010. Ces paiements et cotisations seront généralement payables à la succession de M. Parkinson en cas de décès ou au profit de cette succession pendant la durée du contrat ou dans les 24 mois suivant la date de cessation non motivée. Pour compenser les frais de déménagement de M. Parkinson au Canada, Hydro One s'est engagée, pendant la durée de son contrat de travail, à lui verser une aide globale d'au plus 125 000 \$ relativement à l'intérêt mensuel payable aux termes de l'hypothèque grevant sa résidence.

Le contrat de travail de M. Parkinson prévoit également pour lui un régime de retraite complémentaire qui offre une rente et d'autres avantages sur la même base que le régime de retraite de Hydro One, avec certaines améliorations. Ce régime complémentaire prévoit le versement d'une rente de retraite anticipée non réduite en cas de cessation d'emploi à l'âge de 60 ans ou par la suite. Toutes ces prestations versées à M. Parkinson aux termes du régime complémentaire seront réduites par les prestations qui lui sont versées dans le cadre du régime de pension agréé de Hydro One, lorsque ces paiements sont effectivement versés. Toutes les années de service décomptées dans le cadre du régime de pension agréé de Hydro One seront également validées dans le cadre du régime complémentaire et, pour chaque année de service, Hydro One créditera le régime complémentaire d'une demi-année de service additionnelle aux fins des droits à retraite et de l'admissibilité aux prestations. En outre, si M. Parkinson demeure à son poste de président et chef de la direction jusqu'au 31 janvier 2010, s'il est mis fin à son emploi sans motif ou qu'il décède, Hydro One créditera le régime complémentaire d'une demi-année de service additionnelle pour chaque année de service créditée aux fins des droits à retraite et de l'admissibilité aux prestations. De plus, en cas de décès, de démission ou de départ à la retraite de M. Parkinson ou s'il est mis fin à son contrat de travail, avec ou sans motif, aux fins du calcul des prestations aux termes du régime complémentaire, la rémunération de base utilisée sera réputée avoir été majorée de 5 560 \$ par mois pour les 36 mois consécutifs durant lesquels sa rémunération de base était la plus élevée.

Aux termes de leurs contrats de travail respectifs, M. Goldie ainsi que M^{me} Formusa et M^{me} Summers ont droit au salaire, aux avantages et aux droits à retraite aux termes du régime de retraite de Hydro One qui sont décrits précédemment. Si Hydro One met fin sans motif à l'emploi de M. Goldie, de M^{me} Formusa ou de M^{me} Summers, chacun d'entre eux a le droit de recevoir une somme égale à son salaire de base à la date de cessation en versements mensuels égaux pendant une période de 24 mois, de même que ses avantages, durant la même période. M. Goldie, M^{me} Formusa et M^{me} Summers continueront d'accumuler des années de service décomptées aux termes du régime de pension agréé de Hydro One et du régime de retraite complémentaire durant cette période de 24 mois.

Rapport sur la rémunération de la direction

Responsabilités du comité des ressources humaines et des politiques publiques

Le comité des ressources humaines et des politiques publiques (le « comité ») a notamment pour mandat d'étudier le rendement et la rémunération de nos hauts dirigeants et de formuler des recommandations au

conseil d'administration relativement à la rémunération du président. De plus, le comité est chargé d'évaluer la pertinence de notre structure organisationnelle actuelle et future, d'étudier la planification de la relève pour les dirigeants affectés au siège social et aux divisions ainsi que de conseiller le conseil d'administration sur des affaires publiques qui ont des incidences importantes sur notre société. Le comité est composé des administrateurs suivants : l'hon. Bob Rae (président), M. Geoffrey Beattie, M. Murray Frum et M. Blake Wallace. L'hon. Bob Rae a été nommé président du comité en 2004 après la démission de l'ancien président, M. Glen Wright.

Généralités

Le conseil d'administration établit la rémunération des hauts dirigeants de Hydro One, notamment de ceux qui sont nommés dans le tableau sommaire de la rémunération (les « hauts dirigeants désignés »), suivant la recommandation du comité.

Le programme de rémunération de la direction de Hydro One est conçu de manière à lier les niveaux de rémunération au rendement et à être concurrentiel par rapport à celui des sociétés canadiennes de services publics et du secteur de l'énergie, qu'il s'agisse de sociétés dont les titres sont détenus dans le public ou de sociétés qui appartiennent à des intérêts privés. La structure du programme facilite le recrutement, la motivation et la conservation des dirigeants, ce qui est critique pour le succès actuel et à long terme de Hydro One.

