



**NOTICE ANNUELLE DE RENOUVELLEMENT
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2000**

8 mai 2001

HYDRO ONE INC.
NOTICE ANNUELLE
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2000

TABLE DES MATIÈRES

RUBRIQUE 1	CONSTITUTION	3
RUBRIQUE 2	DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE	4
RUBRIQUE 3	DESCRIPTION NARRATIVE DES ACTIVITÉS	5
RUBRIQUE 4	PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES	50
RUBRIQUE 5	ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION	52
RUBRIQUE 6	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	52
RUBRIQUE 7	DIRIGEANTS	52
RUBRIQUE 8	RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	56

RUBRIQUE 1 CONSTITUTION

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 Société des services d'électricité de l'Ontario Inc. La nouvelle dénomination, Hydro One Inc., a été adoptée le 1^{er} mai 2000.

Notre bureau enregistré est situé au 483 Bay Street, 10^e étage, Toronto (Ontario) M5G 2P5.

Voici les principales filiales de Hydro One Inc, 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, notre exploitation et notre gestion des réseaux et des installations de transport et de distribution d'électricité;
- Hydro One Network Services Inc. — créée pour fournir des services de transport et de distribution d'électricité, y compris des services de foresterie, des services relatifs aux lignes et aux postes, et des services d'ingénierie;
- Ontario Hydro Energy Inc. — exerce toutes les activités concernant nos services concurrentiels de vente au détail d'énergie et nos services connexes;
- Hydro One Remote Communities Inc. — exerce toutes les activités concernant notre propriété, exploitation, entretien et construction des éléments d'actif de production et de distribution servant à la fourniture d'électricité aux localités éloignées à travers l'Ontario;
- Hydro One Telecom Inc. — exerce toutes nos activités de location de fibre noire ou de fibre lumineuse à des entreprises de télécommunication, à des sociétés d'envergure, au gouvernement ainsi qu'à des établissements de santé et d'enseignement;
- Hydro One Markets Inc. — fournit à Hydro One Networks Inc. des services de règlement au cours du marché de gros d'électricité pour alimenter en énergie les clients auxquels elle fournit des services d'approvisionnement uniforme ainsi que les détaillants concurrents, et pour rapprocher les produits tirés du transport de la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité de la province d'Ontario;
- Ontario Hydro Delivery Services Company Inc. . — exerce des activités liées à la construction de l'infrastructure de transport et de distribution, à l'interconnection, et aux opérations connexes; et
- Ontario Hydro International Inc. — exerçait toutes les activités reliées à notre administration des contrats de consultation des services d'électricité à l'extérieur du Canada et, par l'entremise d'une filiale, elle possédait une participation dans

une société de services de construction et d'ingénierie au Pérou. Pour le moment, Ontario Hydro International Inc. n'est pas une filiale en exploitation active.

RUBRIQUE 2 DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE

L'Ontario est la plus grande province canadienne, comptant 11,7 millions de résidents qui représentaient environ 37,9 % de la population totale du Canada en 2000. Au cours des cinq dernières années, la consommation d'électricité en Ontario a augmenté en moyenne de 1,7 % par année, après corrections en fonction des conditions météorologiques inhabituelles. En harmonie avec la tendance du secteur de l'électricité en Amérique du Nord, la province est en voie de restructurer son secteur de l'électricité.

Avant le 1^{er} avril 1999, Ontario Hydro fournissait presque toute l'électricité dont l'Ontario avait besoin. En 1998, Ontario Hydro a produit environ 86 % de toute l'électricité vendue dans cette province et a contrôlé une tranche additionnelle de 7 % d'électricité produite dans le cadre de contrats à long terme avec des producteurs autres que des services publics. Ontario Hydro était propriétaire de la plus grande partie du système de transport en Ontario et distribuait et vendait de l'énergie électrique directement aux grands acheteurs industriels, ainsi qu'aux abonnés ruraux commerciaux et de détail. La division centrale de l'exploitation des marchés de Ontario Hydro gère l'exploitation intégrée du réseau d'électricité en Ontario et avait la responsabilité de la planification des activités, de l'évaluation de la sécurité, de l'établissement des horaires et de la coordination en temps réel, c'est-à-dire instantanée, du réseau d'électricité.

Conformément à la *Loi de 1998 sur l'électricité*, Ontario Hydro a été réorganisée en cinq sociétés distinctes de la manière suivante :

- i) la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc., en tant que remplaçante de l'entreprise de production;
- ii) Hydro One Inc., en tant que remplaçante des entreprises de transport et de distribution d'électricité et de services énergétiques;
- iii) la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, en tant qu'entité prorogée de Ontario Hydro responsable de la gestion et du remboursement de sa dette en cours et de son passif restant;
- iv) la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (la *SIGMÉ*), société sans but lucratif et sans capital-actions remplaçant notamment la division centrale d'exploitation des marchés; et
- v) l'Office de la sécurité des installations électriques, société sans but lucratif et sans capital-actions qui exécute la fonction d'inspection des installations électriques relevant auparavant de Ontario Hydro.

RUBRIQUE 3 DESCRIPTION NARRATIVE DES ACTIVITÉS

Survol

Notre entreprise est une société de transport et de distribution d'électricité et de services énergétiques. Nous transportons principalement l'électricité produite par d'autres intervenants de notre secteur. Par l'entremise de nos filiales, nous possédons et exploitons le système de transport d'électricité à haute tension de l'Ontario et un système de distribution à basse tension surtout rural, exploité à l'échelle de cette province. Notre système de distribution sert quelque 957 000 abonnés de détail de l'électricité, regroupant des résidences, des commerces, des industries et des exploitations agricoles consommant de l'électricité.

Notre entreprise de transport possède et exploite un actif de quelque 6,5 milliards de dollars, surtout constitué d'un système à haute tension qui fonctionne à 500 kV, à 230 kV et à 115 kV et qui transporte l'électricité sur un réseau d'environ 28 500 kilomètres-circuits jusqu'à des distributeurs d'électricité et jusqu'à 67 grandes sociétés industrielles directement raccordées au réseau. Un kilomètre-circuit définit la longueur des circuits électriques possédés et est considéré comme étant un bon indicateur de la taille des systèmes électriques de transport ou de distribution. Par opposition, les kilomètres de parcours représentent la distance des lignes. En plus de nos propres activités de distribution, environ 53 services municipaux d'électricité (les *SME*) sont au nombre des distributeurs d'électricité raccordés à notre système de transport. Nous possédons et exploitons en outre 17 installations d'interconnexion qui relient notre réseau aux systèmes de transport des provinces et des États américains avoisinants et qui permettent le débit de l'électricité à destination et en provenance de l'Ontario.

Notre entreprise de distribution possède et exploite pour environ 3,4 milliards de dollars d'actif, principalement constitué d'un réseau de distribution à faible tension d'environ 113 900 kilomètres-circuits qui transporte l'électricité entre le système de transport ou les producteurs et les abonnés dans de petites et moyennes municipalités et dans les régions rurales. Nos abonnés de la distribution comprennent 124 *SME* qui ne sont pas raccordés directement à notre système de transport, 38 gros abonnés industriels et à peu près 957 000 abonnés de détail.

Nos entreprises de transport et de distribution sont réglementées par la CÉO. Pour chaque année, la CÉO délivre à ces entreprises réglementées des ordonnances tarifaires établissant leurs revenus nécessaires, c'est-à-dire les revenus requis pour recouvrer leurs coûts permis ou autorisés, plus un taux de rendement prescrit. La CÉO a autorisé des revenus nécessaires pour nos entreprises de transport et de distribution pour 1999 et 2000 qui étaient censés permettre à nos entreprises réglementées de recouvrer leurs coûts autorisés et d'obtenir en 1999 et en 2000, respectivement, un taux combiné de rendement annuel prévisionnel de 9,35 % et de 9,88 %, respectivement, de l'avoir moyen des porteurs d'actions ordinaires d'un montant approximatif de 2,9 milliards de dollars durant ces années, réputé attribué à nos entreprises réglementées, aux fins de la réglementation.

Le 15 janvier 2001, la CÉO a fait connaître nos tarifs de transport autorisés entrant en vigueur à compter du libre accès. Ces tarifs resteront en vigueur jusqu'à ce que la CÉO exécute une autre étude de nos tarifs de transport et délivre une nouvelle ordonnance. Le 1^{er} mai 2000, nous avons soumis à la CÉO notre demande de tarifs de distribution pour une période ne dépassant pas

24 mois à compter de la date du libre accès, conformément à la méthodologie de réglementation axée sur le rendement présentée dans le manuel de tarification de la distribution d'électricité de la CÉO. Le libre accès correspond à la première date à laquelle les transporteurs et les distributeurs doivent permettre aux producteurs, aux détaillants et aux consommateurs d'accéder sans discrimination à leurs réseaux de transport et de distribution en Ontario, conformément à la *Loi de 1998 sur l'électricité*. La CÉO a tenu plus tard une audience, sur la directive que lui a donnée le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie, au sujet des critères dont il fallait tenir compte pour approuver des tarifs de distribution. La CÉO a rendu une décision au sujet de cette directive et a exigé que tous les distributeurs d'électricité d'Ontario déposent, ou redéposent après l'avoir modifiée, leur demande de tarifs en tenant compte de la décision prise par la CÉO relativement à la directive du ministre. Notre demande modifiée de tarifs de distribution a été déposée auprès de la CÉO le 19 janvier 2001. Cette dernière étudiera notre demande de tarifs de distribution avant l'entrée en vigueur du libre accès. (Voir également la rubrique *Régime de réglementation – Manuel de tarification de la distribution*).

Dans les territoires de nos services de distribution, nous vendons également l'électricité au détail, que nous achetons pour la livrer aux abonnés, et nous sommes responsables des services d'installation et de réparation, de la lecture des compteurs, de la facturation et de la perception. Les revenus que dégagent notre commerce de détail ne sont pas assujettis à la réglementation tarifaire. Cependant, conformément à notre ordonnance tarifaire transitoire de distribution, nous vendrons l'électricité aux tarifs de détail antérieurs jusqu'à la première des dates suivantes : le 31 mars 2001 (ou une autre date prescrite par la CÉO) et la date de commencement du libre accès. Le 30 mars 2001, la province a annulé le gel tarifaire sur les coûts d'électricité au détail regroupés et a permis à la Société de production de l'électricité de l'Ontario Inc. de majorer ses coûts de production au gros de 0,7 cents par kWh à compter du 1^{er} juin 2001 (voir aussi la rubrique *Régime de réglementation – Période de transition*). Après le commencement du libre accès, les revenus du détail proviendront de notre obligation d'approvisionnement statutoire, aux termes de laquelle nous sommes tenus de vendre l'électricité aux abonnés qui n'ont pas choisi un autre fournisseur au détail, et proviendront également de notre entreprise de détail concurrentielle non réglementée, Ontario Hydro Energy Inc.

Nous exploitons également des réseaux réglementés de production et de distribution dans 20 localités éloignées dans le nord de l'Ontario qui ne sont pas reliées au réseau d'électricité de cette province. Les installations de ces réseaux appartiennent à notre société ou à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario.

Transport

Survol

Dans le secteur restructuré de l'électricité en Ontario, notre entreprise de transport fournit la capacité de transport à la SIGMÉ, laquelle met à son tour cette capacité à la disposition de ceux qui sont directement raccordés au réseau de transport d'électricité de l'Ontario et, après le commencement du libre accès, à d'autres participants, comme les regroupements, les courtiers et les agents de commercialisation d'énergie. La SIGMÉ est le coordonnateur centralisé dirigeant l'exploitation du système d'électricité en Ontario, y compris presque tout notre réseau de transport, et maintenant la sécurité et le caractère adéquat de l'approvisionnement en électricité.

Le système de transport est un système à haute tension qui fonctionne à 500 kV, à 230 kV et à 115 kV et qui transporte l'électricité jusqu'aux abonnés directement raccordés au réseau de transport. Ces abonnés sont constitués de 53 SMÉ, de notre propre entreprise de distribution, de 66 grosses sociétés industrielles dont les charges excèdent 5 MW et, par des interconnexions, des services publics dans d'autres territoires. L'électricité est fournie par des génératrices tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'Ontario, dont 68 se trouvant en Ontario sont directement raccordées au réseau de transport. En 2000, notre système de transport, qui sert directement ou indirectement plus de 3,9 millions d'abonnés, a assuré le transport de 147 TWh d'électricité à la grandeur de l'Ontario.

Notre système de transport forme un réseau intégré de transport d'énergie électrique pouvant être divisé en deux composantes reposant sur les fonctions. Le réseau intégré, ou le système en bloc, fonctionne principalement à 500 kV ou à 230 kV sur des distances relativement longues, et relie les principales sources de production aux postes de transmission et aux plus gros centres d'alimentation. Le système d'approvisionnement local fonctionne à 230 kV ou à 115 kV et relie le système en bloc aux charges et producteurs locaux, comme les SMÉ, les abonnés industriels et nos propres activités de distribution. Les postes de transformation situés à proximité des centres d'alimentation réduisent graduellement la haute tension au niveau requis pour les systèmes de distribution de détail ou pour les consommateurs ultimes raccordés directement à notre système de transport.

Notre système de transport est hautement intégré et a un fonctionnement synchrone avec le système interconnecté de l'est de l'Amérique du Nord, lequel est constitué de presque toutes les entreprises de services publics d'électricité à l'est de la ligne continentale de partage des eaux. Notre entreprise de transport possède et exploite 17 interconnexions de 345, de 230, de 115 et de 69 kV avec l'État de New York (9), avec l'État du Michigan (4), avec le Manitoba (3) et avec l'État du Minnesota (1). Leur capacité d'importation nominale combinée est d'environ 3 700 MW en été, et de 4 200 MW en hiver, tandis que leur capacité d'exportation nominale combinée est d'environ 5 100 MW en été, et de 5 300 MW en hiver. Ces capacités sont fondées sur les puissances installées des interconnexions. En application, les capacités réelles d'importation et d'exportation peuvent être considérablement limitées par les restrictions dans notre réseau de transport ou ceux d'un autre territoire, les débits de courant imprévus entre les systèmes interconnectés et la charge locale, et les tendances de production.

Notre entreprise de transport possède et exploite aussi des interconnexions asynchrones avec le Québec. Une interconnexion asynchrone est une interconnexion reliant deux systèmes de transport d'électricité qui ne fonctionnent pas sur la même phase ni sur la même fréquence. Nos interconnexions avec le Québec ont une capacité d'importation totale d'environ 1 400 MW, et une capacité d'exportation de quelque 500 MW.

Nous sommes membres du *Northeast Power Co-ordinating Council*, avec des entreprises de services publics de New York, de la Nouvelle-Angleterre, du Québec et des provinces de l'Atlantique autres que Terre-Neuve.

La capacité de notre système de transport de fournir de l'électricité aux grands centres d'alimentation à partir de sources de production à l'échelle de l'Ontario est relativement peu entravée. Un système de 500 kV sert de « pivot » 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 principaux centres de production à Bruce, à Darlington, à Nanticoke et à Lennox. Les principaux points d'engorgement sur le système de transport sont reliés aux transferts d'électricité par les interconnexions et comprennent le raccordement East-West Tie qui relie le nord-est et le nord-ouest de l'Ontario et limite les transactions avec le Manitoba et le Minnesota, la route de transport de 230 kV traversant la région du Niagara qui limite les importations en provenance des États-Unis et le système de transport de 230 kV à l'ouest de London qui limite les exportations à destination des États-Unis.

Outre le potentiel d'augmentation des importations et des exportations, il existe un potentiel d'accroissement de l'utilisation du système de transport pour l'électricité qu'un fournisseur hors de l'Ontario achemine vers un abonné également à l'extérieur de cette province en utilisant notre système de transport. Notre interconnexion avec l'État du Michigan est en train d'être modernisée avec l'ajout de troistransformateurs triphasés et d'un autotransformateur. Cet équipement est censé nous permettre de mieux superviser l'utilisation de nos interconnexions avec le Michigan, de manière à contrôler encore plus les opérations transfrontalières directement entre l'Ontario et le Michigan et indirectement entre l'Ontario et l'État de New York. Ce projet devrait également augmenter notre capacité d'exportation de 1 000 MW, et notre capacité d'importation de 500 MW. Cette installation devrait être mise en service plus tard en 2001.

Nos biens de transport peuvent se diviser en cinq catégories fonctionnelles : les postes de transmission, les lignes de transport, les activités de transport, les installations de télécommunications et les autres biens. Les produits tirés du transport d'électricité représentent près de 42 % de nos produits totaux, et l'entreprise de transport contribue au bénéfice net dans une proportion d'environ 70 %.

Postes de transmission

Les postes de transmission servent à intégrer les lignes de transport dans un réseau et à transformer la tension de l'électricité transportée, en fonction la tension requise par l'utilisateur ultime. 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.

Les postes de transmission peuvent être classés d'une manière large en deux catégories. La première est constituée des postes d'arrivée, qui comprennent les cours de triage situées dans les installations de production de la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc., qui sont principalement utilisées pour la commutation et la transformation de cette tension entre les systèmes à 500 kV, à 230 kV et à 115 kV. La deuxième regroupe les postes d'approvisionnement des abonnés, qui sont des postes de transformation livrant l'énergie entre le système de transport et les abonnés de gros. La plupart des postes de transmission utilisés pour l'approvisionnement des abonnés sont actuellement constitués de circuits jumelés et de transformateurs réducteurs destinés à assurer que la panne d'un élément ne causera pas une perte permanente d'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 système de transport regroupe 256 postes de transmission dont les composantes comportent des transformateurs d'alimentation à haute tension, des disjoncteurs de puissance, des

commutateurs à haute tension, des batteries de condensateurs et de réacteurs, des systèmes de protection et de contrôle, des systèmes de comptage et de surveillance, ainsi que les infrastructures des emplacements comme les immeubles et les systèmes de sécurité.

Lignes de transport

Nos lignes de transport sont classées en deux catégories, les lignes d'énergie en bloc et les lignes d'approvisionnement local. Les lignes de transport d'énergie en bloc sont les lignes principales qui livrent l'énergie entre les postes de production ou les interconnexions et les postes récepteurs d'arrivée. Les lignes de transport d'énergie en bloc 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 d'alimentation des abonnés. Les tensions habituelles des lignes d'approvisionnement local sont de 230 kV ou de 115 kV. Toutes ces lignes sont suspendues, sauf pour environ 274 kilomètres-circuits de câbles souterrains dans les régions urbaines.

Le système de transport comporte environ 28 500 kilomètres-circuits de lignes à haute tension dont les principales composantes sont constituées de conducteurs (câbles), de structures porteuses en bois ou en acier, de fondations, d'isolants, de matériel de connexion et d'installations de mise à la terre.