On évalue le niveau de responsabilité et l'importance relative de tous les postes auprès de Hydro One afin d'établir des bases de comparaison interne et externe appropriées. Pour maximiser l'objectivité, le comité effectue l'évaluation de chaque poste de haut dirigeant, en fonction de l'avis de consultants indépendants en matière de rémunération.

La rémunération des hauts dirigeants comprend un salaire de base et, éventuellement, une rémunération incitative annuelle et à court terme, le comité étant chargé de superviser tous ces éléments. L'évaluation est fondée sur un certain nombre de facteurs quantitatifs et qualitatifs qui comprennent la contribution aux principales stratégies d'entreprise et aux résultats financiers.

Salaire de base

Le comité établit des fourchettes de salaire pour les postes qu'occupent les hauts dirigeants suivant une étude des données du marché tirées de sondages sur des groupes comparables et le secteur d'activité et des sondages nationaux que fournissent des conseillers indépendants. En 2002, le comité a révisé la politique de rémunération en ce qui a trait au salaire de base. Les groupes comparables que Hydro One utilise à cette fin sont composés de sociétés canadiennes de services publics et du secteur de l'énergie, qu'il s'agisse de sociétés dont les titres sont détenus dans le public ou de sociétés qui appartiennent à des intérêts privés. La politique de Hydro One quant au salaire de base des hauts dirigeants est d'établir la rémunération au 75^e centile du marché cible. Le niveau réel du salaire de base, dans la fourchette approuvée pour chaque haut dirigeant, y compris les hauts dirigeants désignés, est établi en fonction de la description de poste ainsi que du rendement et de l'expérience de chacun d'eux.

Régime incitatif à court terme

Le régime incitatif à court terme de Hydro One donne la possibilité aux participants, notamment aux hauts dirigeants désignés, de gagner un versement incitatif annuel en espèces en fonction de l'atteinte des cibles de rendement qu'établit le conseil d'administration. En 2002, le comité a révisé la politique de rémunération en ce qui a trait aux versements incitatifs à court terme. On mesure le rendement en comparant les résultats réels aux cibles établies au début de l'année.

Les octrois possibles sont exprimés en pourcentage du salaire de base. Le comité a approuvé des réductions au régime incitatif à court terme pour les hauts dirigeants désignés, de sorte que les octrois possibles varieront entre 0 % et 50 % du salaire de base (entre 0 % et 80 % du salaire de base du présent et chef de la direction) lorsque les cibles de rendement sont atteintes, sous réserve de la latitude dont dispose le comité.

Régime incitatif à long terme

Le régime incitatif à long terme est décrit ci-dessus.

Rémunération du président et chef de la direction

La philosophie de rémunération au rendement sous-jacente au programme de rémunération de la direction de Hydro One s'applique également à la rémunération du président et chef de la direction. Le comité fait des recommandations sur la rémunération du président et chef de la direction et le conseil l'approuve après une évaluation soignée de sa contribution personnelle au rendement de Hydro One. Cette évaluation est fondée sur un certain nombre de facteurs quantitatifs et qualitatifs incluant les résultats financiers, la planification stratégique, les mesures stratégiques, les qualités de meneur et le sens des affaires.

Rémunération des administrateurs

Les règlements administratifs de Hydro One prévoient que les administrateurs peuvent recevoir pour leurs services une rémunération raisonnable, proportionnée à leurs fonctions, ainsi que le remboursement de toutes les dépenses raisonnables engagées dans l'exécution de leurs fonctions, notamment leurs frais de déplacement. Le conseil établit le montant de cette rémunération à l'occasion. La rémunération suivante est actuellement versée aux administrateurs :

Rémunération des administrateurs	25 000 \$ par année
Rémunération des présidents de comité	3 000 \$ par année
Participation aux réunions du conseil et des comités	900 \$ par réunion

Cette rémunération est révisée périodiquement. Le président et chef de la direction n'a pas droit à cette rémunération.

La rémunération des administrateurs, déduction faite des retenues à la source, est versée trimestriellement par dépôt direct ou par chèque, selon les directives de l'administrateur en cause.

Rita Burak a été nommée présidente du conseil d'administration le 30 mai 2003. M^{me} Burak touche une rémunération annuelle de 150 000 \$ et ne reçoit pas de sommes additionnelles pour ses services à titre d'administratrice.