Cours de triage

Notre société, Hydro One Networks Inc., la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. et Bruce Power L.P. (*Bruce Power*) ont conclu une convention de cession, de prise en charge et de modification (*convention de cession*) en date du 22 mars 2001. Cette convention de cession prévoit la cession de l'entente en date du 1^{er} avril 1999 régissant l'exploitation et l'entretien des cours de triage desservant les trois centrales nucléaires de Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. (la *convention relative aux cours de triage*). La convention de cession prévoit la cession immédiate par notre société de la convention relative aux cours de triage à Hydro One Networks Inc., et par la suite, pour valoir à compter de la date de clôture de l'opération de location de la centrale nucléaire Bruce entre la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. et Bruce Power, dans la mesure où la convention relative aux cours de triage s'applique à la centrale nucléaire Bruce, Bruce Power prendra en charge la totalité des droits et obligations de la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. relative à la centrale nucléaire Bruce aux termes de ladite convention. En outre, la convention de cession modifie la convention relative aux cours de triage pour prévoir que les parties à ladite convention ne seront pas responsables, en ce qui a trait à chaque centrale particulière, envers une autre partie de toute perte de profits ou de revenus, de toute perte découlant de l'interruption des affaires, de toute perte d'un contrat ou de toute perte d'achalandage ainsi que de tous dommages-intérêts indirects, consécutifs ou spéciaux pouvant découler de l'inconduite ou de la négligence volontaire de la part de chacune des parties. Ces dispositions sont conformes à la convention type de connexion de transport faisant partie du code régissant le transport que la CÉO a approuvé pour le libre accès. La convention de cession prend fin à la date d'entrée en vigueur du libre accès, date à laquelle Hydro One Networks Inc. et Bruce Power auront conclu une convention de connexion de transport avec Société de production

d'électricité de l'Ontario Inc. en ce qui a trait aux centrales Darlington et Pickering et avec Bruce Power, en ce qui a trait à la centrale nucléaire Bruce.

Installations de télécommunications

Nos besoins de télécommunications comprennent la protection et l'exploitation administratives des systèmes de données, des circuits de transmission de la voix et des réseaux électriques. Ces besoins sont comblés par l'utilisation d'une vaste gamme de nos propres installations et services acquis auprès d'autres 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 au respect de nos obligations d'interconnexion et des attentes de fiabilité de nos abonnés. Lorsque les prestataires de services de télécommunications n'ont pas pu ou n'ont pas voulu nous fournir les services requis à un coût approprié, nous avons installé nos propres installations de télécommunications. Ces installations détenues en propriété comprennent les systèmes de radio à micro-ondes, de câbles à fibres optiques et à courants porteurs sur lignes industrielles, et les systèmes radio mobiles. Comme le système radio à micro-ondes approche la fin de sa durée de vie utile, des installations de télécommunications substitués, comme un système à fibres optiques, sont en voie d'être acquises.

Activités de transport

Nous assurons la supervision, le contrôle et la gestion en temps réel, c'est-à-dire instantanée, de notre système de transport à l'aide de notre centre de gestion des activités de transport à Toronto (Ontario) et de 11 centres d'exploitation de transport répartis dans toute la province.

Le centre de gestion des activités de transport est notre lien avec la SIGMÉ pour l'exploitation de nos biens de transport. La SIGMÉ gère le marché de l'électricité et dirige l'exploitation du réseau de transport intégré en Ontario. Selon les directives reçues de la SIGMÉ, le centre de gestion des activités de transport supervise 11 centres d'exploitation de transport qui assurent la commutation ou le contrôle matériel de l'équipement de transport. La commutation est effectuée pour assurer un service de transport fiable et une qualité d'énergie acceptable à nos abonnés, protéger nos biens de transport, isoler l'équipement pour faciliter l'entretien, assurer la sécurité du personnel d'entretien et remettre l'équipement en service.

Autres biens

Les autres biens comprennent ceux qui soutiennent l'exploitation et l'entretien permanents du système 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.

Tarifs attribuables au transport

Les abonnés de l'électricité ont toujours payé un seul tarif groupé pour la production, le transport et la distribution, au besoin, de l'électricité. Ontario Hydro répartissait les revenus attribuables à ces tarifs groupés entre ses unités fonctionnelles à l'aide de divers procédés internes de tarification de transfert/d'attribution des revenus. Avant le libre accès, les tarifs facturés aux abonnés ne seront pas dégroupés. Les revenus perçus seront attribués à notre société et aux autres

sociétés remplaçant Ontario Hydro, conformément à un projet de convention de répartition de revenus devant intervenir entre nous, la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc., l'Office de la sécurité des installations électriques et la SIGMÉ. Lors du libre accès, la SIGMÉ percevra, pour le compte de notre société, des produits tirés du transport fondés sur l'ordonnance de la CÉO et délivrée le 15 janvier 2001 sur le tarif de transport autorisé.

Concurrence

Ontario Hydro a toujours été responsable de la presque totalité du système de transport d'électricité en Ontario, y compris les installations et les services de réseau, ainsi que les installations et les services de connexion.

Après le début du libre accès, l'obtention et le paiement de nouvelles installations de connexion et des services de connexion associés existants devraient constituer la responsabilité directe de l'abonné ou des abonnés particuliers bénéficiant de ces installations et services. En conséquence, les abonnés pourront choisir notre société ou un autre fournisseur concurrentiel d'installations et de services de connexion, à condition que ce fournisseur concurrentiel respecte les règles, codes et permis pertinents du marché. Par le passé, ce choix n'était offert qu'aux gros abonnés industriels de l'électricité qui tirent leur approvisionnement directement du réseau de transport, bien que certains services municipaux d'électricité aient construit leurs propres installations de transport.

En date du 31 décembre 2000, notre entreprise de connexion de transport représentait environ 40 % de nos biens de transport. Nous nous préparons à relever la concurrence pour les nouvelles activités de connexion en recourant à des initiatives destinées à rehausser le service à la clientèle et à réduire nos coûts. De telles initiatives incluront la réduction de nos frais d'études techniques par la mise en œuvre de conceptions courantes, notre emploi accru de prestataires externes de services et une meilleure utilisation de notre personnel. Nous nous attendons à ce que nos concurrents pour les nouvelles affaires de connexion soient les grandes entreprises de construction et les grandes sociétés d'ingénierie dotées d'une expertise dans le secteur de l'électricité, d'autres services publics d'électricité, y compris les sociétés de distribution locales et les gros fournisseurs d'équipement d'électricité.

Nous pourrions connaître une certaine concurrence relative à nos activités de fournisseur d'installations et de services de réseau de transport. Cependant, les paramètres et la probabilité de cette concurrence ne sont pas actuellement clairs. En raison du besoin limité d'investissements importants dans de nouveaux réseaux à court et à moyen termes, la concurrence devrait présenter un risque limité pour nous. Une exception possible à court terme au besoin limité d'investissement dans de nouveaux réseaux vise les interconnexions avec les services publics avoisinants. Ainsi, notre permis de transporteur nous obligeant à augmenter notre capacité d'interconnexion, nous avons demandé à la CÉO l'autorisation de construire une interconnexion avec Hydro Québec. La CÉO nous a accordé une autorisation conditionnelle relativement à cette demande. Tout concurrent à notre entreprise de réseau de transport devrait obtenir le permis et l'ordonnance tarifaire nécessaires de la CÉO avant de commencer ses activités.

Distribution

Survol

Dans le secteur restructuré de l'électricité en Ontario, notre système de distribution continuera à fournir aux abonnés des services de distribution d'électricité à l'aide d'un réseau de distribution à basse tension. Le système de distribution sert environ 957 000 abonnés de détail répartis dans des localités et des régions rurales, 124 SMÉ qui ne sont pas directement raccordés à notre système de transport et 38 gros abonnés industriels dont la charge excède 5 MW. Le système de distribution est constitué de lignes sur environ 113 900 kilomètres-circuits fonctionnant surtout à des tensions de 50 kV ou moins, et de 897 postes de distribution et de régulation. Le système raccorde en outre 85 centrales. À la différence des systèmes conçus pour inclure des redondances intégrées que l'on retrouve dans les régions à forte densité de population, notre système de distribution dessert principalement des régions rurales à faible densité de population. Pour fournir un service rentable dans ces régions, la configuration de ce système de distribution est en grande partie radiale, c'est-à-dire que ce système est configuré en lignes droites, 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 biens utilisés par le réseau du système comprennent l'équipement de distribution, de transformation et de réserve, les édifices d'administration et de services et les biens divers comme l'équipement de transport, de calcul, de services et de construction.

Le système de distribution d'électricité regroupe trois composantes, les lignes à basse tension et l'équipement connexe, les postes de distribution et les lignes rurales, ainsi que les transformateurs et l'équipement connexe.

Postes de distribution et de régulation

Nous avons 897 postes de distribution et de régulation. Ces postes comprennent 829 postes de distribution qui reçoivent l'énergie du réseau de transport intégré à 115 kV ou à 230 kV ou du système d'alimentation à basse tension à 44 kV, à 27,6 kV ou à 25 kV, et qui la diminuent à des tensions de 4,16 kV à 27,6 kV. Les postes de distribution sont constitués de commutateurs à haute tension et des appareils connexes de protection, d'environ 1 800 transformateurs d'alimentation, d'appareils de protection à basse tension et de systèmes de comptage. Les 68 postes de régulation règlent et maintiennent en outre la tension de l'approvisionnement aux abonnés.

Lignes à basse tension

Le système de distribution reçoit l'énergie de notre système de transport intégré ou directement des producteurs raccordés au système de distribution, et le distribue ensuite à 44 kV ou à 27,6 kV aux gros abonnés de la distribution comme les SMÉ et quelques gros abonnés, à l'aide d'un système d'artères d'alimentation à basse tension. Ce système d'artères d'alimentation à basse tension est constitué d'environ 234 000 poteaux en bois et autres structures porteuses, et de 15 600 kilomètre de lignes de circuit.

Artères d'alimentation et transformateurs ruraux

Le système de distribution rurale est constitué d'un réseau d'artères d'alimentation dotée de lignes suspendues, souterraines et sous-marines sur à peu près 98 300 kilomètres-circuits, et de quelque 448 000 transformateurs de service. Les composantes constituant ces artères d'alimentation comprennent approximativement 1 299 000 structures porteuses, 1 925 condensateurs pour la correction du facteur de puissance, 16 600 appareils de protection automatique et 3 000 régulateurs de lignes. Le service du système de distribution rurale est habituellement fourni aux niveaux courants de tension pour les foyers et les industries. Nous avons conclu des ententes d'utilisation conjointe avec certaines compagnies de téléphone et certains SMÉ et sociétés de câblodistribution, aux termes desquelles les parties partagent les frais d'utilisation et d'entretien des structures porteuses qu'elles possèdent et utilisent conjointement. Environ 640 000 structures porteuses servant à notre système de distribution sont régies par de telles ententes.

Tarifs attribuables à la distribution

Les abonnés de l'électricité ont toujours payé un seul tarif groupé pour la production, le transport et, au besoin, la distribution de l'électricité. Ontario Hydro répartissait les revenus attribuables à ces tarifs groupés entre ses unités fonctionnelles par divers processus internes de tarification de transfert et de répartition des revenus. Avant le libre accès, les tarifs demandés aux abonnés ne seront pas dégroupés. Les revenus perçus seront attribués à notre société et aux autres sociétés remplaçant Ontario Hydro, conformément à une convention de répartition des revenus intervenue entre ces parties. Les revenus attribués à notre entreprise de distribution ont été attribués conformément à l'ordonnance tarifaire transitoire de distribution de la CÉO. L'ordonnance tarifaire transitoire de la CÉO s'appliquant à notre entreprise de distribution a approuvé des revenus nécessaires aux montants de 657 millions de dollars pour 1999 et de 611 millions de dollars pour 2000, et des revenus nécessaires additionnels autorisés de 27 millions de dollars pour 1999 et de 30 millions de dollars pour 2000, pour la distribution aux localités éloignées. Cependant, il n'y a pas eu de changements dans les tarifs de détail chargés aux abonnés de notre entreprise de distribution. Le 28 février 2001, la CÉO a délivré, pour chaque distributeur, y compris Hydro One Networks Inc., une ordonnance tarifaire transitoire prorogeant l'ordonnance tarifaire existante aux termes d'ordonnances ultérieures de la CÉO. En mai 2000, Hydro One Networks Inc. a déposé une demande d'approbation de tarifs de distribution dégroupés entrant en vigueur au moment du libre accès.

La méthodologie de réglementation pour l'établissement des tarifs des services de distribution après le commencement du libre accès jusqu'en 2003 est présentée dans le manuel de tarification de la distribution d'électricité de la CÉO. Nous avons pris une part active et apportons notre appui à l'initiative de réglementation axée sur le rendement de la CÉO pour le secteur de la distribution.

Concurrence

Il n'y a toujours eu qu'un seul distributeur d'électricité dans une région particulière à l'échelle de l'Ontario, et ce distributeur assurait également la vente au détail de l'électricité à chaque abonné raccordé au système de distribution. Ontario Hydro avait le droit exclusif de distribuer l'électricité et de la vendre au détail dans toutes les régions où elle n'était pas distribuée par une municipalité ou des services publics à capitaux privés. Aux termes du nouveau régime

réglementaire, une personne doit obtenir un permis de la CÉO afin de posséder et d'exploiter un réseau de distribution. Bien que le permis de distribution doit préciser un territoire dans lequel le distributeur est autorisé à distribuer l'électricité, à moins d'une indication contraire, le permis ne confèrera pas au distributeur un droit de distribution exclusif dans ce territoire. En vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, deux permis ou plus pourraient être émis à l'égard d'un même territoire. Selon nous, les complexités et le potentiel d'inefficacité que pourrait créer la présence de distributeurs multiples dans un même territoire de desserte devraient assurer le maintien de la pratique d'un distributeur unique autorisé à servir un seul territoire de desserte pour la distribution, même si une certaine concurrence pour la construction d'installations est autorisée aux limites territoriales entre les services publics.

Après le début du libre accès, chaque distributeur, y compris notre société, continuera d'avoir l'obligation de raccorder et d'approvisionner les abonnés conformément à son permis de distribution et à son ordonnance tarifaire.

Rationalisation du détail

Le secteur de la distribution en Ontario était caractérisé par un grand nombre de services municipaux d'électricité (les SMÉ) chacun opérant dans leur propre zone de franchise. Hydro One a exécuté des conventions visant l'acquisition de 88 SMÉ. De ce nombre, 87 sont des SMÉ relativement petits dont la zone de franchise était située à l'intérieur du territoire de nos services de distribution. Le SMÉ restant, soit Brampton Hydro Corporation (*Brampton Hydro*), sera la plus importante de nos acquisitions.

Nous avons accepté d'acheter à The Corporation of the City of Brampton la totalité des actions émises et en circulation de Brampton Hydro Corporation, la contrepartie au comptant s'établissant à environ 260 millions de dollars. Brampton Hydro et ses deux filiales en propriété exclusive emploient environ 190 personnes et servent quelque 85 000 abonnés. Leurs produits pour 1999 se sont établis à environ 220 millions de dollars.

En 2000, Hydro One a acquis 16 SMÉ de petite taille, la contrepartie au comptant s'établissant à environ 23 millions de dollars. De plus, l'achat de 70 SMÉ de moindre envergure devrait être conclu en 2001, le coût total s'établissant à environ 240 millions de dollars. Conjointement, ces SMÉ emploient environ 250 personnes et servent environ 156 000 abonnés. Leurs produits combinés pour 1999 se sont établis à environ 290 millions de dollars. Au 4 mai 2001, les acquisitions visant 21 SMÉ avaient été complétées en 2001.

En vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, l'approbation de la CÉO est requise, l'acquisition de chaque SMÉ. Pour examiner les demandes avant que la CÉO donne son approbation, le personnel de la CÉO a mis en place un processus de traitement des demandes de fusion, de regroupement, d'acquisition et de cession (FRAC). Toutes les demandes de FRAC ont été déposées auprès de la CÉO. À ce jour, la CÉO a déjà approuvé 70 de ces demandes, et nous prévoyons qu'elle approuvera toutes les demandes restantes.

Lorsque les demandes de FRAC auront été approuvées, nous avons l'intention de présenter des demandes à la CÉO relativement aux nouveaux tarifs de distribution qui entreront en vigueur lors du libre accès. Des tarifs de distribution distincts seront établis pour chaque ancien territoire de

desserte, et ces tarifs resteront en vigueur jusqu'à la fin de 2003. L'harmonisation de tous les tarifs sera soumise à l'approbation de la CÉO pour les périodes subséquentes à 2003.

Brampton Hydro continuera d'exercer ses activités en qualité de filiale réglementée distincte de Hydro One et appliquera ses propres tarifs. La CÉO n'a pas encore approuvé la demande de tarifs déposée par Brampton Hydro en novembre 2000.

Développements récents

Bell Canada et Hydro One Telecom Inc. ont signé des ententes aux termes desquelles Bell Canada fournira, installera et entretiendra l'équipement électronique requis pour transformer les câbles à fibres-optiques existants en un réseau actif doté de fonctions de bande passante à haute vitesse adaptées aux communications Internet et à d'autres formes de télécommunications. De plus, Bell Canada louera à Hydro One Telecom Inc. une capacité d'accès au réseau et y donnera accès aux entreprises ontariennes.

Par suite de cette initiative, les entreprises ontariennes situées sur le corridor Windsor-Ottawa auront accès à 12 000 kilomètres supplémentaires de câble à fibres optiques pour satisfaire leurs besoins en matière de communications.

En vertu de cette entente, Bell Canada et Hydro One Telecom Inc. pourront, à l'occasion, agir comme associés pour satisfaire les besoins de sociétés désireuses d'améliorer leur réseau existant en y apportant une plus grande diversification.

Détail

À l'intérieur de nos territoires de desserte pour la distribution, nous assurons la vente au détail de l'électricité. Les principales activités de notre entreprise de détail comprennent l'achat d'électricité et sa vente à 957 000 abonnés de détail, ainsi que la prestation de services connexes à ceux-ci, comme la lecture des compteurs, la facturation et la perception. Toutefois, nous ne participons pas actuellement au commerce de l'énergie. En 2000, notre entreprise de détail a exécuté environ 3,8 millions de lectures de compteurs, a envoyé quelque 10,5 millions de notes d'électricité, a perçu à peu près 1,45 milliard de dollars au titre des services énergétiques et connexes, a répondu à environ 1,75 millions d'appels téléphoniques à ses deux centres d'appels, a répondu à toutes les demandes de service des abonnés de détail et a distribué des ordres de travail à nos entreprises de transport et de distribution dans le cadre de ces demandes. Les biens utilisés à l'égard de l'entreprise de détail sont principalement reliés aux centres d'appels et au système de facturation.

Nous sommes tenus de respecter la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* qui interdit à une société de transport ou de distribution d'exercer une autre activité commerciale, autre que le transport et la distribution d'électricité, sauf par l'entremise de membres de son groupe. Des principes directeurs pour l'interprétation des activités de distribution de l'électricité en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* sont présentés dans le manuel de tarification de la distribution de l'électricité de la CÉO. Selon ces principes directeurs, les activités suivantes peuvent généralement être considérées comme des activités ou des services de distribution :

- l'exploitation et la gestion d'un système de distribution;
- les services de lecture des compteurs;
- les services de facturation et de perception;
- la réparation et l'entretien des lignes et des installations de distribution;
- la planification, la conception et la construction de lignes et d'installations de distribution;
- les services de télécommunications pour la distribution d'électricité;
- le service à la clientèle;
- les services approuvés d'efficacité énergétique;
- les services de formation en matière d'utilisation de l'énergie; et
- les services généraux de soutien administratif.

Les activités qui ne sont pas considérées comme des activités de distribution ne doivent être exercées que par l'entremise d'un membre du groupe ou d'un tiers moyennant l'observation du code des relations avec les membres du groupe préparé par la CÉO pour les distributeurs et les transporteurs d'électricité. Ce code, dont l'observation est une condition de chaque permis de distribution et de transport d'électricité, établit les normes de conduite régissant l'interaction des distributeurs et des transporteurs et la conclusion d'opérations entre eux et les membres de leur groupe.

Après le commencement du libre accès, notre société et tous les autres distributeurs auront l'obligation légale de vendre l'électricité à chaque personne raccordée au système de distribution du distributeur, sauf les personnes ayant choisi un fournisseur substitut. La CÉO a développé un code régissant cette obligation d'approvisionnement statutaire. Ce code fixe les conditions minimums qu'un distributeur, dont notre société, doit respecter pour s'acquitter de son obligation de vendre l'électricité aux abonnés raccordés à son système. L'obligation d'approvisionnement statutaire et le code entreront en vigueur au début du libre accès.

Avant le libre accès, une des plus importantes fonctions de notre entreprise de détail sera la préparation et l'information de nos abonnés concernant la concurrence au détail et toutes les répercussions connexes pour eux, comme le choix fait par l'abonné et notre obligation d'approvisionnement statutaire.

Durant la période transitoire, nous continuerons de vendre l'énergie à nos abonnés de détail à nos tarifs de détail antérieurs jusqu'au libre accès ou jusqu'à ce que ces tarifs soient remplacés aux termes d'ordonnances additionnelles de la CÉO.. Nous achèterons la presque totalité de cette énergie à la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. Comme les abonnés continuent de payer des tarifs groupés pour l'électricité durant la période transitoire, la répartition des revenus à notre société relativement à notre entreprise de détail sera déterminée conformément

au projet de convention de répartition de revenus intervenu entre les sociétés remplaçant Ontario Hydro, dont notre société.

Après le commencement du libre accès, nous respecterons notre obligation d'approvisionnement statuaire et prévoyons continuer à fournir tous les services précités. Pour nous acquitter de notre obligation d'approvisionnement uniforme, nous obtiendrons et réglerons les achats d'électricité sur le marché du comptant administré par la SIGMÉ. La CÉO approuvera nos tarifs pour les services d'approvisionnement uniforme, lesquels seront constitués du prix de l'énergie électrique et de frais administratifs nous permettant de récupérer les coûts de la prestation du service.

À la différence de toute autre société de distribution locale, notre système de distribution couvre toutes les zones de transport provincial, car il dessert tous les territoires où le service n'est pas assuré par d'autres sociétés de distribution locale. En conséquence, nos systèmes de facturation doivent pouvoir supporter des prix multiples pour accommoder et prévoir des changements futurs en vue d'une tarification axée sur l'emplacement.

Après le commencement du libre accès, nous verserons également des règlements aux détaillants concurrents de l'électricité offrant des services aux abonnés raccordés à notre système de distribution qui ont choisi de ne pas poursuivre leur achat d'électricité par notre entremise. Le code de services d'approvisionnement oblige les distributeurs à prévoir le calcul et la production d'une note d'électricité pour chaque abonné de détail raccordé à son système de distribution et à lui envoyer cette note, comme c'est le cas avant le libre accès, ou à la faire parvenir au détaillant d'électricité choisi par l'abonné de détail. Selon nous, le calcul et la préparation des notes seront compliqués et exigeront un système de facturation élaboré, comme celui que nous utilisons actuellement. En conséquence, nous prévoyons maintenir la facturation des services reliés à l'énergie, même lorsque ces services sont fournis par un détaillant concurrent d'électricité.

Après le commencement du libre accès, les abonnés qui choisissent un détaillant concurrent d'électricité auront encore besoin de nos services de transport et de distribution. Ils auront également besoin des services connexes de traitement des appels et de répartition des ordres de services actuellement offerts par notre entreprise de détail.

Concurrence

Après le commencement du libre accès, en plus de respecter notre obligation d'approvisionnement statuaire, nous offrirons les services d'un détaillant concurrent d'électricité. Notre entreprise de détail concurrentielle n'est pas tenue d'exercer ses activités dans les limites du territoire dans lequel nous fournissons des services publics. Dans le cadre de nos services concurrentiels au détail, nous prévoyons vendre de l'électricité et du gaz naturel aux abonnés résidentiels et leur offrir un ensemble de biens et services reliés à l'énergie, comme des services d'amélioration résidentielle et de location de chauffe-eau. Notre entreprise de détail concurrentielle fournit maintenant des services d'amélioration résidentielle et de location de chauffe-eau, ainsi que des services d'appels interurbains en prévision de l'ouverture du marché concurrentiel de l'électricité. Dans le marché commercial et industriel, nous fournissons des services commerciaux reliés à l'énergie, comme des services de conseils en matière de stratégie énergétique, des services d'établissement du profil de la charge, des services de gestion des services publics, ainsi que des services de remise à neuf de matériel.

Les clients cibles de notre entreprise de détail concurrentielle proviendront des secteurs résidentiel, commercial et industriel. Le confort au foyer et la commodité sont les qualités vantées des biens et services proposés aux abonnés résidentiels ciblés, alors que c'est l'efficacité commerciale de ses services que l'entreprise de détail concurrentielle vante auprès de ses clients des secteurs commercial et industriel.

Autres activités

Outre nos principales entreprises, nous exploitons des systèmes réglementés de production et de distribution dans 20 localités éloignées à travers le nord de l'Ontario non raccordées au réseau de transport de l'Ontario, dont les installations connexes appartiennent à notre société ou à la Société de production d'électricité de l'Ontario. Ces localités éloignées comportent au total quelque 3 751 abonnés. L'électricité destinée à être utilisée par ces localités éloignées est produite par 60 génératrices fonctionnant au diesel qui nous appartiennent et auxquelles viennent s'ajouter de petites quantités de production éolienne ou hydroélectrique.

Nous avons également la responsabilité d'administrer les ententes signées par Ontario Hydro aux termes desquelles celle-ci a convenu d'acheter environ 1 764 MW d'électricité à des producteurs autres que des services publics à la grandeur de l'Ontario. Ces contrats prennent fin à divers moments se terminant en 2048 et demeurent une obligation pour la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. Nous administrons présentement ces contrats selon les directives et sous la supervision de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, aux termes d'une lettre d'autorisation provisoire. Nous sommes responsables de l'administration des contrats, comme la supervision de leur rendement, la négociation des modifications et des cessions aux fins de sécurité, ainsi que le règlement et le paiement de l'énergie livrée en vertu de ceux-ci. La Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario a demandé des soumissions dans le but de trouver un nouveau gestionnaire pour ces contrats et a amené à terme la sélection de ce nouveau gestionnaire. Des discussions sont en cours entre la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario et nous-mêmes au sujet des modalités du transfert des fonctions au nouveau gestionnaire. Entre-temps, nous allons continuer de fournir des services de gestion de contrat à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. Selon les prévisions, toutes les fonctions devraient être transférées au nouveau gestionnaire avant le commencement du libre accès. La Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario a indemnisé notre société et les membres de notre direction, nos administrateurs, nos conseillers, nos mandataires et notre personnel quant à toute responsabilité se rapportant à l'exécution de tels contrats, à l'exception des cas de négligence grave, d'insouciance ou d'acte délictueux de notre part, contre lesquels nous avons indemnisé la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. Celle-ci nous a également indemnisés contre les pertes résultant de l'exécution de ses directives, à condition que de telles directives aient été mises en application sans négligence grave, insouciance ou acte délictueux. Nous avons également signé des conventions d'exploitation avec divers producteurs qui régissent les procédures et aspects techniques concernant l'exploitation sûre et fiable de la connexion électrique entre les installations des producteurs et notre système de transport et de distribution. Nous prévoyons que ces conventions d'exploitation seront remplacées par des conventions de connexion avec les producteurs comme condition des permis de ces producteurs, autres que des services publics, de continuer à produire de l'électricité en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*.

Personnel

En novembre 1999, notre conseil d'administration a adopté un régime de compression de l'effectif. Nous avons réalisé ces objectifs de compression au moyen d'un programme de retraite volontaire suppléé par des rachats ciblés volontaires. En date du 31 décembre 2000, 1 402 employés à plein temps, soit 77 % du nombre global des employés admissibles, ont choisi de participer au programme de retraite volontaire. On prévoit faire appel à des bureaux d'embauchage syndical, engager de nouveaux travailleurs ou des travailleurs à forfait pour combler toute pénurie de personnel à cause de notre programme de retraite volontaire et, par conséquent, nous ne prévoyons pas que la retraite volontaire de ces travailleurs aura un impact défavorable important sur notre société.

Au 27 décembre 2000, notre personnel se composait de 4 468 employés permanents et de 795 employés temporaires. La majorité de nos employés permanents et certains de nos employés temporaires sont représentés par deux syndicats. Ainsi, 3 416 employés sont représentés par le Power Workers Union, et 1 021 par la Society of Energy Professionals. La majorité de nos employés temporaires sont représentés par un syndicat des travailleurs de l'électricité et par 16 syndicats des travailleurs de la construction qui ont conclu des conventions collectives avec notre société par l'entremise de l'Electrical Power System Construction Association. Environ 473 cadres et employés de gestion ne sont représentés par aucun syndicat.

Le 27 décembre 2000, les négociations avec la société ont abouti à une décision arbitrale qui définit les termes de la convention collective pour l'année 2001. Plus récemment, le 30 mars 2001, la convention collective de principe a été entérinée par 73,4 % des voix exprimées dans le cadre d'un scrutin de ratification, suite aux négociations avec le Power Workers' Union. Les deux parties étaient parvenues à un accord de principe le 17 février 2001, sans médiation ni arbitrage. Les deux conventions collectives nous semblent raisonnables et équitables. Grâce à leur souplesse et aux économies qu'elles nous permettront de réaliser, elles constitueront un atout sur les marchés réglementés et sur les marchés concurrentiels.

Comme prévu, une entente est intervenue entre les cinq (5) sociétés remplaçantes, en l'occurrence notre société, la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc., l'Office de la sécurité des installations électriques, la SIGMÉ et la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, d'une part, et Ontario Electricity Pension Services Corporation, d'autre part. En vertu de cette entente, et conformément aux dispositions de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, l'actif et le passif de l'ancien régime de retraite d'Ontario Hydro, qui est géré actuellement par la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, seront répartis proportionnellement entre les nouveaux régimes de retraite établis par les sociétés remplaçantes de Ontario Hydro. L'actif et le passif affectés au régime de retraite de Hydro One Inc. seront gérés et investis par notre société, en qualité de promoteur et d'administrateur du régime de retraite de Hydro One Inc.

Le transfert de l'actif de la SFIÉO aux sociétés remplaçantes sera effectué en juin 2001, sous réserve de l'approbation préalable du surintendant des services financiers.

Assurance

Nous avons une garantie d'assurance qui comporte une assurance de la responsabilité, une assurance des biens multirisque, une assurance des pertes d'exploitation et une assurance contre le bris des machines. La garantie d'assurance sur les dommages aux tours, poteaux et câbles de transport et de distribution résultant des dégâts causés par les intempéries et autres catastrophes naturelles est toutefois limitée à 10 millions de dollars, après une franchise de 10 millions de dollars. 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.

Immeubles

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

<u>Installation</u>	<u>Total</u>	<u>Détenue en propriété</u>	<u>Louée</u>	<u>Autres¹⁾</u>
Corridors de transport	221 530 acres	49 673	-	171 857
Postes de transmission ²⁾	263 sites	234	14	15
Centres d'exploitation de transport	30 sites	12	1	17
Postes de distribution	864 sites	837	17	10
Postes régulateurs	65 sites	62	3	—
Centres administratifs ³⁾	175 sites	138	32	5

-
- 1) Les 171 857 acres des autres corridors de transport sont constitués de terrains sur lesquels on nous a accordé une servitude d'accès pour l'établissement, l'entretien et le remplacement des lignes et installations de transport. Les autres postes de transmission, centres d'exploitation de transport, postes de distribution, postes régulateurs et centres administratifs sont situés sur des terrains appartenant à la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. et auxquels nous sommes autorisés à accéder pour l'exploitation de notre entreprise. Notre entreprise et la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. prévoient officialiser les droits d'accès à de ces terrains au moyen de baux ou de servitudes.
 - 2) Y compris les cours de triage situées sur le terrain appartenant à la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc.
 - 3) Les centres administratifs sont constitués des centres de service, des centres d'entretien, des centres d'exploitation pour les abonnés, des bureaux de district/régionaux, des bureaux de construction, des garages, des centres de formation et des centres d'appels. Les centres administratifs logent le personnel de bureau, les équipes de travail, les véhicules, l'équipement et le matériel nécessaires à l'exploitation, à l'administration et à l'entretien quotidiens de nos entreprises.

Questions environnementales

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 émissions

atmosphériques, les évacuations d'eau et la production, le stockage, le transport, l'élimination et le rejet de diverses substances dangereuses.

La principale législation fédérale est la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement, 1999* qui réglemente l'utilisation, l'importation, l'exportation, le rejet et le stockage de substances toxiques, dont les PCB et les substances appauvrissant la couche d'ozone, et la loi fédérale intitulée *Loi sur les pêches*, qui interdit le dépôt de substances nuisibles dans des eaux servant d'habitat aux poissons et la destruction de cet habitat. La principale législation provinciale comprend les lois suivantes : la *Loi sur la protection de l'environnement*, qui prévoit un régime global régissant les rejets et les déversements de contaminants, y compris les PCB et les substances appauvrissant la couche d'ozone, et la gestion des déchets; la *Loi sur les ressources en eau de l'Ontario*, qui réglemente l'utilisation de l'eau et les évacuations dans l'eau en Ontario; et la *Loi sur les pesticides*, qui régit l'utilisation des pesticides. La réglementation municipale est principalement pertinente dans le contexte des évacuations des eaux industrielles et des ruissellements de pluie dans les égouts municipaux. De plus, les gouvernements provincial et fédéral ont chacun une législation d'évaluation environnementale conçue pour encourager une meilleure planification, ainsi que l'identification et l'atténuation des répercussions environnementales possibles des projets ou entreprises avant leur début.

Système de gestion environnementale

Nous avons un système de gestion environnementale destiné à repérer les répercussions environnementales et à contribuer à l'amélioration continue de notre performance environnementale. Notre système de gestion environnementale est mis à jour périodiquement pour refléter les changements organisationnels et le progrès réalisé dans l'atteinte de certains de nos objectifs environnementaux. Notre système de gestion environnementale comprend une politique environnementale, un résumé des principaux aspects environnementaux touchant notre entreprise, un résumé de la législation environnementale pertinente et un système d'information interne qui englobe notre conseil d'administration. Les objectifs, les mesures et les cibles ont été identifiés et, ils sont en voie d'être mis à jour dans certains domaines. Les programmes de gestion environnementale conçus pour l'atteinte de ces objectifs, mesures et cibles en sont à diverses étapes de leur mise en application. Les procédures d'information et un système de gestion de l'information environnementale sont en voie d'être mis au point, testés et instaurés. Nous avons conçu un système de gestion environnementale qui est compatible avec la norme ISO 14001, qui est une norme internationale pour les systèmes de gestion environnementale. Nous procédons actuellement à la mise en application de ce système.

Permis, licences et approbations

Les dispositions de la *Loi sur la protection de l'environnement* (Ontario), de la *Loi sur les ressources en eau de l'Ontario* et de la *Loi sur les pêches* (Canada), entre autres, nous obligent à obtenir et conserver certains permis, licences et approbations spécifiés, lesquels visent, notamment, l'élimination des déchets, les émissions atmosphériques, les évacuations dans l'eau et les répercussions sur l'habitat aquatique et les passages de cours d'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 au bénéfice d'une bande et assujetties à la *Loi sur les Indiens* (Canada), feront l'objet d'une évaluation environnementale fédérale. Les installations d'interconnexion additionnelles avec les services publics avoisinants d'autres provinces canadiennes et de certains États américains exigent des approbations et seront assujetties à l'examen des autorités fédérales de réglementation, ce qui peut inclure une évaluation environnementale. La province nous ayant auparavant désigné comme une entité assujettie à une évaluation, les nouveaux règlements appliquent ces exigences de façon uniforme à nous ainsi qu'à toutes les autres entités qui entreprennent certains types de projets à l'égard desquels nous sommes fréquemment impliqués. En conséquence, certains projets seront soumis à une évaluation environnementale provinciale. L'étendue, le moment et le coût des évaluations environnementales au niveau fédéral ou provincial dépendront du type de projet et de ses répercussions possibles sur l'environnement. Les évaluations environnementales sont destinées à améliorer le processus décisionnel par l'identification des impacts environnementaux potentiels et la proposition des mesures substituts d'atténuation avant que le projet ne soit entrepris. Certaines activités reliées aux lignes de transport et aux postes de transmission, particulièrement les nouvelles constructions, sont actuellement assujetties à des évaluations environnementales individuelles en vertu de la *Loi sur les évaluations environnementales* (Canada), tandis que d'autres, comme la modernisation ou la remise en état de lignes ou de postes existants et la construction de nouvelles installations secondaires, sont soumises à un processus plus rationalisé, appelé évaluation environnementale de portée générale. Les projets d'évaluation environnementale de portée générale peuvent être modifiés pour être traités comme des évaluations environnementales individuelles si les répercussions sont jugées importantes ou si l'intérêt public justifie un examen plus détaillé et des audiences publiques.