Le rapport qui précède est fait par les membres du comité des ressources humaines et des politiques publiques :

L'honorable Bob Rae, président
M. W. Geoffrey Beattie
M. Murray B. Frum
M. Blake Wallace

NOMINATION DES VÉRIFICATEURS

Les vérificateurs de notre Société sont Ernst & Young s.r.l., qui ont été nommés à ce titre pour la première fois le 18 janvier 1999.

INFORMATION SUR LE COMITÉ DE LA VÉRIFICATION ET DES FINANCES

La charte du comité de la vérification et des finances

Le mandat de notre comité de la vérification et des finances, qui prend effet le 11 février 2005, est reproduit à l'annexe A, qui est intégrée par renvoi aux présentes.

Composition du comité de la vérification et des finances

Les membres de notre comité de la vérification et des finances sont Adam Zimmerman, Eileen A. Mercier, Murray B. Frum, Murray J. Elston et W. Geoffrey Beattie.

Tous les membres sont indépendants et possèdent des compétences financières, tels que ces termes sont définis dans les lois canadiennes sur les valeurs mobilières applicables.

Formation et expérience pertinentes

Outre l'expérience professionnelle générale de chaque membre, la formation et l'expérience de chaque membre du comité de la vérification et des finances qui sont pertinentes pour l'exécution de ses fonctions à titre de membre du comité de la vérification et des finances sont décrites ci-après.

M. Zimmerman est Fellow de l'Institut des comptables agréés et a occupé divers postes de dirigeant et d'administrateur tout au long de sa carrière. En particulier, il a été président du conseil et chef de la direction de Noranda Forest Inc., société de produits forestiers. Il a également siégé au conseil d'administration de MacMillan Bloedel Limitée, d'Algoma Steel Inc., de Celanese Canada Inc., de The Pittson Company, de Royal Dutch Paper Mills, de Les Aliments Maple Leaf Inc., de Southam Inc. et de La Banque Toronto-Dominion.

M^{me} Mercier est titulaire d'un MBA de l'université York. Elle a fondé, en 1995, sa propre société de consultation en gestion, Finvoy Management Inc., qui se spécialise dans les questions liées aux stratégies financières, aux restructurations et à la gouvernance d'entreprise. De 1990 à 1995, M^{me} Mercier a été chef des finances d'Abitibi-Price Inc. Depuis 1994, elle siège au comité de vérification de plusieurs conseils d'administration.

M. Frum est président du conseil et chef de la direction de Frum Development Group, société spécialisée dans l'aménagement et la gestion d'immeubles qui possède des immeubles dans tout le Canada, depuis 1972. Il est président de La Fondation du Conseil des arts de l'Ontario depuis 1998, président du Fonds pour les manifestations culturelles de l'Ontario depuis 1999 et gouverneur du Mount Sinai Hospital depuis 1992. M. Frum a également présidé le comité des finances du Musée des beaux-arts de l'Ontario.

M. Elston a occupé divers postes à titre de haut fonctionnaire au gouvernement de l'Ontario, y compris celui de président du Conseil de gestion, de président du Comité des comptes publics et de ministre des Institutions financières, poste qui comportait une fonction de réglementation des institutions financières. M. Elston a également été membre de la direction de plusieurs organismes sans but lucratif.

M. Beattie est diplômé en finance et comptabilité de la University of Western Ontario. Il est actuellement président de The Woodbridge Company Limited (société de portefeuille) ainsi que vice-président et administrateur de The Thomson Corporation (société d'édition et d'information). M. Beattie siège également au conseil d'administration et au comité de vérification d'autres sociétés ouvertes et a de l'expérience dans les services bancaires d'investissement.

Surveillance du comité de la vérification et des finances

Notre comité de la vérification et des finances n'a fait aucune recommandation au sujet de la mise en candidature et de la rémunération de vérificateurs externes dont la candidature n'a pas été approuvée par notre conseil d'administration.

Politiques et procédures de préapprobation

Conformément aux dispositions de son mandat, le comité de la vérification et des finances ratifie tous les services autres que de vérification qui ont été préapprouvés par le président du comité et qui doivent être fournis à la Société par ses vérificateurs externes.