Rejets

La législation environnementale fédérale, provinciale et municipale régit le rejet des substances dans l'environnement par l'interdiction des évacuations ayant des répercussions qui sont défavorables sur l'environnement, ou qui pourraient l'être. Des déversements et des fuites de substances se produisent dans le cours de nos activités normales, et nous pourrions à cet égard être soumis à des pénalités ou à des coûts de nettoyage. En conséquence, nous avons instauré un programme de prévention des déversements et des fuites comportant l'essai, le remplacement, la réparation et l'installation des systèmes de confinement et le regarnissage des transformateurs. En outre, nous avons instauré des mesures d'urgence destinées à nous permettre de réagir à temps aux déversements 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 PCB, 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 substances suivantes :

- *PCB* — Nous avons envoyé pour destruction 283 000 kilogrammes de nos déchets de PCB stockés en 2000. Environ 404 000 kilogrammes de déchets à

faible concentration de PCB (concentration inférieure à 10 000 parties par million) demeurent stockés.. Il ne reste en stock aucune quantité de déchets à forte concentration de PCB. D'ici la fin de 2001, nous prévoyons retirer du service et envoyer pour destruction la dernière batterie de condensateurs contenant une forte concentration de PCB. En outre, certains équipements renfermant des huiles minérales contenant une faible concentration de PCB demeurent en service, y compris quelque 15 200 transformateurs de distribution et du matériel électrique de petite dimension dans les postes de transmission.. Ce matériel électrique de petite dimension qui contient des PCB est présentement en train d'être inventorié. Les transformateurs de distribution qui contiennent des PCB seront repérés d'une manière proactive à compter de 2001 et seront remplacés sur une période ne dépassant pas 20 ans. Les huiles minérales contenant des PCB présentes dans du matériel de transmission de petite dimension sont testées et remplacées dans le cadre de programmes d'entretien et de remise en état des postes de transmission.

- *Herbicides* — 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 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 une législation provinciale stricte régissant l'application, les avis et l'information. Tel qu'il est indiqué ci-dessous, l'utilisation historique d'herbicides a contaminé certaines de nos propriétés et quelques propriétés avoisinantes.
- *Pentachlorophénol* — Dans le passé, Ontario Hydro a utilisé des poteaux imprégnés de pentachlorophénol, ou penta, comme produit de préservation du bois. Nous réglons les problèmes de contamination liés à la migration du penta à mesure qu'ils surgissent.

Évaluation et remise en état des terrains

Après la découverte de la contamination dans une des centrales nucléaires de Ontario Hydro, le ministère ontarien de l'Environnement a prononcé, le 2 septembre 1997, un décret administratif contre Ontario Hydro qui nous lie aux endroits où nous possédons des centrales dans des régions reculées de cette province. Cette ordonnance obligeait Ontario Hydro d'entreprendre des évaluations environnementales des sites à toutes ses installations de production d'énergie, ainsi que de déterminer l'étendue de toute contamination de telles installations, ses répercussions sur l'environnement, les causes de la contamination et les mesures correctives exigées.

Nous sommes à entreprendre des évaluations environnementales conformément à l'ordonnance du ministère de l'Environnement à nos centrales situées dans les régions reculées de l'Ontario. Nous avons terminé les évaluations environnementales de la phase I des emplacements à ces installations. Les évaluations de la phase I sont des études environnementales non intrusives constituées d'un examen des registres et d'inspections des emplacements. Elles visent à identifier les questions potentielles qui devraient être analysées plus à fond. D'autres études supplémentaires, appelées en général des évaluations environnementales de la phase II des

emplacements, supposent l'échantillonnage des sols ou des eaux souterraines, ou des deux. Les résultats des évaluations de la phase I indiquent que les déversements de carburant, y compris la présence de sols contaminés par les carburants, sont les principales sources d'inquiétude environnementale dans nos installations éloignées de production d'électricité. Un programme d'évaluation de la phase II a été entrepris à ces centrales éloignées, en fonction d'un ordre de priorité établi d'après les résultats des évaluations de la phase I. Les niveaux de contamination constatés seront évalués selon les directives que contient le guide d'utilisation des sites contaminés en Ontario du ministère de l'Environnement. Les critères de ces directives n'ont pas force de loi, mais conviennent au ministère de l'Environnement tant comme seuil pour les activités de remise en état que comme guide de remise en état pour la contamination des sites et souvent pour la contamination hors-chantier. Les résultats des évaluations de la phase II terminées confirment que la contamination excède les critères applicables des directives. Certains essais sur les sols et l'eau souterraine ont révélé une contamination liée à la présence de l'essence, du carburant diesel et d'autres hydrocarbures. Nos efforts de remise en état d'un certain nombre de centrales éloignées sont conditionnels à des pourparlers que nous aurons avec les bandes autochtones. Les délais qu'occasionneront ces pourparlers pourraient retarder nos efforts. Nos estimations actuelles indiquent que le coût total des travaux d'évaluation et de remise en état aux emplacements des centrales éloignées atteindra quelque 17 millions de dollars sur une période d'environ six ans.

L'ordonnance du ministère de l'Environnement s'applique également aux cours de triage des centrales qui sont situées aux installations de production de la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. dans lesquelles nous avons de l'équipement et des installations. Les tests effectués sur le terrain des 13 cours de triage évaluées ont révélé dans chaque cas des niveaux de contamination supérieurs aux critères des directives. Un de ces sites devra faire l'objet d'une évaluation plus précise et des travaux de remise en état devront peut-être y être menés. Les coûts associés à ces cours de triage sont d'environ 3 millions de dollars, mais ces coûts pourraient être plus élevés et s'avérer importants pour nous.

De plus, nous avons instauré un programme volontaire d'évaluation et de remise en état pour identifier et, au besoin, corriger toute contamination liée à nos postes de transmission, à nos postes de distribution et à nos centres de service. Ce programme comporte l'identification systématique de toute contamination à ces installations ou en provenance de celles-ci et, au besoin, l'élaboration de plans de remise en état/d'atténuation. Les contaminants potentiels comprennent les huiles isolantes, les PCB, le mazout, les produits de préservation du bois comme le pentachlorophénol, et les substances utilisées pour la lutte contre la végétation, comme l'anhydride arsénieux. Les évaluations de la phase I sont terminées pour la plupart des postes de transmission et des centres de service. Des évaluations limitées de la phase I ont été entreprises aux postes de distribution en raison de leur nombre élevé et de leur historique d'exploitation similaire. Des examens des emplacements comportant un échantillonnage du sol sur place, aux endroits où le potentiel de contamination est le plus élevé, ont été entrepris à la plus grande partie des postes de transmission, des postes de distribution et des centres de service. D'après les résultats des examens de ces emplacements, les priorités seront fixées pour le déroulement des évaluations plus détaillées de la phase II, destinées à déterminer l'étendue de la contamination et si des mesures correctives sont ou non requises. Les résultats des évaluations de la phase II et la présélection des sites effectuée à nos postes de transmission, à nos postes de distribution et à nos centres de service révèlent que les contaminants les plus souvent observés sont l'anhydride

arsénieux, les huiles isolantes et les PCB. Des quelque 900 sites de distribution que nous avons évalués, 452 présentaient une contamination supérieure aux critères des directives. Selon nos prévisions actuelles, environ 100 sites pourraient être classés en haute priorité pour des essais hors-chantier et des travaux possibles de remise en état à un coût actuellement prévu de quelque 48 millions de dollars sur une période d'environ neuf ans. Des quelque 225 postes de transmission et propriétés connexes évalués, 156 présentent une contamination supérieure aux critères des directives, et selon nos prévisions actuelles, environ 25 pourraient être classés en haute priorité pour des essais hors-chantier et des travaux possibles de remise en état pour un coût actuellement prévu de quelque 12 millions de dollars sur une période d'environ six ans. La totalité des quelque 110 centres de service en exploitation ont été évalués, et, selon nos prévisions actuelles, des travaux de remise en état devront être effectués relativement à environ 42 d'entre eux. Le coût estimatif de ces travaux qui devraient s'étendre sur une période d'environ six ans est de quelque 18 millions de dollars.

Les évaluations de la phase II qui se déroulent aux termes de l'ordonnance ou dans le cadre du programme volontaire peuvent révéler que des mesures correctives sont nécessaires pour une contamination existante, particulièrement lorsqu'il existe des répercussions importantes à l'extérieur des emplacements. Les études hors-chantier, si nécessaires, sont effectuées dans le cadre de notre programme d'essais.

Nos ordonnances tarifaires transitoires pour 1999 et 2000 étaient fondées sur une estimation des coûts associés à l'évaluation projetée, aux essais hors-chantier et aux travaux de remise en état dans le cadre des coûts d'exploitation, de gestion et d'administration approuvés. L'ordonnance tarifaire pour 2000 a été étendue à 2001. Les ordonnances tarifaires pour les années subséquentes pourraient ne pas inclure de provisions suffisantes pour financer des dépenses prévues et nous pourrions être tenus de réévaluer ces activités.

Les estimations de coûts pour l'évaluation des propriétés et la remise en état présentées dans la présente notice annuelle sont fondées sur les renseignements disponibles au 31 décembre 2000, et pourraient varier des coûts réels d'évaluation, d'essai et de remise en état.

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 à dire que le risque pour la santé publique découlant d'une exposition aux champs électriques et magnétiques n'a pas été établi. De plus, les milieux scientifiques sont d'accord depuis un bon moment sur le fait que, si un risque devait être établi, il serait faible. Nous avons commandité des recherches dans le passé et nous nous affairons maintenant à surveiller les développements nationaux et internationaux. Nous entretenons aussi un dialogue permanent avec le ministère de la Santé de la province sur cette question. Des associations avec des organismes provinciaux et municipaux ont été créées pour le développement des mesures appropriées et la communication avec le public. Les champs électriques et magnétiques ne sont pas actuellement réglementés par les gouvernements fédéral ou provinciaux, et nous ne connaissons aucun projet actuel visant à les réglementer.

Litiges en cours

Dans le cadre de la réorganisation de 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 l'acquisition. Outre les réclamations qui nous assumons, nous sommes de temps à autre nommés en tant que partie défenderesse dans des poursuites judiciaires découlant du 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 de l'Ontario (division générale) demandant des dommages de 150 millions de dollars, ainsi que l'exécution en nature de certaines ententes et un redressement par injonction provisoire. Torcom Communications avait tenté d'acheter certains appareils de télécommunications, appartenant à une société en faillite, à un séquestre nommé par la Cour. Les appareils avaient été installés sur une propriété de 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 au séquestre. Il y a eu très peu d'activité sur la cause depuis 1995, lorsque Ontario Hydro a signifié une requête en obtention de détails sur les allégations prononcées contre elle. Ontario Hydro n'a pas reçu de réponse à sa requête en obtention de détails 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.

Ontario Hydro est l'un des nombreux défendeurs dans le cadre d'une poursuite auprès de la Cour supérieure de justice intentée le 18 octobre 1995 qui revendique un titre autochtone sur certains terrains dans la ville de Sarnia. Le demandeur, la bande des Chippewas de Sarnia, allègue que le terrain n'a pas été abandonné convenablement avant que des lettres patentes de la Couronne ne soient délivrées en 1853, et qu'en conséquence, les propriétaires subséquents qui en ont pris possession aux termes desdites lettres patentes de la Couronne ne possédaient pas un titre valide. Nous maintenons des lignes de transport sur certaines parties du terrain en litige. Il nous est impossible d'évaluer les coûts pouvant résulter d'une décision défavorable. Le 30 avril 1999, un jugement sommaire a été prononcé, rejetant l'action contre Ontario Hydro et certains des autres défendeurs. Le 27 mai 1999, le demandeur a interjeté appel de l'ordonnance de jugement sommaire rendue devant la Cour d'appel d'Ontario. De plus, plusieurs défendeurs en ont également appelé de l'ordonnance de jugement sommaire et d'autres, y compris notre société, ont déposé des appels incidents. Les pourvois en appel ont été entendus en juin 2000. Dans sa décision rendue le 21 décembre 2000, la Cour d'appel a rejeté l'appel du demandeur et fait droit aux appels des autres parties. Le demandeur a demandé l'autorisation d'interjeter appel devant la Cour suprême du Canada et a demandé à la Cour une prolongation du délai prévu pour déposer leurs documents d'appel. Nous croyons peu probable que l'issue de ce litige ait des répercussions

défavorables importantes sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos perspectives.

Le 29 mars 1999, la bande de la première nation Whitesand a intenté des poursuites auprès de la Cour de l'Ontario (division générale) 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, la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. et notre société. La poursuite exige une mesure de redressement déclaratoire, un redressement par 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 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 de Ontario Hydro, une admissibilité aux augmentations des annuités de traités et le remboursement des coûts engagés lors des négociations antérieures relatives aux griefs de la bande avec Ontario Hydro. La bande Whitesand invoque des causes multiples d'action, y compris la violation du droit de propriété, le manquement aux obligations de fiduciaire, la nuisance et la négligence. Jusqu'à maintenant, nous n'avons pas eu l'obligation de produire une défense. Nous sommes d'avis qu'il est peu probable que l'issue de ce litige ait un impact défavorable important sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos perspectives d'avenir.

Régime de réglementation

Généralités

La *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* a été proclamée en vigueur le 7 novembre 1998. Par ces cinq annexes, principalement la *Loi de 1998 sur l'électricité* et la nouvelle *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, elle établit le vaste cadre législatif du nouveau marché concurrentiel de l'électricité en Ontario.

La *Loi de 1998 sur l'électricité* met en œuvre les principes fondamentaux de la restructuration du secteur de l'électricité en Ontario, notamment la séparation des composantes concurrentielles du secteur, comme la production et le détail, de ses composantes plus monopolistiques, comme le transport et la distribution; l'établissement de la SIGMÉ; et la création d'un libre accès non discriminatoire aux installations de transport et de distribution.

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* élargit la compétence et le mandat de la CÉO dans la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Dans son nouveau rôle d'organisme de réglementation du marché de l'électricité en Ontario, la CÉO jouit de vastes pouvoirs relativement à l'octroi des permis, à la réglementation tarifaire et à la supervision du marché. La CÉO a l'obligation de mettre en œuvre les directives de la province concernant les questions de politique générale et les objectifs que doit poursuivre la CÉO et ceux destinés à prévenir les abus réels ou potentiels de pouvoir sur le marché au sein du marché de l'électricité. En outre, à la demande de toute partie intéressée, la province pourra demander à la CÉO d'examiner l'ensemble ou une partie d'un décret qu'elle a prononcé.

La *Loi de 1998 sur l'électricité* comporte les buts suivants, et la CÉO a les objectifs suivants, conformément à la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* :

- faciliter la concurrence dans la production et la vente d'électricité et faciliter une transition ordonnée vers la concurrence;
- permettre aux producteurs, aux détaillants et aux consommateurs d'accéder sans discrimination aux systèmes de transport et de distribution en Ontario;
- protéger les intérêts des consommateurs relativement aux prix, à la fiabilité et à la qualité du service d'électricité;
- promouvoir l'efficacité économique dans la production, le transport et la distribution d'électricité;
- faciliter le maintien d'un secteur viable de l'électricité, sur le plan financier; et
- faciliter l'efficacité énergétique et l'utilisation de sources d'énergie plus propres et plus respectueuses de l'environnement, d'une manière compatible avec les politiques de la province.

Un autre objectif de la *Loi de 1998 sur l'électricité* est d'assurer que la dette de Ontario Hydro soit remboursée d'une manière prudente, et que le fardeau de cette dette soit réparti équitablement.

Les éléments clés de la réglementation qu'autorisent la *Loi de 1998 sur l'électricité* et la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, lesquelles réglementent les entreprises de notre société, comprennent les suivants :

- les décrets de transfert prononcés par la province;
- les règles du marché publiées par la SIGMÉ;
- nos permis de transport et de distribution et les codes d'activité économique connexes délivrés par la CÉO;
- nos ordonnances tarifaires de transport et de distribution rendues par la CÉO; et
- la convention d'exploitation intervenue entre notre entreprise et la SIGMÉ.

Période de transition

Le plan de restructuration de l'électricité de la province devrait être mis en place en deux temps, c'est-à-dire qu'il y aura une période de transition qui sera suivie du libre accès. La période de transition s'entend de la période qui a commencé le 1^{er} avril 1999 et qui se terminera au moment où débutera le libre accès. Le libre accès est la période qui commence à la date à laquelle les transporteurs et les distributeurs sont tenus, aux termes de leurs permis, de donner aux producteurs, aux détaillants et aux consommateurs un accès sans discrimination à leurs réseaux

de transport et de distribution en Ontario, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Le 23 avril 2001, la province a annoncé qu'elle était confiante que les conditions nécessaires pour ouvrir le marché de l'électricité à la concurrence existeraient d'ici mai 2002.

D'ici le libre accès, les abonnés continueront de payer des tarifs groupés pour l'électricité, mais certains distributeurs peuvent séparer leurs frais de distribution. Durant la période de transition précédant le libre accès, les produits groupés sont recouvrés et attribués aux sociétés remplaçantes de Ontario Hydro conformément à un projet de convention de répartition des produits devant intervenir entre notre société, la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc., la SIGMÉ, l'Office de la sécurité des installations électriques et la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. Les produits attribués à nos entreprises de transport et de distribution réglementées ont été calculés selon les ordonnances tarifaires transitoires de la CÉO, comme il a été mentionné précédemment.

En 1996, la province a instauré un gel des tarifs. Ce gel n'entraîne toutefois pas un gel correspondant de nos produits tirés du transport et de la distribution. En effet, conformément au projet de convention de répartition des produits, nos produits tirés du transport et de la distribution, établis d'après les ordonnances tarifaires transitoires de la CÉO, représenteront une proportion plus élevée du tarif groupé gelé que celle de 1996 à 1998. L'une des principales raisons de cette modification est que le prix de base servant à déterminer les produits tirés du transport et de la distribution a augmenté par suite de l'inclusion d'éléments tels que les paiements en remplacement des impôts des sociétés ainsi que l'amortissement d'un actif représentant des obligations au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi et des avantages complémentaires de retraite, communément appelées les obligations au titre des « AAPE », dont le recouvrement sur les tarifs a été approuvé.

Ce gel a été annulé lorsque, le 30 mars 2001, la province a émis des règlements aux termes de la *Loi de 1998 sur l'électricité* aux termes desquels la Société de production de l'électricité de l'Ontario Inc. a pu majorer son coût d'énergie au gros de 0,7 cents par kWh sur toute les factures énergétiques pour valoir à compter du 1^{er} juin 2001. L'entreprise de distribution de Hydro One Networks Inc. passera à ses clients cette majoration qui n'est pas liée à la distribution, en tant qu'agent de facturation, conformément à la procédure d'approbation accélérée adoptée par la CÉO.

Après le libre accès, les notes d'électricité seront dégroupées, le prix de l'électricité pourra fluctuer, et les abonnés pourront choisir leur fournisseur d'électricité. Simultanément, notre entreprise, à l'instar d'autres distributeurs, devra fournir aux autres participants du marché un accès non discriminatoire à son réseau de transport et de distribution.