Frais liés aux services des vérificateurs externes

a) *Honoraires de vérification*

Les honoraires de vérification facturés par Ernst & Young s.r.l. pour les exercices 2003 et 2004 se sont élevés à 616 500 \$ et à 619 200 \$, respectivement.

b) *Frais liés à la vérification*

Le montant total des frais liés à la vérification qui ont été facturés par Ernst & Young s.r.l. pour l'exercice 2003 a atteint 91 330 \$. Les services fournis étaient les suivants : consultations en comptabilité, vérification du régime de prestations, traductions vers le français et examen des frais engagés par la direction.

Les frais liés à la vérification facturés par Ernst & Young s.r.l. pour l'exercice 2004 se sont élevés à 86 000 \$. Les services fournis étaient les suivants : consultations en comptabilité, vérification du régime de retraite de Hydro One, traductions vers le français et examen des frais engagés par la direction.

c) *Honoraires liés à des services de fiscalité*

Les honoraires liés à des services de fiscalité facturés par Ernst & Young s.r.l. pour l'exercice 2003 se sont élevés à 246 202 \$. Les services fournis étaient les suivants : examen des projets de recherche et de développement scientifiques, conseils sur les créances fiscales et conseils généraux en fiscalité.

Les honoraires liés aux services de fiscalité facturés par Ernst & Young s.r.l. pour l'exercice 2004 se sont élevés à 25 075 \$. Les services fournis étaient les suivants : examen des projets de recherche et de développement scientifiques, conseils sur les créances fiscales et conseils généraux en fiscalité.

d) *Tous les autres frais*

Aucuns autres frais n'ont été facturés par Ernst & Young s.r.l. pour les exercices 2003 et 2004.

ANNEXE A

MANDAT DU COMITÉ DE LA VÉRIFICATION ET DES FINANCES

1. Conformément au règlement administratif n° 1 d'Ontario Hydro Services Company Inc. (la « Société »), dont la dénomination a été changée pour Hydro One Inc. le 1^{er} mai 2000, un comité d'administrateurs devant être connu sous le nom de « comité de la vérification et des finances » (ci-après appelé le « comité ») est par les présentes établi.
2. Le comité est composé d'au moins quatre administrateurs qui répondent aux exigences applicables en vertu de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Ontario) et de ses règlements d'application, notamment :
 - **Indépendance.** Le comité est composé d'administrateurs qui satisfont aux exigences en matière d'indépendance et de composition du comité de vérification des autorités de réglementation des valeurs mobilières compétentes ou de tout organisme gouvernemental ou de réglementation qui régit la Société en vigueur à l'occasion. Un membre ne peut accepter de rémunération de consultation ou compensatoire, sauf la rémunération qui lui est versée pour ses services à titre d'administrateur et le remboursement de ses frais par la Société.
 - **Compétences financières.** Tous les membres doivent posséder des compétences financières (au moment de leur nomination à titre de membre du comité ou à l'intérieur d'un délai raisonnable après leur nomination). Un membre possède des compétences financières s'il a la capacité de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présente des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables dans l'ensemble à ceux des questions dont on peut raisonnablement penser qu'elles seront soulevées par les états financiers de la Société.
3. Les membres du comité doivent être nommés, ou leur mandat doit être reconduit, à la réunion d'organisation du conseil d'administration (le « conseil ») immédiatement après chaque assemblée annuelle de l'actionnaire de la Société. Chaque membre du comité demeure en poste jusqu'à ce que son successeur soit nommé, sauf s'il démissionne de son poste, s'il est destitué par le conseil ou qu'il cesse de siéger au conseil d'administration de la Société. Si une vacance survient à tout moment au sein du comité, le conseil peut suppléer à cette vacance et doit le faire si, par suite de celle-ci, le comité compte moins de quatre administrateurs.
4. Le conseil ou, à défaut de celui-ci, les membres du comité doivent désigner un membre à titre de président. Si le président du comité n'est pas présent à une réunion du comité, le comité doit désigner l'un des membres présents à titre de président de la réunion. Le président d'une réunion du comité a une voix prépondérante en cas d'impasse. Le comité doit également nommer un secrétaire qui n'est pas nécessairement un administrateur.
5. Le lieu et l'endroit des réunions du comité et l'ordre du jour de ces réunions sont déterminés à l'occasion par les membres du comité, sous réserve des conditions suivantes :
 - a) le quorum aux réunions est constitué de trois membres, qui participent à la réunion en personne, par téléphone ou par un autre moyen de télécommunication qui permet à tous les participants à l'assemblée de communiquer entre eux et de s'entendre les uns les autres;

- b) le comité se réunit au moins une fois par trimestre;
 - c) l'avis de convocation à chaque réunion est donné par écrit ou par télécopieur à chaque membre du comité, aux vérificateurs internes et aux vérificateurs externes de la Société au moins 24 heures avant l'heure fixée pour cette réunion. Toutefois, un membre peut, de quelque manière que ce soit, renoncer à un avis de convocation et le fait pour un membre d'assister à une réunion constitue une renonciation à l'avis de convocation sauf s'il assiste à une réunion dans le but exprès de s'objecter à une opération aux motifs que la réunion n'a pas été légalement convoquée. Le comité peut exiger que les vérificateurs externes assistent à une ou à plusieurs réunions du comité aux frais de la Société, lesquels seront inclus dans la rémunération annuelle des vérificateurs externes. Une réunion du comité peut être convoquée par le secrétaire du comité à la demande du président du comité ou du chef de la direction de la Société, ou encore par un membre du comité, les vérificateurs externes ou les vérificateurs internes. Malgré les dispositions du présent paragraphe, le comité a en tout temps le droit de déterminer qui doit et ne doit pas présent être à une partie de la réunion du comité.
6. Pour l'application du présent article, le terme « Société » désigne Hydro One Inc. et ses filiales, tel que ce terme est défini dans la Norme multilatérale 52-110 sur le comité de vérification.

Le comité doit :

- 1) dans le cadre de ses fonctions de consultation :
 - a) examiner les procédés de vérification interne de la Société et conseiller le conseil sur ses pratiques et procédés de vérification et obtenir une assurance adéquate que les contrôles internes sont adéquats;
 - b) rencontrer séparément les vérificateurs externes et les vérificateurs internes et faire rapport au conseil sur ces rencontres;
 - c) examiner les recommandations des membres de la direction de la Société au sujet de la nomination ou de la reconduction du mandat des vérificateurs externes et faire des recommandations au conseil au sujet de la mise en candidature et de la rémunération des vérificateurs externes devant être nommés à chaque assemblée annuelle de l'actionnaire. Si un changement de vérificateurs externes est proposé, le comité devra s'enquérir des raisons du changement, y compris de la réaction des vérificateurs sortants, ainsi que des compétences des nouveaux vérificateurs proposés avant de faire sa recommandation au conseil;
 - d) examiner périodiquement la nature et l'étendue de la conformité aux exigences concernant les déductions et remises prévues par la loi, notamment la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada), la *Loi sur la taxe d'accise* (Canada) et la *Loi sur l'assurance-emploi* (Canada), la nature, l'étendue et les motifs de la non-conformité ainsi que les moyens et l'échéancier prévus pour corriger les lacunes, et faire rapport au conseil sur l'état d'avancement de ces questions;
 - e) examiner et réévaluer le mandat du comité au moins une fois par année et faire rapport au conseil sur les résultats de cet examen, y compris toute modification recommandée à l'égard du mandat;

- f) le comité doit rencontrer la direction afin d'examiner et d'évaluer le processus et les systèmes en place pour l'examen des documents d'information publics qui contiennent l'information financière vérifiée et non vérifiée, ainsi que leur efficacité;
 - g) présenter dans la notice annuelle toute l'information sur le comité exigée par les autorités de réglementation des valeurs mobilières compétentes;
 - h) examiner et évaluer avec la direction et soumettre à l'approbation du conseil tout contrat important ou encore toute opération ou autre question importante touchant la Société et un actionnaire ou toute autre personne qui est propriétaire, directement ou indirectement, de titres avec droit de vote de la Société. À cette fin, « important » désigne une opération, un contrat ou une question ayant une incidence importante, ou dont on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait une incidence importante, sur la situation financière de la Société ou le cours ou la valeur de ses titres.
- 2) Dans le cadre de l'exercice de ses pouvoirs :
- a) examiner et soumettre à l'approbation du conseil :
 - i) les états financiers annuels vérifiés, le rapport de gestion annuel et tout supplément du rapport de gestion annuel de la Société requis ainsi que les communiqués de presse connexes avant que la Société publie cette information;
 - ii) les états financiers (trimestriels) intermédiaires, le rapport de gestion intermédiaire et tout supplément du rapport de gestion intermédiaire de la Société requis ainsi que les communiqués de presse connexes avant que la Société publie cette information, sauf si le conseil délègue au comité un tel pouvoir d'approbation comme il est prévu au paragraphe b) ci-après;
 - iii) tous les états financiers figurant dans les prospectus et autres notices d'offre ainsi que les états financiers requis par les autorités de réglementation des valeurs mobilières;
 - iv) la notice annuelle de la Société et toute autre information similaire devant être déposée conformément aux exigences des autorités de réglementation des valeurs mobilières;
 - v) les prospectus, notices d'offre de la Société ou modifications de ces documents. Pour les besoins du présent mandat, « prospectus » désigne un prospectus provisoire, un prospectus ou une modification d'un tel document, à l'exclusion d'un supplément de fixation du prix;
 - vi) les plans et objectifs de financement annuels de la Société, notamment les stratégies en matière de risque de change et de risque de taux d'intérêt;
 - b) sous réserve du pouvoir délégué par le conseil, examiner et approuver les états financiers intermédiaires, le rapport de gestion intermédiaire et tout supplément