Au cours de la période postérieure au libre accès, la SIGMÉ facturera à nos abonnés du transport les tarifs de transport réglementés pour le compte de notre entreprise, tandis que nous continuerons de percevoir nos tarifs de distribution réglementés auprès de nos abonnés de la distribution. Nous achèterons l'électricité requise pour rencontrer notre obligation d'approvisionnement uniforme sur le marché contrôlé par la SIGMÉ, et nous en transmettrons le coût, aux tarifs approuvés par la CÉO (plus une majoration pour couvrir les frais d'administration).

Séparation structurelle verticale

La *Loi de 1998 sur l'électricité* exige la séparation structurelle de l'entreprise de production d'électricité de Ontario Hydro de ses entreprises de transport et de distribution d'électricité et de services énergétiques. Elle nous force également à séparer nos entreprises réglementées de transport et de distribution de nos autres activités commerciales en constituant des membres du groupe pour exercer ces autres activités commerciales. Le code des relations avec les membres du groupe pour les distributeurs et les transporteurs d'électricité établit les normes de conduite régissant l'interaction des distributeurs et des transporteurs et la conclusion de leurs opérations avec les membres de leurs groupes.

Libre accès non discriminatoire

La *Loi de 1998 sur l'électricité* prévoit qu'après le début du libre accès, chaque transporteur ou distributeur doit permettre aux producteurs, aux détaillants et aux consommateurs d'accéder sans discrimination à ses systèmes de transport ou de distribution en Ontario, conformément à son permis. En termes généraux, le réseau de transport et les câbles de distribution deviennent des transporteurs publics réglementés par la CÉO avec des tarifs distincts. En outre, un distributeur doit vendre de l'électricité à chaque personne raccordée à son système de distribution et n'ayant pas choisi un fournisseur d'électricité substitut, et doit raccorder un immeuble à son système de distribution si celui-ci est situé le long des lignes du système. Ces obligations de permettre l'accès, de fournir l'électricité et d'effectuer les raccordements sont soumises à certaines exceptions et dispenses statutaires, ainsi qu'aux conditions de permis et aux codes d'activité économique.

Société indépendante de gestion du marché de l'électricité

La SIGMÉ est le coordonnateur centralisé et impartial du système d'électricité pour la direction des activités du réseau que cette dernière contrôle, ainsi que du maintien de la sécurité et de la fiabilité de l'approvisionnement en électricité. Après le début du libre accès, les prix de l'électricité seront déterminés par les forces du marché de gros de l'électricité, administré par la SIGMÉ.

Le 1^{er} avril 1999, l'actif et les activités constituant auparavant la division centrale de l'exploitation du marché de Ontario Hydro ont été transférés à la SIGMÉ. La division centrale de l'exploitation du marché de Ontario Hydro avait la responsabilité de coordonner le système d'électricité en Ontario et sert désormais de noyau pour les activités de la SIGMÉ.

La SIGMÉ dirige les activités et examine la fiabilité du réseau qu'elle contrôle (lequel englobe presque toutes nos installations de transport) et, par l'entremise de son comité indépendant de surveillance du marché, elle repère et signale toute conduite inappropriée reliée au marché, ainsi que toute inefficience du marché. La SIGMÉ recueille des renseignements auprès des intervenants du marché et leur fournit de l'information sur les besoins actuels et futurs d'électricité en Ontario, de même que sur la capacité du réseau électrique intégré de répondre à ces besoins.

La SIGMÉ possède à tout moment l'autorité entière sur l'exploitation du réseau qu'elle contrôle. En conséquence, elle décide quelles installations de production et de transport sont sollicitées et

fait office de répartiteur du réseau de transport provincial. À moins d'une dispense prévue dans la réglementation, une autorisation de la SIGMÉ est nécessaire pour une participation aux marchés de l'électricité et au réseau contrôlé par cette dernière, ou encore pour le transport d'électricité sur ceux-ci ou hors de ceux-ci ou pour la permission d'un tel transport. En outre, la SIGMÉ et tous les producteurs, transporteurs, distributeurs, courtiers, agents de commercialisation, acheteurs en gros et détaillants doivent obtenir un permis de la CÉO pour participer au marché de l'électricité en Ontario.

Après le début du libre accès, les charges d'exploitation de la SIGMÉ seront recouvrées grâce aux frais, approuvés par la CÉO, que la SIGMÉ exigera des intervenants du marché.

Le 1^{er} avril 1999, le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie a émis et transmis à la SIGMÉ, à des fins de publication, un ensemble initial de règles régissant le réseau contrôlé par cette dernière, et établissant et régissant les marchés de l'électricité et des services accessoires devant être contrôlés par celle-ci (les *règles du marché*). Le même jour, le ministre a demandé à la SIGMÉ de développer et de préciser son premier volet de règles du marché à la lumière de ses objectifs, des buts de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, des préoccupations relatives au pouvoir sur le marché, des entretiens et directives de la CÉO concernant la structure tarifaire de transport, tel qu'il est indiqué dans l'ordonnance tarifaire transitoire de transport de notre entreprise de transport, et de certaines des recommandations du Comité d'établissement des règles du marché. Nous sommes représentés au sein du conseil d'administration de la SIGMÉ et de son comité technique responsable d'élaborer plus à fond ces règles du marché. Le ministre a également proposé qu'un règlement adopté en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité* transférant le pouvoir décisionnel relatif à la réglementation du marché, du ministre à la SIGMÉ, soit édicté avant le début du libre accès. Avant cette date, la SIGMÉ a la directive d'élaborer un plan de mise en œuvre pour les règles du marché, prévoyant des rapports périodiques au ministre et des processus permettant à celui-ci d'examiner les règles et d'y apporter des changements subséquents. Le 21 février 2001, le ministre a édicté les règles transitoires du marché requises pour que le marché soit en vigueur au moment du libre accès.

Permis de transport

La CÉO a délivré, et le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie a approuvé, notre permis de transport transitoire pour valoir à compter du 1^{er} avril 1999. Le 28 mars 2001, la CÉO a prolongé unilatéralement nos permis de transport transitoires jusqu'au 31 mars 2003. Ce permis nous permet de posséder et d'exploiter notre système de transport, sous réserve des conditions du permis, dont les principales sont présentées ci-dessous :

- *Durée, modifications, suspension ou révocation* — Le permis vaut à compter du 1^{er} avril 1999 et devait prendre fin le 31 mars 2001, mais la CÉO en a prolongé unilatéralement la durée jusqu'au 31 mars 2003.. Le permis pourra être modifié par la CÉO à la demande de toute personne, ou par la CÉO d'une manière unilatérale, si celle-ci juge la modification nécessaire pour mettre en œuvre une directive ministérielle, ou parce qu'une telle mesure est dans l'intérêt public à la lumière des objectifs de la CÉO et des buts de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Le permis pourra être suspendu ou révoqué conformément à cette loi si la CÉO est d'avis que nous contrevenons à une loi applicable ou à notre permis, ou encore si

nous avons été négligents ou avons fait des déclarations frauduleuses dans l'exercice de notre entreprise de transport.

- *Communication de l'information* — Nous devons fournir à la CÉO certains renseignements concernant notre entreprise de transport et les autres renseignements que celle-ci peut exiger pour superviser l'observation des conditions du permis, des codes d'activité économique ou de toute autre exigence de la législation ou de la réglementation.
- *Obligation de conclure une convention avec la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité* — Nous devons conclure une convention d'exploitation avec la SIGMÉ prévoyant la direction, par celle-ci, de l'exploitation de notre système de transport.
- *Accès non discriminatoire* — Si un producteur, un distributeur, un détaillant, un fournisseur de gros, un acheteur de gros ou un abonné nous demande de transporter de l'électricité sur notre système de transport, nous devons, sous réserve des contraintes de la capacité, offrir de transporter l'électricité pour le compte du demandeur, d'une manière compatible avec les règles du marché et le code du système de transport.
- *Obligation de raccordement* — Nous ne pourrions refuser une offre de raccordement à notre système de transport qui a été faite conformément aux modalités de notre ordonnance tarifaire de transport, aux règles du marché et au code du système de transport, à moins d'y être autorisés par la CÉO, la législation ou les codes, normes ou règles que nous devons respecter à titre de condition de notre permis.
- *Obligation de respecter les codes et règles* — Nous devons respecter les règles du marché, le code du système de transport et le code des relations avec les membres du groupe pour les distributeurs et les transporteurs d'électricité, et devons maintenir notre système de transport en fonction des normes établies dans notre convention avec la SIGMÉ, les règles du marché et toute autre norme d'exploitation ou de planification reconnue du secteur que la CÉO a précisée.
- *Séparation de l'activité commerciale* — Notre filiale qui détient notre permis de transport et exploite notre entreprise de transport devra assurer la séparation organisationnelle, structurelle et financière de ses entreprises de transport et de distribution de toutes ses autres entreprises, tel que l'exige la CÉO, ou tel que le prévoit le code des relations avec les membres du groupe pour les distributeurs et les transporteurs d'électricité.
- *Tarifs de transport* — Nous ne pourrions exiger des frais de transport d'électricité ou de raccordement à notre système de transport, sauf conformément à notre ordonnance tarifaire de transport.

- *Expansion du système de transport* — Nous ne pourrions élargir ou renforcer notre système de transport, sauf conformément aux normes établies dans le code des systèmes de transport, et certaines expansions seront assujetties à l'approbation de la CÉO. Celle-ci pourra nous demander d'élargir ou de renforcer notre système de transport si elle détermine que la sécurité, la fiabilité ou l'intégrité du système est menacée.
- *Expansion d'interconnexion* — Sous réserve de l'obtention de toutes les approbations nécessaires des autorités de réglementation, nous devons nous efforcer d'augmenter de quelque 2 000 MW notre capacité d'interconnexion avec les territoires avoisinants dans les 36 mois suivant le commencement du libre accès. Nous avons obtenu l'approbation requise de la CÉO pour la construction d'une interconnexion supplémentaire avec Hydro Québec. Ce projet nous permettrait de satisfaire une partie de cet engagement en augmentant de 1 250 MW notre capacité d'interconnexion. Toutefois, pour respecter une condition de cette approbation, il nous faudrait construire un modèle de tour différent de celui qui avait été approuvé antérieurement par le ministre de l'Environnement. Ce conflit de compétence a été porté devant les tribunaux, mais nous prévoyons être en mesure de satisfaire dans les délais prévus aux exigences de notre permis de transport.
- *Disposition d'actif* — Nous ne pouvons vendre, louer ou aliéner autrement notre système de transport, ni dans son ensemble, ni en partie, sans obtenir auparavant l'approbation de la CÉO.

Permis de distribution

La CÉO nous a délivré et, le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie a approuvé, des permis de distribution transitoires d'une durée initiale de deux ans se terminant le 31 mars 2001, sous réserve d'une prolongation de la durée accordée unilatéralement par la CÉO. Le 28 février 2001, la CÉO a prolongé unilatéralement nos permis de distribution transitoires jusqu'au 31 mars 2003.

Ces permis de distribution transitoires ont été délivrés à deux de nos filiales et contiennent les mêmes conditions et modalités, bien que sur des aires de service différentes. Ces permis nous autorisent à posséder et à exploiter notre système de distribution dans le territoire antérieur de desserte au détail de Ontario Hydro, sous réserve des conditions des permis. Les modalités et conditions de nos permis de distribution transitoires sont similaires à celles de notre permis de transport transitoires décrites ci-dessus, sauf que les permis de distribution :

- visent l'entreprise de distribution, plutôt que l'entreprise de transport, l'ordonnance tarifaire de distribution, plutôt que l'ordonnance tarifaire de transport, et le code de distribution, plutôt que le code du système de transport;
- obligent l'entreprise de distribution à tenir des registres financiers distincts de ceux de l'entreprise de transport;

- créent une obligation d'exiger des tarifs qui respectent une ordonnance de la CÉO et qui sont conformes aux méthodes et techniques imposées par le manuel des tarifs de distribution, le code du réseau de distribution, le code du service d'approvisionnement uniforme, le code de mesure au détail, le code des règlements au détail, et le code des relations entre les membres du groupe pour les distributeurs et transporteurs d'électricité;
- prescrivent la façon dont nous devons transmettre les rabais aux abonnés; et
- imposent l'obligation, à notre entreprise de distribution, de raccorder un immeuble à notre système de distribution dans les circonstances prescrites, et de vendre l'électricité ou d'assurer son approvisionnement à chaque personne raccordée à notre système de distribution, conformément à nos ordonnances tarifaires de distribution et au code du service d'approvisionnement uniforme, de même que de vendre l'électricité aux consommateurs d'une manière compatible avec les modalités et conditions de ces effets.

Permis de vente au détail

La CÉO a délivré un permis de détaillant d'électricité à notre filiale de détail concurrentielle, soit Ontario Hydro Energy Inc. Ce permis, qui vaut à compter du 10 mai 2000, nous permet de vendre de l'électricité au détail aux petits et aux gros consommateurs en Ontario, selon la définition donnée par la CÉO, sous réserve des conditions du permis, dont les principales sont présentées ci-dessous :

- *Durée, modifications, suspension ou révocation* - Le permis vaut à compter 10 mai 2000 et prend fin le 9 mai 2005, bien que la CÉO puisse prolonger cette durée de façon unilatérale. Le permis peut être modifié, suspendu ou révoqué dans les mêmes circonstances que nos permis de transport et de distributions.
- *Communication de l'information* - Nous devons fournir à la CÉO certains renseignements concernant notre entreprise de détail et les autres renseignements que CÉO peut exiger pour superviser l'observation des conditions du permis, des codes d'activité économique ou de toute autre exigence de la législation ou de la réglementation.
- *Obligation de respecter les codes et règles* — Nous devons respecter les dispositions du code de conduite des détaillants d'électricité, du code des règlements au détail, du code de mesure au détail, ainsi que les règles du marché et les directives de la CÉO en matière de communication de l'information.

Codes de l'industrie

La CÉO a approuvé le code des relations avec les membres du groupe pour les distributeurs et transporteurs d'électricité, le code du service d'approvisionnement uniforme, le code du système de distribution, le code du système de transport, le code des règlements au détail et le code de conduite des détaillants d'électricité. Ces codes prescriront les normes de conduite et les normes de service minimums pour les transporteurs, les distributeurs et les détaillants sur le marché

concurrentiel de l'électricité. L'observation de ces codes constituera une condition de chaque permis.

Le code des relations avec les membres du groupe pour les transporteurs et distributeurs d'électricité a été publié le 1^{er} avril 1999 et a pris effet le 1^{er} octobre 1999. Ce code établit les normes et conditions d'interaction entre les distributeurs ou transporteurs d'électricité et les sociétés membres de leur groupe. Dans ce code, un transporteur ou distributeur d'électricité est appelé un *service public*. La société par l'intermédiaire de laquelle nous transportons et distribuons l'électricité est un des services publics assujettis à ce code. Parmi ses principaux objectifs, le code vise à minimiser la possibilité, pour un service public, de contre-subventionner des activités concurrentielles ou non monopolistiques.

Le code prescrit les normes de conduite suivantes pour un service public :

- *Degré de séparation* — Le service public doit assurer la séparation des opérations comptables et financières de celles de toutes les sociétés membres de son groupe et doit tenir des livres et registres comptables et financiers distincts. Le service public doit faire l'objet d'une distinction matérielle de toute société de son groupe qui fournit de l'électricité et exerce des activités reliées au gaz. Le service public doit garantir qu'au moins un tiers de son conseil d'administration est indépendant de toute société membre de son groupe.
- *Partage des services et des ressources* — Lorsqu'un service public partage des services ou des ressources avec un membre de son groupe, il doit le faire conformément à une convention de services approuvée par le CÉO. Lorsqu'un service public partage des services d'information avec une société membre de son groupe, tous les renseignements confidentiels du service public doivent être protégés pour que la société membre du groupe n'y ait pas accès. Certaines règles régissent également le partage des membres de son personnel avec une société membre de son groupe.
- *Prix de transfert* — Lorsqu'un service public fournit un service ou un produit à un membre de son groupe, le service public doit le fournir à un prix égal à la juste valeur marchande de ce service ou produit ou, lorsque la juste valeur marchande n'est pas disponible, alors à un prix relié au coût qui reflète les coûts de la production du service ou du produit, y compris un rendement du capital investi. Lorsqu'un service public vend un bien à un membre de son groupe, il doit le faire à un prix qui ne peut être inférieur à la valeur comptable nette de ce bien.
- *Opérations financières avec un membre du groupe* — Un service public peut consentir des prêts à un membre de son groupe, garantir sa dette ou investir dans ses titres selon des modalités qui ne sont pas plus favorables que celles du marché, pourvu que le montant du support ou du placement pour l'ensemble des opérations avec les membres du groupe ne soit pas supérieur à 25 % du total des capitaux propres du service public.

- *Accès égal aux services* — Le service public ne peut fournir un accès préférentiel aux membres de son groupe, endosser ou soutenir des activités de commercialisation d'un membre de son groupe, ni transférer un abonné à un membre de son groupe, sans obtenir le consentement écrit de l'abonné. Un service public doit prendre toutes les mesures raisonnables pour s'assurer qu'un membre de son groupe n'utilise pas la dénomination du service public, ni son logo ou toute autre caractéristique qui le distingue, de façon à induire les abonnés en erreur quant à l'identité du service public et du membre de son groupe.
- *Confidentialité des renseignements* — Sous réserve de certaines exceptions limitées, un service public ne peut divulguer à un membre de son groupe des renseignements confidentiels relatifs à un abonné, à un détaillant ou à un producteur sans le consentement de cette personne.

Nous avons entrepris les mesures nécessaires pour respecter les exigences de ce code. Toutefois, en raison des problèmes logistiques posés par la séparation des sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro, nous n'avons pas été en mesure de respecter toutes les dispositions de ce code au 1^{er} octobre 1999. En conséquence, nous avons donc demandé les dispenses temporaires nécessaires de l'application du code, que la CÉO a accordées. Nous prévoyons respecter intégralement ce code dans les délais impartis par les dispenses. Au cours de l'automne 2000, nous avons également informé la CÉO que, bien que nous pouvons du point de vue organisationnel scinder les fonctions d'entreprise concurrentielle de celles d'entreprise de services publics en 2001, nous nécessitons un délai avant qu'Ontario One Networks Inc. puisse gérer ses relations avec les nouvelles filiales afin de respecter intégralement les dispositions réglementaires. En conséquence, les nouvelles filiales continueront d'être gérées selon le régime réglementaire en vigueur en 2001 et en 2002, visant à respecter intégralement le code d'ici janvier 2003.

Le code du service d'approvisionnement uniforme a été finalisé et approuvé par la CÉO le 13 décembre 1999 pour valoir au début du libre accès. Ce code régit la conduite des distributeurs dans leur prestation du service d'approvisionnement uniforme conformément à la *Loi de 1998 sur l'électricité*, ainsi que les modalités du permis de distribution délivré en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*.

Aux termes du code de service d'approvisionnement uniforme, les tarifs du distributeur pour le service d'approvisionnement uniforme seront autorisés et fixés par la CÉO et seront constitués du prix de l'électricité et de frais administratifs qui permettront au distributeur de recouvrer ses coûts de prestation du service. En ce qui a trait à la tarification de l'énergie électrique, le code prévoit une distinction entre les abonnés à faible volume et les résidences abonnées dont la demande de pointe est de 50 kW ou moins, et les gros abonnés dont la demande de pointe excède 50 kW. Le prix de l'énergie électrique fournie aux abonnés à faible volume et aux résidences abonnées dans le cadre du service d'approvisionnement uniforme sera un prix fixe établi selon les modalités prescrites par la CÉO. Le prix de l'énergie électrique fournie aux consommateurs à grand volume dans le cadre du service d'approvisionnement uniforme correspondra au prix horaire moyen pondéré du marché au comptant pour l'électricité pendant la période au cours de laquelle le consommateur est facturé, après une pondération tenant compte de la consommation horaire du

service d'approvisionnement uniforme, calculée à l'aide d'un compteur ou d'une méthodologie de profils de charge approuvée par la CÉO.

En ce qui concerne l'achat d'électricité pour le service d'approvisionnement uniforme, le code prévoit qu'un distributeur choisissant de s'acquitter directement de son obligation au titre du service d'approvisionnement uniforme achètera directement l'électricité sur le marché au comptant géré par la SIGMÉ. Les distributeurs qui choisissent de s'acquitter de leur obligation au titre de l'approvisionnement uniforme par l'entremise d'un tiers devront s'assurer que leurs contrats avec ces fournisseurs respectent toutes les conditions établies par la CÉO. Les distributeurs doivent également prendre toutes les mesures raisonnables pour s'assurer que le tiers prestataire est en mesure de répondre à ses obligations de distributeur de fournir un service d'approvisionnement uniforme ainsi qu'aux obligations de prudence et autres conditions spécifiées par la CÉO et le distributeur. Le code du service d'approvisionnement uniforme impose également des restrictions sur l'aptitude des tiers prestataires du service d'approvisionnement uniforme à vendre au détail de l'électricité aux abonnés et à la commercialiser auprès de ceux-ci dans le territoire accordé à un distributeur.

Le code du système de distribution définit les conditions minimales qu'un distributeur doit remplir pour s'acquitter de ses obligations de distribution d'électricité conformément aux dispositions de son permis et de la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie*. Exception faite des dispositions relatives aux connexions et aux expansions et des responsabilités imposées aux producteurs, le code du système de distribution entre en vigueur après le début du libre accès.

Le code du système de transport définit :

- les conditions minimales qu'un transporteur doit respecter en ce qui a trait à la conception, à la construction, à la gestion et à l'exploitation de son système de transport;
- les exigences, les normes et les modalités relatives à l'obligation incombant au transporteur d'offrir de raccorder les clients au système de transport et de continuer d'exercer ses activités conformément à son permis de transport;
- les exigences, les normes et les modalités relatives à l'obligation du client d'être raccordé au système de transport et de le demeurer;
- l'étendue, les principes et les critères de l'évaluation économique de nouvelles connexions et de nouvelles expansions de transport;
- les normes minimales pour tout le matériel raccordé au système de transport;
- les normes minimales en matière de contrôle, d'exploitation et d'entretien; et
- les modalités standard de la convention de connexion.

Les conditions du code du système de transport s'appliquent à toutes les opérations et interactions entre un transporteur et la totalité des distributeurs, des producteurs et des

consommateurs d'électricité raccordés au système de transport. Le code entre en vigueur après le début du libre accès.

Le code des règlements au détail prévoit les obligations d'un distributeur quant à ses liens avec les autres participants du marché au détail ainsi que son rôle en tant qu'administrateur des règlements sur le marché au détail. Le code vise à assurer que les distributeurs ne réaliseront pas de profit et ne subiront pas de perte à l'occasion de leurs activités d'administrateurs des règlements sur le marché au détail. En particulier, les SMÉ desservis par notre réseau de distribution pourraient devenir nos clients, plutôt que ceux des participants du marché au gros, dont les opérations sont réglées par la SIGMÉ. Si c'est le cas, nous devons majorer notre fonds de roulement pour pallier aux comptes débiteurs, à l'augmentation des frais de préparation relatifs à l'accès au marché et à l'augmentation des coûts permanents. Dans ces circonstances, nous nous attendons à récupérer ces coûts au moyen de notre ordonnance tarifaire de distribution. Nous collaborons étroitement avec la province et la CÉO pour assurer le respect du code lors du libre accès.

Ordonnances tarifaires de la Commission de l'énergie de l'Ontario

La CÉO est autorisée à approuver ou à fixer des tarifs justes et raisonnables pour le transport et la distribution d'électricité et pour la vente au détail d'électricité, destinés à respecter l'obligation d'approvisionnement statutaire d'un distributeur.

La CÉO a approuvé les revenus nécessaires pour nos entreprises de transport et de distribution pour 1999 et 2000, et ces revenus nécessaires sont conçus pour permettre à ces entreprises de recouvrer leurs coûts d'exploitation permis ou autorisés et de gagner en 1999 et en 2000 un taux de rendement annuel de 9,35 % et de 9,88 %, respectivement, de l'avoir moyen des porteurs d'actions ordinaires au montant approximatif de 2,9 milliards de dollars durant ces années, réputé attribué à ces entreprises réglementées aux fins de la réglementation. Aux fins de la détermination des revenus nécessaires, la CÉO a approuvé pour nos entreprises réglementées une structure du capital constituée de titres de créance à 60 %, d'actions privilégiées à 4 % et d'actions ordinaires à 36 %, ainsi qu'un taux de dividende de 5,5 % sur les actions privilégiées.

L'ordonnance tarifaire transitoire pour notre entreprise de transport approuvait des revenus nécessaires annuels de 1,2 milliard de dollars pour chacune des années 1999 et 2000. En déterminant ces revenus nécessaires, la CÉO a approuvé une base tarifaire de services publics de 5,6 milliards de dollars pour 1999 et de 5,7 milliards de dollars pour 2000, des coûts et charges nets de 560 millions de dollars pour 1999 et de 549 millions de dollars pour 2000 et des impôts admissibles à payer sur le revenu au montant de 137 millions de dollars pour 1999 et de 139 millions de dollars pour 2000.

L'expression *base tarifaire de services publics* vise un placement dans des activités réglementées (constituées de 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 CÉO utilise la base tarifaire de services publics pour déterminer la structure du capital approuvée pour nos entreprises réglementées afin d'établir nos frais financiers et notre rendement de l'avoir en actions ordinaires, autorisés pour ces entreprises.

Notre ordonnance tarifaire transitoire de distribution approuvait des revenus nécessaires annuels pour notre entreprise de distribution, à l'exclusion des revenus nécessaires pour la distribution dans les localités éloignées, de 657 millions de dollars en 1999 et de 611 millions de dollars en 2000. Les revenus annuels nécessaires additionnels qui ont été approuvés aux fins de la distribution dans les localités éloignées sont de 27 millions de dollars en 1999 et de 30 millions de dollars en 2000. En établissant ces revenus nécessaires, la CÉO a approuvé une base tarifaire de services publics d'environ 2,5 milliards de dollars pour 1999 et de quelque 2,4 milliards de dollars pour 2000, des coûts et charges nets de 368 millions de dollars pour 1999 et de 324 millions de dollars pour 2000 et des impôts admissibles à payer sur les services publics au montant de 85 millions de dollars pour 1999 et de 78 millions de dollars pour 2000. Cette ordonnance tarifaire transitoire approuve en outre nos tarifs de distribution inclus dans nos tarifs groupés antérieurs.

Du commencement du libre accès jusqu'à la fin de 2003, la CÉO mettra en place une réglementation axée sur le rendement pour le secteur de distribution d'électricité qui est définie dans le manuel de tarification de la distribution d'électricité dont il est question plus loin. Le respect du manuel est une condition inhérente au permis de distribution.

Structure tarifaire et répartition des coûts de transport

Dans son ordonnance tarifaire, la CÉO nous a demandé de déposer une proposition globale de répartition des coûts et de structure tarifaire de transport devant entrer en vigueur après le début du libre accès. Nous avons déposé notre proposition de répartition des coûts et de structure tarifaire de transport auprès de la CÉO le 1^{er} octobre 1999. Cette dernière a tenu une audience publique sur notre proposition au cours du premier trimestre de 2000 et rendu une décision le 26 mai 2000.

Dans sa décision, la CÉO approuve la nouvelle structure de tarifs dégroupés en vertu de laquelle notre entreprise devrait être en mesure de recouvrer, après l'ouverture du marché de l'électricité en Ontario, les revenus nécessaires déjà approuvés en matière de transport. Jusqu'au libre accès, nos revenus nécessaires en matière de transport sont obtenus au moyen de nos tarifs groupés existants. Les nouveaux tarifs pourront être appliqués au moment du libre accès.

L'audience publique tenue par la CÉO sur notre proposition de répartition des coûts et de structure tarifaire de transport a porté sur les questions suivantes : la méthodologie de répartition des coûts; la définition d'un groupement de raccordement des lignes; le rachat de connexions existantes par des clients; la définition d'un abonné du transport; la mise en application d'une facturation en fonction de la charge nette ou en fonction de la charge brute pour l'utilisation du réseau, le raccordement des lignes et le raccordement de transformation, ainsi que les exceptions relatives à la mise en application d'une facturation en fonction de la charge brute et aux services de raccordement; les éléments déterminant de la charge; le traitement des producteurs intégrés existants; le traitement des nouvelles bornes côté charge; le coût des connexions et des réseaux pour les producteurs; les demandes de traitement spécial et les opérations d'exportation et de transit. La façon dont certaines de ces questions ont été traitées dans la décision de CÉO est examinée ci-après.

Sur la question de la méthodologie de répartition des coûts, la CÉO a approuvé notre proposition de méthodologie de répartition des coûts axée sur le groupement aux termes de laquelle nos éléments d'actif de transport et les coûts qui y rapportent seraient cédés à trois groupements d'éléments d'actif et les produits d'exploitation associés à chaque groupement seraient perçus auprès des abonnés sur le fondement de taux uniformes élaborés pour chaque groupement. Plus particulièrement, la répartition et le recouvrement des coûts associés à la prestation des services de transport seront effectués à l'aide des trois groupements suivants d'éléments d'actif, qui sont distingués selon leurs fonctions :

- *Réseau* — le réseau de transport fait partie intégrante de notre système de transport à haute tension que partagent tous les utilisateurs et qui comprend toutes les installations à 500 kV, ainsi que les installations à 230 kV et à 115 kV qui peuvent être classées comme des biens d'usage commun;
- *Raccordement des lignes* — les installations de raccordement sont les pièces périphériques de notre système de transport à haute tension qui sont particulièrement utilisées pour le service d'un abonné ou d'un producteur unique ou encore d'un groupe d'abonnés ou de producteurs. Les installations de raccordement des lignes de transport sont les lignes périphériques de transport à haute tension raccordant le transformateur au réseau; et
- *Raccordement de transformation* — le groupement des raccordement de transformation est constitué des installations de transformation à haute tension qui diminuent les tensions des niveaux de transport aux niveaux de distribution pour les abonnés à l'approvisionnement.

Sur la question de la facturation en fonction de la charge nette ou en fonction de la charge brute, communément appelée la question de la dérivation, la CÉO a tranché en faveur de la facturation en fonction de la charge nette pour les services de réseau, et en faveur de la facturation en fonction de la charge brute pour les services de raccordement des lignes et pour les services de raccordement de transformation.

Sur la question des éléments déterminants de la charge, la CÉO a décidé que les services de raccordement seraient facturés au \$/kW de la demande de pointe mensuelle non simultanée par point de livraison. La demande de pointe non simultanée s'entend de la demande de pointe au point de livraison de l'abonné du transport, peu importe le moment où elle se produit, et elle n'est pas reliée au moment de la pointe du système ni au moment de la journée. Les services du réseau seraient facturés au \$/kW pour la demande de l'abonné correspondant au montant le plus élevé entre la demande de pointe mensuelle simultanée de ce dernier et 85 % de la demande de pointe de l'abonné durant la période de pointe, soit de 7 h à 19 h les jours ouvrables de semaine. Le point de facturation du service de transport serait :

- les sociétés de distribution raccordées au réseau de transmission;
- la limite lorsqu'une société de distribution intègre une autre société de distribution; et

- l'emplacement du compteur tel qu'il est utilisé aux termes de notre structure tarifaire actuelle pour les abonnés directs.

La CÉO a également décidé que les frais de transport pour chaque abonné de ce service seraient déterminés en fonction du point de livraison, c'est-à-dire le point de raccordement de l'abonné au réseau de transport. Pour les abonnés du transport qui sont intégrés dans les sociétés de distribution, le calcul des frais de transport comporterait des rajustements pour les pertes de distribution, ainsi que des rajustements pour le calcul des frais de transport applicables à ces abonnés.

Un abonné qui fournit lui-même toutes ses installations de raccordement de lignes ou de transformation ne contribuerait pas au(x) groupement(s) de raccordement correspondant(s). À plus long terme, les investissements dans les nouveaux raccordements devraient être effectués sur une base concurrentielle et commerciale devant être déterminées en fonction des besoins des bénéficiaires.

La CÉO a accepté notre proposition de considérer les opérations d'exportation et de transit comme des frais fixes devant être compris dans les frais relatifs au réseau de transport dont il sera tenu compte dans le processus de règlement de la SIGMÉ.

Le 15 janvier 2001, la CÉO a fait connaître nos tarifs de transport approuvés devant entrer en vigueur avec le libre accès. Ces tarifs seront en vigueur jusqu'à ce que la CÉO exécute une nouvelle étude sur nos tarifs et délivre une nouvelle ordonnance. Ces tarifs sont fondés sur nos besoins quant aux produits tirés du transport réglementé pour l'exercice 2000. Lorsque le libre accès sera en vigueur, ces besoins seront comblés par trois catégories de frais fondés sur l'alimentation des abonnés : les frais d'utilisation du réseau, les frais de raccordement des lignes et les frais de raccordement de transformation. De plus, des frais d'exportation de un dollar par MWh seront perçus pour le transport de l'électricité exportée d'Ontario.

Manuel de tarification de la distribution

La CÉO a publié un manuel de tarification de la distribution de l'électricité élaborant le cadre de réglementation que cet organisme utilisera pour administrer les tarifs de distribution d'électricité en Ontario. Le manuel renferme des principes, des politiques et des procédures en matière de tarification qui doivent servir à l'établissement des tarifs non dégroupés initiaux avant le libre accès et au rajustement subséquent des tarifs pour 2002 et 2003 dans un cadre de réglementation axé sur le rendement.

En raison de l'ouverture du marché, les frais de distribution actuels doivent être séparés des frais de marchandise (comme, par exemple, le coût de l'énergie) et des autres frais d'électricité non concurrentiels (comme, par exemple, les frais de transport). Le manuel fixe la procédure pour l'établissement des tarifs dégroupés de distribution pour 2001 en fonction des tarifs réels pour 1999 et des résultats d'exploitation du distributeur pour cette même année. Le manuel détaille également une procédure pour déterminer les redressements des niveaux tarifaires qui seront autorisés pour les distributeurs qui choisissent d'augmenter leurs rendements de l'avoir en actions ordinaires jusqu'à un taux de rendement axé sur le marché.

Le manuel prévoit la méthode par laquelle chaque distributeur :

- établira la base tarifaire en fonction de l'actif corporel net à la fin de l'exercice 1999 pour les immobilisations concernant le « filage uniquement » et une allocation pour le fonds de roulement;
- établira une structure du capital et coût de la dette réputés exister pour les services publics de distribution en fonction de l'importance de la base tarifaire;
- calculera les besoins en revenus rajustés en fonction du marché pour 2001.

Le manuel reconnaît que ces rajustements ont des répercussions importantes sur les tarifs et oblige le distributeur à expliquer aux abonnés le changement tarifaire proposé. Le manuel permet également au distributeur d'établir des comptes de report pour mitiger les répercussions sur les tarifs.

Pour la période postérieure à 2001, le manuel précise un mécanisme de réglementation axée sur le rendement pour le rajustement annuel des tarifs du distributeur pour refléter l'effet combiné :

- des changements annuels dans les coûts, déterminés par la CÉO d'après les changements dans les coûts du capital, de la main-d'œuvre et des matériaux par rapport à l'année précédente;
- une amélioration de la productivité annuelle de 1,5 %; et
- les rajustements nécessaires destinés à tenir compte des événements extraordinaires ou à permettre le recouvrement des coûts de transition reportés et/ou des rendements reportés.

Afin que la qualité du service ne régresse pas, la réglementation prévoit des cibles de qualité et de fiabilité du service pour les distributeurs. Dans le cadre du processus d'établissement des tarifs, les distributeurs devront attester à la CÉO qu'ils ont atteint les cibles prescrites.

Le 1^{er} mai 2000, nous avons soumis à la CÉO une demande de tarification de distribution pour une période ne dépassant pas 24 mois à compter de la date du début du libre accès, conformément aux dispositions du manuel.

Le 7 juin 2000, par voie d'une directive donnée en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie a demandé à la CÉO de donner la primauté à son objectif de protection des intérêts des consommateurs en ce qui a trait aux prix ainsi qu'à la fiabilité et à la qualité des services lorsqu'elle approuve des tarifs de distribution d'électricité soumis par les entreprises de services publics d'électricité de l'Ontario. La CÉO a tenu une audience sur la directive du ministre et a rendu une décision à l'égard de cette directive le 29 septembre 2000. En vertu de cette décision, les distributeurs pourront obtenir des rendements fondés sur le marché, mais leurs revenus nécessaires devront être répartis uniformément sur une période de trois ans afin d'atténuer les répercussions pour les consommateurs. Les distributeurs ne pourront recouvrer ni manque à gagner ni bénéfice imputable à l'obtention graduelle de rendements fondés sur le marché. Toutefois, durant la période de

transition, les distributeurs seront autorisés à conserver les bénéfices additionnels attribuables à des hausses de productivité. Dans sa décision, la CÉO mentionne qu'elle entreprendra une étude visant à déterminer les échéances et les mécanismes appropriés pour le recouvrement des frais de reconception, mais que, pour le moment, elle ne permettait pas qu'il soit tenu compte du recouvrement de ces frais dans l'établissement des tarifs initiaux. Tous les distributeurs d'électricité ont été tenus de déposer ou de redéposer leurs demandes de tarifs dégroupés.