du rapport de gestion intermédiaire de la Société, et examiner et approuver les communiqués de presse connexes;

- c) discuter avec les vérificateurs externes des résultats de leur examen des états financiers intermédiaires et du rapport de gestion intermédiaire, y compris des questions que les vérificateurs externes pourraient soulever aux comités de vérification en vertu des principes comptables généralement reconnus et des normes de vérification généralement reconnues conformément aux lois et règlements sur les valeurs mobilières applicables;
- d) examiner l'émission, aux termes d'un prospectus préalable de la Société, de débentures, de billets et/ou d'autres titres de créance non garantis et garantis de la Société, conformément au pouvoir délégué par le conseil ainsi que le dépôt auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières de tout supplément de prospectus connexe;
- e) examiner et surveiller les plans de vérification des vérificateurs externes et examiner, préapprouver et surveiller directement le travail des vérificateurs externes de la Société dont les services ont été retenus aux fins de la préparation ou de la publication d'un rapport des vérificateurs ou de la prestation d'autres services de vérification, d'examen ou d'attestation pour le compte de la Société, y compris la résolution de toute divergence entre la direction et les vérificateurs externes au sujet de l'information financière. Le comité a le pouvoir de communiquer directement avec les vérificateurs internes et externes.

Le comité doit également examiner le degré de coordination entre les plans de vérification des vérificateurs internes et des vérificateurs externes et vérifiera dans quelle mesure il est possible de se fier à l'étendue de la vérification prévue en vue de déceler des faiblesses dans les contrôles internes, des fraudes ou d'autres actes illégaux. Toute recommandation importante faite par les vérificateurs en vue de renforcer les contrôles externes sera examinée;

- f) préapprouver tous les services de vérification et services autres que de vérification devant être fournis à la Société par ses vérificateurs externes. Relativement aux services autres que de vérification, le comité doit adopter des politiques et procédures particulières pour s'assurer que les services autres que de vérification ne sont pas interdits ou restreints par les autorités de réglementation des valeurs mobilières. Le comité peut également déléguer à un ou à plusieurs de ses membres le pouvoir de préapprouver des services de vérification et des services autres que de vérification, auquel cas la préapprobation de ces services par un membre doit être soumise au comité et ratifiée par celui-ci à sa première réunion prévue après la préapprobation;
- g) examiner les procédés de contrôle interne et le rapport annuel sur les contrôles internes de la direction pour s'assurer qu'ils sont conformes aux lois et que tout conflit d'intérêts est écarté, y compris procéder à un examen des politiques et pratiques concernant les frais et avantages accessoires des membres de la direction, y compris l'utilisation des actifs de la Société;
- h) examiner les fonctions et responsabilités de l'équipe de vérification interne concernant les contrôles, les procédés et les pratiques comptables de la Société;