Conformément à la décision rendue par la CÉO, le 19 janvier 2001 nous avons soumis à cette dernière une demande de tarification de distribution modifiée. En vertu de cette demande modifiée, nous demandons que le tarif en vigueur au commencement du libre accès soit de 21 % moins élevé que celui qui avait été demandé dans la demande de tarif de distribution soumise initialement par Hydro One en mai 2000. L'incidence pour un exercice complet des produits tirés de la distribution en 2001 dépendra de la date de l'ouverture du marché, mais elle sera vraisemblablement bien inférieure à 21 %. Pour 2002 et 2003, les produits tirés de la distribution seront respectivement de 15 % et de 9 % moins élevés que ceux qui avaient été prévus dans la demande présentée initialement en mai 2000. À notre avis, notre demande modifiée de tarifs de distribution permettra à nos clients de mieux gérer le total de leurs coûts d'électricité pendant la période initiale suivant l'entrée en vigueur du libre accès. Au cours de la période subséquente, nous prévoyons soumettre une proposition de tarif tenant compte de nos besoins courants en matière de produits et de programmes, y compris des montants qui ne sont pas intégralement recouvrés en vertu de notre demande de tarif actuelle.

Protection de la tarification en régions rurales et éloignées

La province a adopté en 1982 le programme d'assistance à la tarification en régions rurales pour assurer que la note d'électricité des abonnés résidentiels de Ontario Hydro à longueur d'année ne dépasse pas de plus de 15 % la note moyenne des abonnés d'électricité des services municipaux d'électricité pour un abonné résidentiel qui utilise chaque mois 1 000 kWh. Le coût de ce programme était couvert par une subvention exigée de tous les abonnés de Ontario Hydro, constitués de SMÉ, ainsi que des abonnés industriels et ruraux directs. Cette subvention compensait le coût plus élevé du service aux abonnés ruraux en comparaison des abonnés des services municipaux d'électricité. Le programme d'assistance à la tarification en régions rurales a été abrogé le 1^{er} avril 1999 et remplacé par le régime décrit ci-dessous, autorisé en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*.

En approuvant les tarifs d'électricité pour un distributeur livrant l'électricité à des abonnés ruraux ou éloignés, la CÉO doit prévoir une protection des tarifs, conformément aux règles prescrites par la réglementation, 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. La CÉO doit calculer le montant de la réduction tarifaire pour de tels abonnés qui occupent des locaux résidentiels en régions rurales, pour que ses prévisions soient telles que la note rurale moyenne pondérée ne dépasse pas de plus de 15 % la note moyenne municipale pondérée. Nos abonnés éloignés reçoivent aussi une protection, de sorte que les tarifs qui leur sont facturés ne sont pas plus élevés que ceux demandés à la catégorie comparable de la plus faible densité de nos abonnés ruraux. Conformément à la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, un distributeur a le droit d'être dédommagé pour la perte de revenus résultant du régime de protection tarifaire, et tous les abonnés doivent contribuer au montant du

dédommagement des distributeurs, comme notre société, pour la protection tarifaire. Notre ordonnance tarifaire transitoire de distribution approuve le maintien des tarifs subventionnés existants pour les abonnés en régions éloignées et rurales.

Établissement des règles du marché de gros

Les règles du marché de gros aborderont, notamment, les questions suivantes :

- qui est autorisé à participer au marché et à quelles conditions;
- qu'est-ce que les intervenants sont autorisés à faire et qu'est-ce qui leur est interdit; et comment ils font leurs soumissions et leurs offres;
- quels sont les types de produits qui existent;
- comment les prix sont-ils déterminés;
- comment les notes d'électricité sont-elles calculées et réglées; et
- comment les renseignements sont-ils communiqués et utilisés.

Aux termes des règles du marché, les catégories de personnes suivantes pourront demander l'autorisation de participer au marché administré par la SIGMÉ :

- les producteurs;
- les distributeurs;
- les vendeurs de gros;
- les consommateurs de gros;
- les détaillants;
- les transporteurs, et
- les participants aux marchés des capitaux.

Les intervenants devront respecter et maintenir des exigences en matière de prudence et des exigences techniques pour participer au marché de gros.

D'après les règles du marché, le marché de l'électricité de gros en Ontario aura une structure hybride. Les intervenants du marché pourront acheter et vendre de l'électricité sur la bourse de l'électricité ou le marché du comptant exploité par la SIGMÉ. Par ailleurs, ils pourront conclure des contrats les uns avec les autres pour l'achat et la vente d'électricité, au moyen de contrats appelés *contrats matériels bilatéraux*, qui sont des contrats financiers. Les participants seront encore tenus de soumettre des soumissions et des offres à la SIGMÉ.

Les offres d'énergie de la part des producteurs en Ontario et ailleurs et les soumissions d'énergie de la part des utilisateurs seront fournies par la SIGMÉ au moins quatre heures d'avance. Ce délai permettra à cette dernière de classer les producteurs par ordre de priorité, depuis les moins chers jusqu'aux plus coûteux pour chaque période de cinq minutes de l'heure de répartition, et de déterminer le prix d'équilibre du marché ou le prix du marché du comptant pour cette période. Avec certaines restrictions, les offres peuvent être révisées jusqu'à deux heures avant l'heure de répartition. Ce prix reflétera en grande partie l'offre du dernier producteur acceptée par la SIGMÉ pour répondre à la demande pour ces cinq minutes.

Lorsque les opérations que les intervenants du marché veulent effectuer excèdent les limites du réseau de transport, un engorgement se produit. Un tel engorgement obligera la SIGMÉ à rajuster le débit des producteurs en le diminuant dans une région pour libérer les contraintes, et en l'augmentant dans une autre région pour continuer de répondre à la demande des abonnés. Lorsque l'engorgement survient sur une section du réseau de transport, une production à coût souvent plus élevé doit remplacer une production à coût plus faible qui serait autrement utilisée. Pour les 18 premiers mois du libre accès, le coût de cette *nouvelle répartition* sera réparti entre tous les abonnés, et un prix uniforme sera maintenu. Aux termes de la tarification d'engorgement, les prix de l'énergie seraient différents d'un endroit à l'autre où existe l'engorgement, reflétant un coût marginal en temps réel de l'approvisionnement en énergie à chaque point du réseau. Le Comité d'établissement des règles du marché a fortement appuyé le principe de la tarification d'engorgement, car cette mesure assure des signaux plus précis de prix axés sur le marché. Les abonnés dans un territoire connaissant un engorgement persistant disposeraient d'un encouragement économique pour modifier leur niveau et leur tendance de consommation; les producteurs seraient informés des endroits où se trouve la demande pour la construction de nouvelles installations; et les propriétaires d'installations de transport et l'organisme de réglementation seraient avertis des endroits où les améliorations ou les expansions des lignes sont les plus urgentes.

Le Comité d'établissement des règles du marché a recommandé que, sauf en ce qui a trait aux interconnexions, il y ait un prix de gros uniforme pour l'électricité à tous les endroits pour les 18 premiers mois du libre accès, mais que, par la suite, la tarification d'engorgement pourrait alors être introduite initialement pour les intervenants du marché de gros et, plus tard, avec l'approbation de la CÉO, pour tous les derniers abonnés de détail.

Transport et distribution

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, la SIGMÉ doit conclure des ententes avec les transporteurs lui donnant l'autorisation de diriger l'exploitation de leurs systèmes de transport. Par contraste, la portion du réseau affecté à la distribution demeurera assujettie au contrôle opérationnel des sociétés de distribution locale. Conformément aux définitions de transport et distribution contenues dans la *Loi de 1998 sur l'électricité*, à moins que la CÉO n'en décide autrement la portion du réseau affectée au transport comprend les lignes de plus de 50 kV, tandis que la distribution englobe les lignes dont la tension est 50 kV ou moins. Cependant, la SIGMÉ disposera de la souplesse lui permettant d'identifier les lignes et installations spécifiques comme étant du transport ou de la distribution, et à l'intérieur ou à l'extérieur du réseau contrôlé par cette dernière, selon l'importance fonctionnelle de la ligne ou des installations particulières pour l'exploitation, la sécurité ou la fiabilité régionales. La SIGMÉ contrôlera également les lignes et

les installations qui peuvent avoir des répercussions importantes sur l'exploitation du marché au niveau du gros, comme les lignes qui soutiennent d'importantes usines assujetties au processus d'établissement d'horaires et de répartition de la SIGMÉ.

Même avec cette approche souple, certains intervenants du marché, comme les producteurs et les grosses charges intégrés dans les systèmes de distribution, seront raccordés par des lignes et installations définies comme de la « distribution » et appartenant à des sociétés de distribution locales. La participation de ces entités au marché exigera la collaboration continue des sociétés de distribution locales et la coordination de leurs installations de distribution avec les activités centralisées de répartition et d'établissement d'horaires de la SIGMÉ. En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, les procédures des sociétés de distribution locales devront permettre aux producteurs et aux abonnés admissibles d'accéder sans discrimination aux marchés de gros coordonnés par la SIGMÉ. Des procédures assureront également que les sociétés de distribution locales informent la SIGMÉ de toute situation dans leur système de distribution pouvant influencer sur la capacité des producteurs et des charges intégrés de participer au marché élargi de la SIGMÉ.

Les producteurs existants, les sociétés de distribution locales et les charges raccordées directement ont déjà une certaine forme d'arrangements de connexion avec le système de transport qui les dessert. En règle générale, le Comité d'établissement des règles du marché a recommandé le maintien, par droits acquis, des arrangements de connexion existants, au moins à court terme, sous réserve de l'examen de la SIGMÉ et d'une mise à niveau possible pour la conformité avec le code de connexion au réseau de l'Ontario. La SIGMÉ effectuera des études d'impact des nouvelles connexions proposées sur le système. Nous concluons une nouvelle convention avec chaque producteur, société de distribution locale ou charge directement raccordée pour lui donner un service de connexion fiable, conformément au code de connexion au réseau.

La SIGMÉ, qui administrera le code de connexion adopté par la CÉO au réseau, est responsable de la négociation des éléments opérationnels, comme la sécurité et la fiabilité de toute entente d'interconnexion avec les régions avoisinantes. Cependant, le fournisseur de transport pertinent est responsable de négocier la façon dont l'interconnexion est réellement effectuée. Ces deux aspects de l'entente d'interconnexion seront négociés ensemble d'une manière coordonnée.

Le marché du gros et les règles proposées aux termes desquels tous les intervenants peuvent ou doivent soumettre des offres ou des soumissions à la SIGMÉ visent à refléter la valeur de leur utilisation proposée du système de transport. La SIGMÉ utilisera ces soumissions et offres pour décider quel sera le producteur dont l'électricité sera répartie, et dans quel ordre elle le sera. Grâce à cette approche axée sur le marché, ceux qui accordent la plus haute valeur à l'utilisation du réseau seront acceptés, prévus ou répartis par la SIGMÉ. Les intervenants dont la SIGMÉ accepte les soumissions ou les offres d'injecter ou de retirer de l'énergie obtiendront un accès automatique au réseau, et pourront ainsi réaliser leurs opérations. Aucune importance ne sera accordée au fait que les opérations soient structurées comme des achats ou des ventes d'énergie sur le marché du comptant, comme des opérations bilatérales entre des paires d'acheteurs et de vendeurs ou comme une certaine combinaison d'opérations bilatérales et sur le marché du comptant. L'accès au réseau dépendra donc des valeurs que les intervenants du marché

accordent à leurs opérations énergétiques, tel que l'indiquent les prix des soumissions et des offres qu'ils soumettent à la SIGMÉ.

Pour les nouveaux investissements dans les installations de transport, le Comité d'établissement des règles du marché a recommandé que les processus et décisions en matière d'investissement dans le transport soient, à long terme, axés sur le marché dans toute la mesure du possible. Lorsqu'elle sera instaurée, la tarification d'engorgement devrait fournir d'importants renseignements aux intervenants du marché, à savoir si les investissements dans le transport ou d'autres investissements dans de la production ou des charges nouvelles apporteraient ou non un avantage net et, dans l'affirmative, à quels endroits. Les coûts des nouveaux investissements dans le transport seront, autant que faire se peut, à la charge de ceux qui prévoient bénéficier de tels investissements, plutôt que d'être retransmis dans les tarifs et recouvrés auprès de tous les intervenants ou charges.

Jusqu'à l'introduction de la tarification d'engorgement, l'Ontario se fiera à des moyens plus classiques pour la planification, les investissements et le recouvrement des coûts concernant le transport pour les nouvelles installations de réseaux. Selon le processus de planification proposé, la SIGMÉ effectuera des évaluations périodiques à long terme du caractère adéquat à la fin de chaque période d'évaluation et préparera et publiera un rapport sur le caractère adéquat des installations de production et de transport pour maintenir une exploitation fiable du système. Ces rapports seront ensuite mis à la disposition de la province et envoyés à la CÉO pour que celle-ci les examine et s'en serve pour établir le bien-fondé des améliorations et expansions de transport proposées. Les rapports seront également mis à la disposition des intervenants du marché pour les aider à prendre des décisions de placement.

Conventions d'exploitation

La SIGMÉ conclura des conventions d'exploitation avec tous les propriétaires d'installations de transport en Ontario. Notre convention avec la SIGMÉ, qui doit être approuvée par le conseil d'administration de chacune des deux parties, établit les responsabilités spécifiques de notre société et de la SIGMÉ concernant la prestation du service de transport. Lorsqu'elle entrera en vigueur, la convention comportera, notamment, les éléments suivants :

- elle aura une durée initiale de 10 ans commençant lors du libre accès et comportera des dispositions prévoyant sa résiliation ou sa modification dans l'éventualité d'un changement législatif ou de réglementation ou sur entente réciproque;
- elle identifiera nos installations qui seront incluses dans le réseau contrôlé par la SIGMÉ, lequel comprend en général toutes nos installations de transport fonctionnant à plus de 50 kV;
- elle prévoira que la SIGMÉ dirigera l'exploitation de nos installations désignées comme faisant partie du réseau contrôlé par cette dernière;
- elle définira les obligations de notre société et celles de la SIGMÉ l'exploitation de ces installations;

- elle prévoira la coordination, entre notre entreprise et la SIGMÉ, des modifications et des ajouts aux installations de transport;
- elle fixera les modalités et conditions concernant le partage des renseignements et le caractère confidentiel, la supervision et les installations de télécommunications, ainsi que la délimitation des responsabilités pour les relais de protection et les systèmes de protection spéciale;
- elle fixera nos obligations relatives à l'inspection et à l'entretien, à la demande des approbations gouvernementales, aux connexions et aux interconnexions, aux évaluations des installations de transport et à l'accès aux installations;
- elle prévoira un mécanisme de règlement des litiges; et
- elle traitera des questions de responsabilité et d'indemnisation touchant les dispositions de la convention.

La SIGMÉ et notre société ont conclu une convention d'exploitation provisoire indiquant les modalités et conditions aux termes desquelles la SIGMÉ dirigera l'exploitation de nos biens de transport durant la période comprise entre le 1^{er} avril 1999 et le début du libre accès. La convention d'exploitation provisoire aborde bon nombre des questions précitées et maintient en général les responsabilités et obligations des parties de rendre des comptes qui étaient antérieures au 1^{er} avril 1999. La SIGMÉ et notre entreprise sont en train de régler les derniers détails de la convention d'exploitation postérieure au libre accès.

La procédure de règlement des conflits indiquée dans notre convention d'exploitation provisoire avec la SIGMÉ constitue le principal moyen permettant à notre entreprise et à la SIGMÉ d'obtenir l'exécution des obligations décrites dans la convention.

Établissement des règles du marché du détail

La CÉO a la responsabilité d'accorder les permis aux distributeurs et aux détaillants. Le commentaire suivant est fondé sur le code du service d'approvisionnement uniforme et le code des règlements au détail, de même qu'aux plus récents projets des autres codes pertinents de la CÉO. La CÉO réglemente la conduite des intervenants du marché du détail par la délivrance de permis et l'élaboration de codes de conduite que les titulaires de permis doivent respecter. Au 1^{er} mars 2000, les détaillants autorisés pourront approvisionner en électricité les consommateurs de l'Ontario.

Les règles régissant le marché du détail traitent de l'obligation d'un distributeur, y compris notre société, après le commencement du libre accès, de vendre de l'électricité à chaque personne raccordée au système de distribution du distributeur, autres que les personnes ayant choisi un fournisseur substitut. La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* prévoit qu'un distributeur, sous réserve des règlements et des exigences de délivrance de permis de la CÉO, peut respecter cette obligation directement ou par l'entremise d'un membre du groupe, d'une autre personne avec qui le distributeur ou le membre de son groupe a un contrat, ou encore par une combinaison des méthodes précitées. Le code du service d'approvisionnement uniforme précise

les modalités et conditions auxquelles un distributeur pourra satisfaire son obligation statutaire d'approvisionnement par l'entremise d'un membre du groupe ou d'un tiers qui exerce des activités concurrentielles de vente au détail d'électricité. Ce code a pour objectif d'assurer l'absence d'interfinancement des activités concurrentielles par les activités d'approvisionnement uniforme, l'absence d'accès privilégié aux données des abonnés, y compris la liste des abonnés, par toute personne dans la portion concurrentielle de l'entité fournissant l'approvisionnement uniforme, et que les abonnés de l'approvisionnement uniforme conservent réellement le droit de contestation lorsque leurs noms sont mis à la disposition de tiers aux fins de sollicitation.

Après le commencement du libre accès, chaque distributeur devra acheminer, à la requête de tout abonné, sa note d'électricité à son détaillant. Cette exigence distinguera réellement la fonction de règlement de détail de la fonction de règlement de gros, car les détaillants régleront avec les sociétés de distribution locales l'électricité consommée par les abonnés dans le territoire de desserte de chaque distributeur. Les abonnés qui ne choisissent pas d'acheter l'électricité à un détaillant concurrent se verront retransmettre par défaut le prix horaire de gros du distributeur.

Les distributeurs devront fournir des notes d'électricité regroupant les frais d'énergie, y compris les frais de câblage. La section se rapportant à l'électricité sur les notes des abonnés doit être calculée en fonction des quantités consommées à l'heure pour chaque abonné, lesquelles sont établies par l'utilisation d'un compteur de données d'intervalle ou par l'estimation d'une utilisation horaire fondée sur un profil de charge hypothétique. Si les abonnés en font la demande, les distributeurs devront envoyer leurs notes d'électricité établies au prix du comptant à un détaillant autorisé désigné qui aurait la responsabilité de régler aux distributeurs le montant de la note. Le détaillant et l'abonné seraient ensuite responsables du règlement de leur contrat bilatéral, d'une manière totalement indépendante du distributeur. Il n'est pas nécessaire que le système de règlement de détail traite les contrats matériels bilatéraux, mais les distributeurs doivent entamer des pourparlers de bonne foi avec les détaillants et les abonnés qui désirent ce service de règlement et sont prêts à en supporter les coûts.

Les règles sur la concurrence au détail comprennent également la procédure de transfert des abonnés du service d'approvisionnement par défaut des distributeurs à un détaillant, d'un détaillant à l'autre et d'un détaillant de retour à l'approvisionnement uniforme.

Les services de mesure au détail englobent l'obtention, l'installation, l'entretien et la vérification des compteurs et les services relatifs à la lecture des compteurs, la manipulation des données et leur communication aux intervenants du marché. Les distributeurs conservent la responsabilité de ces services de mesure relativement aux abonnés et les uns par rapport aux autres. Nous croyons en outre que la CÉO pourra à l'avenir envisager un regroupement des services de mesure.

RUBRIQUE 4 PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES

Les principales données financières suivantes aux dates et pour les périodes antérieures au 1^{er} avril 1999 ont trait aux actifs, passifs, droits et obligations de l'entreprise de transport et de distribution d'électricité ainsi que de services énergétiques d'Ontario Hydro maintenant exploitée par notre société.

	Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)		
PCGR CANADIENS			
Données tirées de l'état des résultats	<u>1998</u>	<u>1999</u>	<u>2000</u>
Total des produits	3 048	3 125	2 995
Charges	2 015	2 207	2 070
Gain à la vente de placements	-	32	-
Charges de financement	559	381	340
Provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés	-	194	207
Bénéfice net	474	375	378

Nota : Ce tableau doit être lu avec les états financiers consolidés.

	Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)		
Données tirées du bilan			
	<u>1998</u>	<u>1999</u>	<u>2000</u>
Actif			
Transport	6 107	6 658	6 492
Distribution (y compris au détail)	3 168	3 337	3 434
Divers	160	55	71
Total de l'actif	9 435	10 090	9 997
Passif à court terme (y compris la tranche à moins d'un an de la dette à long terme)	1 456	1 874	1 049
Dette à long terme	5 128	3 446	3 972
Autres passifs à long terme	420	746	976
Capitaux propres			
Capital social	-	3 759	3 759
Excédent de l'actif sur le passif	2 431	-	-
Bénéfices non répartis	-	265	241
Total du passif et des capitaux propres	9 435	10 090	9 997

Nota : Ce tableau doit être lu avec les états financiers consolidés.

Dans le cadre de la restructuration d'Ontario Hydro en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité* et de la restructuration connexe du secteur de l'électricité en Ontario, Hydro One Inc. a acquis et pris en charge certains actifs et passifs, droits et obligations de l'entreprise de transport et de distribution d'électricité et de services énergétiques d'Ontario Hydro le 1^{er} avril 1999 et a débuté ses activités à cette date.

Résultats trimestriels de 1999 :

	Entreprises acquises 1er trim. 1999	2e trim. 1999	3e trim. 1999	4e trim. 1999	Entreprises regroupées Total 1999
Total des produits	850	730	761	784	3 125
Bénéfice avant activités abandonnées et éléments extraordinaires	110	171	210	78	569
Bénéfice net	110	91	118	56	375

Nota : Ce tableau doit être lu avec les états financiers consolidés.

Résultats trimestriels de 2000 :

	1 ^{er} trim 2000	2 ^e trim. 2000	3 ^e trim. 2000	4 ^e trim. 2000	Total 2000
Total des produits	828	679	715	773	2 995
Bénéfice tiré des activités poursuivies	199	160	161	65	585
Bénéfice net	126	118	101	33	378

Nota : Ce tableau doit être lu avec les états financiers consolidés.

Dividendes

Nos actions privilégiées donnent droit à un dividende annuel total de 18 millions de dollars, payable tous les trimestres. Conformément aux conditions qui se rattachent à ces actions, un dividende initial à l'égard de la période du 1^{er} avril 1999 au 31 décembre 1999 d'un montant total d'environ 13,3 millions de dollars a été versé sur les 12 920 000 actions privilégiées à leur date d'émission. Par la suite, les dividendes sont payables en arriérés. Nous avons versé à notre seul actionnaire un dividende sur actions privilégiées de 4,4 millions de dollars à la mi-avril 2000 pour les trois mois terminés le 31 mars 2000. À la mi-juillet, nous lui avons versé un dividende de 4,4 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 juin 2000 et, au début d'octobre, un dividende de 4,4 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 septembre 2000. À la mi-janvier 2001, nous avons également versé à notre seul actionnaire un dividende sur actions privilégiées de 4,4 millions de dollars pour les trois mois terminés le 31 décembre 2000.

La déclaration et le versement des dividendes sur nos actions ordinaires relèvent uniquement de notre conseil d'administration, mais dépendent de nos résultats d'exploitation, notre situation financière, nos besoins en capital et d'autres facteurs pertinents. Le 31 mars 2000, nous avons versé à notre seul actionnaire un dividende sur actions ordinaires de 158 millions de dollars à l'égard des neuf mois terminés le 31 décembre 1999. En outre, nous lui avons versé un dividende de 79 millions de dollars à la mi-mai 2000 à l'égard des trois mois terminés le 31 mars 2000. À la mi-août, nous lui avons versé un dividende sur actions ordinaires de 71 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 juin 2000. À la mi-novembre, nous lui avons versé un dividende sur actions ordinaires de 63 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 septembre 2000. À la mi-février 2001, nous avons également versé à notre seul actionnaire un dividende sur actions ordinaires de 23 millions de dollars pour les trois mois terminés le 31 décembre 2000.

RUBRIQUE 5 ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Il est fait référence à l'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation qui est intégrée par renvoi dans le présent document.

RUBRIQUE 6 MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Nos débentures à 6,94 % échéant en 2005, nos débentures à 7,15 % échéant en 2010 et nos débentures à 7,35 % échéant en 2030 ne sont inscrites à la cote d'aucune bourse ni d'aucun marché similaire pour la négociation de titres.

RUBRIQUE 7 DIRIGEANTS

Administrateurs

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

<u>Nom et municipalité de résidence</u>	<u>Poste principal</u>
Sir Graham Day ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾ Hantsport (Nouvelle-Écosse)	Président du conseil d'administration, conseiller juridique, Stewart McKelvey Stirling Scales
Eleanor R. Clitheroe ⁽⁴⁾ Toronto (Ontario)	Présidente et chef de la direction
Richard Auchinleck Calgary (Alberta)	Président et chef de la direction Ressources Gulf Canada Limitée
Allister P. Graham ⁽¹⁾⁽²⁾ Toronto (Ontario)	Administrateur de sociétés
Robert E. Gillespie ⁽¹⁾⁽²⁾ Mississauga (Ontario)	Président du conseil et chef de la direction, Générale Électrique du Canada Inc.
Dona Harvey ⁽²⁾⁽³⁾ Kitchener (Ontario)	Consultante en gestion
Stephanie Kushner ⁽¹⁾ Hinsdale (Illinois)	Vice-présidente et trésorière, FMC Corporation
Radcliffe Latimer ⁽¹⁾⁽²⁾ Toronto (Ontario)	Administrateur de sociétés
Doug McCaig ⁽³⁾ Fort Frances (Ontario)	Administrateur de sociétés
Gedas A. Sakus ⁽³⁾	Administrateur de sociétés

**Nom et
municipalité de résidence**
Toronto (Ontario)

Poste principal

Martin Bernard Syron⁽¹⁾⁽³⁾
Toronto (Ontario)

Président du conseil,
Entreprises Cara Limitée

Roslyn M. Watson⁽²⁾
Boston, Massachusetts

Présidente et fondatrice, Watson Ventures

-
- 1.) Membre du comité de vérification et des finances
 - 2) Membre du comité de régie d'entreprise
 - 3) Membre du comité des ressources humaines et des politiques publiques
 - 4) De par ses fonctions, membre de tous les comités

Sir Graham Day est avocat-conseil du cabinet d'avocats Stewart McKelvey Stirling Scales dans le Canada Atlantique. Il occupe la chaire de commerce Herbert Lamb à la Dalhousie Business School et est chancelier de la Dalhousie University. En 1993, il a quitté son poste de président du conseil de Cadbury Schweppes plc et de PowerGen plc pour prendre sa retraite. Sir Graham était auparavant président du conseil et chef de la direction de British Shipbuilders, The Rover Group plc, et président du conseil de British Aerospace plc. Sir Graham Day a été reçu chevalier par la Reine Elizabeth II pour services rendus à l'industrie britannique en 1989. Sir Graham Day siège également au conseil d'administration de la Banque Scotia, de la FCVI, du Groupe CSL Inc., de Empire Co. Ltd., de Extendicare Inc., de Moosehead Breweries Ltd., de The Shaw Group Ltd., de Sobeys Inc. et de One Ten Ltd. (R.-U.).

Eleanor R. Clitheroe est présidente et chef de la direction de notre société depuis sa constitution en décembre 1998. M^{me} Clitheroe a également été chef de la direction des finances, chef du développement et de la transition de Ontario Hydro et vice-présidente à la direction, groupe des affaires commerciales. Avant de commencer à travailler pour Ontario Hydro, elle a été sous-ministre des finances de la province d'Ontario et sous-ministre adjointe, ministère du Trésor et de l'Économie, avant quoi elle était vice-présidente, financement des sociétés, d'un banque à charte canadienne. Mme Clitheroe est également administratrice d'un certain nombre d'organisations, y compris : Groupe Financier Banque TD, Dofasco Inc., Inco Limitée, Le Conference Board du Canada, Association canadienne de l'électricité, Association of Edison Illuminating Companies, le Comité consultatif de IBM Canada, l'Institut international du développement durable et de la St. Joseph's Health Foundation. Elle est également fiduciaire honoraire de la Fiducie pour la faune au Canada et membre du comité consultatif sur les normes fédérales. M^{me} Clitheroe, qui est l'un des membres fondateurs du Centre canadien d'éthique et de politique des entreprises, donne des conférences sur l'éthique des entreprises aux échelons universitaire et municipal. Elle est de plus le dix-huitième recteur de The University of Western Ontario et membre de la University's Chair's Circle Foundation.

Richard H. Auchinleck est président et chef de la direction de Ressources Gulf Canada Limitée. M. Auchinleck s'est joint à Gulf Canada en 1976. Il y a occupé différents postes de cadre supérieur avant d'être nommé président et chef de la direction, en 1998. M. Auchinleck est également membre du conseil d'administration du Canadian Energy Research Institute, de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et de Gulf Indonesia Resources Ltd.

Allister P. Graham a récemment pris sa retraite en tant que président du conseil de The Oshawa Group Limited, où il a occupé divers postes de haute direction avant de devenir président du conseil et chef de la direction en 1990. M. Graham siège également au conseil d'administration de Société financière Manuvie, de Dylex Limitée et est présentement président du conseil de Nash Finch Company (U.S.).

Robert E. Gillespie est président du conseil et chef de la direction de Générale Électrique du Canada Inc. Il a commencé à travailler pour Générale Électrique en 1952, où il a occupé divers postes de haute direction avant de devenir président du conseil et chef de la direction en 1992. M. Gillespie siège également aux conseils d'administration de Camco Inc., de GE Capital Canada, de GE Fanuc Automation Canada Inc., de GE Plastics Canada Ltd., de General Electric Trading Company, New York, de Husky Injection Molding Systems Ltd., de Associated Freezers Corporation, de Call-Net Enterprises Inc., de Westcam Inc., du Conseil canadien pour le commerce international de l'association canadienne sur les normes, de la Chambre de Commerce du Canada, de la Chambre de commerce internationale, de l'Académie canadienne de génie (Fellow), du Economic Policy Group, du comité consultatif de Équipe Canada Inc. et du conseil des fiduciaires du Musée Royal de l'Ontario.

Dona Harvey est vice-présidente du groupe de conseillers en gestion Talaria. Elle a rempli les fonctions de directrice de la rédaction du *Vancouver Province*, de rédactrice en chef du *Winnipeg Tribune*, de vice-présidente adjointe, relations publiques, de la University of Toronto, de présidente du conseil d'administration du Concours national de journalisme et de membre du conseil d'administration de Ontario Hydro, de 1993 à 1999.

Stephanie Kushner est vice-présidente et trésorière de FMC Corporation. Elle s'est jointe à FMC Corporation en 1989 après avoir occupé des postes de haute direction auprès de Amoco Corporation et de Homestake Mining Company. Depuis qu'elle s'est jointe à FMC Corporation, elle a été successivement chef de la direction des finances de FMC Gold Company, directrice du groupe financier de FMC Corporation (UK) Ltd. et directrice de la planification financière de FMC Corporation. Mme Kushner est également membre de comités de la Y.M.C.A. et de la Junior League of Chicago.

Radcliffe Latimer était auparavant président du conseil de Prudential Assurance Corporation Canada et président et chef de la direction de TransCanada PipeLines Ltd. M. Latimer a également occupé des postes de haute direction auprès des Chemins de fer Nationaux du Canada, de Algoma Central Corporation et de Royal Securities. M. Latimer est actuellement membre du conseil d'administration de Algoma Central Corporation et de Citibanque Canada.

Doug McCaig est président du conseil de la Fort Frances Public Utilities Commission depuis 1971 et est un ancien président du conseil de la Municipal Electric Association et de Northwest Energy Inc. M. McCaig est actuellement président du conseil de Northwest Ontario Mobility.

Gedas A. Sakus a récemment pris sa retraite en tant que président de Technologie Nortel. Il a été auprès de Nortel Networks Corporation à partir de 1962 et est devenu président de Northern Telecom Canada Limitée en 1990, puis président de Technologie Nortel en 1996. M. Sakus a en outre siégé au conseil d'administration de Recherche Bell-Northern et de Télédirect et siège maintenant au conseil de BCE Emergis Inc. et de Manitoba Telecom Services Inc.

Martin Bernard Syron est président du conseil d'Entreprises Cara Limitée. Il a commencé à travailler pour Les aliments Harvey's Limitée en 1968 et est devenu président et chef de la direction des Entreprises Cara Limitée en 1984. Il a été promu au poste de président du conseil et chef de la direction en 1990 et à celui de président du conseil en 1997. M. Syron siège aussi au conseil d'administration de Les Cafés Second Cup, de The Spectra Group of Great Restaurants Inc. et de la fondation de St. Michael's Hospital.

Roslyn M. Watson est la présidente et fondatrice de Watson Ventures. Elle siège actuellement au conseil d'administration de Dreyfus-Laurel Mutual Funds, de American Express Centurion Bank, du Massachusetts Women's Forum, du Museum of Fine Arts de Boston, du American Repertory Theatre, en plus d'être administratrice de The Hyams Foundation et membre de la National Osteoporosis Foundation (Washington, D.C.). De 1990 à 1998, M^{me} Watson a été membre du conseil d'administration de Massachusetts Electric.

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>
Eleanor R. Clitheroe Toronto (Ontario)	Présidente et chef de la direction
John Roderick Stanley Taylor Toronto (Ontario)	Vice-président à la direction, planification et développement
Joan Prior Toronto (Ontario)	Vice-présidente à la direction, chef du contentieux et secrétaire
Malen Ng Richmond Hill (Ontario)	Vice-présidente à la direction et chef de la direction des finances

Eleanor R. Clitheroe est présidente et chef de la direction depuis la constitution de notre société en décembre 1998. M^{me} Clitheroe a également été chef de la direction des finances, chef du développement et de la transition pour Ontario Hydro, et vice-présidente à la direction, groupe des affaires commerciales. Avant de commencer à travailler pour Ontario Hydro, elle a été sous-ministre des Finances de la province d'Ontario et sous-ministre adjointe du bureau du Trésor du ministère du Trésor et de l'Économie. Entre 1981 et 1989, M^{me} Clitheroe a occupé divers postes auprès d'une banque à charte canadienne, y compris ceux de vice-présidente, financement des sociétés, et de vice-présidente, trésorerie mondiale.

John Roderick Stanley Taylor est devenu vice-président à la direction, planification et développement, en novembre 1998. Auparavant, M. Taylor a été premier vice-président, gestion

des biens du réseau de Ontario Hydro, poste dans le cadre duquel il assurait la gestion globale des réseaux à haute et à basse tension de Ontario Hydro.

Joan Prior a été nommée chef du contentieux et secrétaire en février 1998 et a également été nommée vice-présidente à la direction en décembre 1999. Avant sa nomination, M^{me} Prior a été première vice-présidente par intérim, affaires internes, chef du contentieux et secrétaire, chef adjointe du contentieux — stratégie, politique et réglementation, et chef adjointe du contentieux — exploitation et planification, auprès de Ontario Hydro.

Malen Ng a été nommée chef de la direction des finances en novembre 1997 et a également été nommée vice-présidente à la direction en décembre 1999. Avant sa nomination, M^{me} Ng a occupé divers postes auprès de Ontario Hydro, dont ceux de contrôleur des finances, financement des sociétés, directrice, planification et information financières, financement des sociétés, vice-présidente par intérim, financement des sociétés, et vice-présidente, financement des sociétés.

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.

RUBRIQUE 8 RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

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

- a) lorsque les titres de notre société sont en cours de placement conformément à un prospectus simplifié ou lorsqu'un prospectus simplifié provisoire a été déposé à l'égard du placement de ses titres :
 - i) un exemplaire de notre plus récente notice annuelle, ainsi qu'un exemplaire de tout document pertinent ou des copies des pages pertinentes de tout document intégré par renvoi dans la plus récente notice annuelle;
 - ii) un exemplaire des états financiers consolidés comparatifs de notre société pour le plus récent exercice écoulé pour lequel des états financiers ont été déposés, avec le rapport des vérificateurs qui l'accompagne, ainsi qu'un exemplaire des plus récents états financiers consolidés intermédiaires de notre société qui ont été déposés, le cas échéant, pour toute période postérieure à la fin du plus récent exercice écoulé de notre société;
 - iii) un exemplaire de tout document déposé annuellement par notre société à la place d'une circulaire de sollicitation de procurations; et
 - iv) un exemplaire de tout autre document qui est intégré par renvoi dans le prospectus simplifié provisoire ou dans le prospectus simplifié et dont la remise n'est pas exigée en vertu des alinéas i), ii) et iii) ci-dessus ; ou

- b) en n'importe quelle autre occasion, un exemplaire de tout document mentionné aux alinéas a) i), ii) et iii), notre société étant libre d'exiger le paiement de frais raisonnables si la demande est présentée par une personne ou par une entreprise qui n'est pas porteur de titres de notre société.

La province d'Ontario étant notre unique actionnaire, nous ne sommes pas tenus de préparer une circulaire de sollicitation de procurations. Des renseignements sur la rémunération des dirigeants et les prêts à ceux-ci sont présentés dans les documents que nous déposons annuellement à titre d'émetteur assujetti. Des renseignements financiers supplémentaires figurent dans nos états financiers consolidés comparatifs vérifiés pour l'exercice 2000, qui sont présentés dans nos états financiers annuels consolidés pour 2000.