- i) examiner les programmes et politiques de gestion concernant le caractère adéquat et l'efficacité des contrôles internes relatifs aux systèmes de comptabilité et d'information financière mis en place au sein de la Société et, en particulier, le comité examinera la réaction de la direction aux recommandations sur les contrôles internes des vérificateurs internes et externes;
- j) recevoir et examiner les rapports périodiques reçus des vérificateurs internes et externes sur le caractère approprié des politiques et pratiques importantes en matière de comptabilité et d'information de la Société et les modifications qui y sont apportées, y compris les points laissés à l'appréciation de la direction et les estimations qui ont une incidence importante sur les états financiers, les traitements comptables de rechange et leurs ramifications, les divergences entre la direction et les vérificateurs internes et externes et inclure dans l'examen une discussion avec les vérificateurs externes au sujet de la qualité, et non seulement de l'acceptabilité, des principes comptables, du caractère raisonnable des jugements importants ainsi que de la clarté et de l'exhaustivité de l'information fournie;
- k) examiner avec la direction, les vérificateurs externes et, si nécessaire, les conseillers juridiques, tout litige, toute réclamation ou toute autre éventualité, y compris les cotisations fiscales, qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société, et la manière dont ces questions ont été présentées dans les états financiers;
- l) examiner, au moins une fois par année, le programme d'assurance de la Société;
- m) discuter tous les ans de l'indépendance des vérificateurs par rapport à la direction et à la Société avec les vérificateurs externes et faire rapport au conseil sur cette question et, à cet égard, demander aux vérificateurs qu'ils confirment par écrit qu'ils sont indépendants et qu'ils communiquent les relations qu'ils ont avec la Société pouvant être considérées comme influant sur l'indépendance, y compris les services autres que de vérification et les honoraires liés à ces services ainsi que leur incidence;
- n) examiner les procès-verbaux des assemblées du comité de vérification de filiales de la Société ainsi que les questions importantes et les recommandations faites par les vérificateurs à l'égard de ces filiales;
- o) examiner les services sur lesquels reposent les honoraires des vérificateurs externes et le montant de ces honoraires à la lumière du nombre et de la nature des rapports publiés par les vérificateurs, de la qualité des contrôles internes, de la taille, de la complexité et de la situation financière de la Société et de l'étendue de la vérification interne et de tout autre soutien fourni par la Société aux vérificateurs externes et examiner tous les autres honoraires liés à des services autres que de vérification des vérificateurs ou d'autres cabinets comptables;
- p) examiner les services de consultation et professionnels retenus par la direction, y compris les services juridiques externes, sur une base annuelle;
- q) examiner et traiter adéquatement toute plainte concernant des questions liées à la comptabilité, aux contrôles comptables internes ou à la vérification reçue depuis la dernière réunion du comité, y compris les plaintes formulées confidentiellement par des personnes souhaitant garder l'anonymat;

- r) recevoir et examiner tout rapport de preuve d'une violation importante des lois sur les valeurs mobilières ou d'une obligation fiduciaire déposé par les conseillers juridiques de la Société par suite d'une réaction inappropriée de la direction.
 - 3) Examiner et approuver les politiques d'embauche de la Société qui concernent les associés et les employés actuels ainsi que les anciens associés et employés des vérificateurs externes actuels et anciens vérificateurs externes de la Société.
 - 4) Examiner, au moins une fois par année :
 - a) à titre informatif :
 - i) les principaux risques inhérents aux objectifs d'entreprise de la Société;
 - ii) le financement global du risque, y compris l'achat d'assurance;
 - iii) la philosophie en matière de rétention du risque et les lignes directrices en matière de tolérance au risque;
 - iv) les polices de prévention des sinistres et les programmes de gestion du risque;
 - b) aux fins d'approbation par le comité, la politique et le cadre de la Société en matière de gestion du risque d'entreprise;
 - c) et recommander au conseil, aux fins d'approbation, toutes les stratégies en matière de gestion du risque, y compris les stratégies relatives au risque de change et au risque de taux d'intérêt.
 - 5) En ce qui concerne le régime de retraite de Hydro One et tout régime de remplacement, examiner la politique de financement, les états financiers annuels vérifiés, les rapports périodiques décrivant l'état de la composition des actifs et le rendement de la caisse de retraite et tout autre rapport ou politique lié au régime de retraite devant être soumis au conseil, notamment ceux qui doivent être remis dans le cadre du mandat du comité de retraite, du mandat du conseil d'administration ou du mandat de l'unité sur le placement des fonds de retraite.
- 7. Dans les cas où les membres du comité estiment que, pour s'acquitter dûment de leurs obligations fiduciaires envers la Société, il est nécessaire d'obtenir l'avis de conseillers indépendants et d'autres conseillers experts, le comité a le pouvoir de retenir les services des experts appropriés et de les rémunérer. Le conseil est tenu au courant du choix des experts et des conclusions de ces derniers par l'intermédiaire des rapports périodiques qui lui seront remis par le comité.