Plus que de l'énergie

DERNIER RAPPORT ANNUEL ONTARIO HYDRO
JANVIER 1998 – MARS 1999

Ontario Hydro

PROFIL DE LA SOCIÉTÉ Ontario Hydro a cessé ses activités le 31 mars 1999. Ses actifs et ses activités ont été confiés, conformément à une loi provinciale, à deux entreprises commerciales, la Société de production d'électricité de l'Ontario et la Société des services d'électricité de l'Ontario, et à deux organismes sans but lucratif, la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité et l'Office de la sécurité des installations électriques.

Société autonome sans capital-actions, Ontario Hydro a été créée en vertu d'une loi de la province de l'Ontario, la *Loi sur la Société de l'électricité*, remplacée par la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie.* Les obligations et billets émis par Ontario Hydro avant le 1er avril 1999 sont garantis par la province de l'Ontario.

Jusqu'à la scission de la société le 1er avril 1999, Ontario Hydro desservait 108 clients industriels directs, près d'un million de ménages et 255 services municipaux d'électricité qui, à leur tour, desservaient près de 3 millions de clients.

La Société de production d'électricité de l'Ontario (SPEO) a hérité du portefeuille de production d'Ontario Hydro. Elle devient ainsi l'un des plus grands producteurs d'électricité en Amérique du Nord en termes de capacité installée. Le réseau de la SPEO comprend 69 centrales hydroélectriques, 3 centrales nucléaires et 6 centrales thermiques. La capacité totale installée s'établit ainsi à environ 31 000 mégawatts. Les ventes totales d'électricité d'Ontario Hydro en 1998 se sont élevées à environ 139 térawattheures.

La Société des services d'électricité de l'Ontario (SSEO), seconde entreprise qui succédera à Ontario Hydro, est une société de services spécialisée dans le transport et la distribution. Elle possède et entretient 29 000 kilomètres de lignes de transport, 114 700 kilomètres de lignes de distribution, 240 kilomètres de câble souterrain à haute tension, 256 centrales de transformation, 928 stations de régulation et de distribution et 20 relais hertziens. La SSEO conserve également les activités de détail d'Ontario Hydro, et dessert ainsi plus de 950 000 clients, de même que les centrales de transmission et de production de 23 collectivités éloignées du nord de l'Ontario.

LETTRE AU MINISTRE

À l'honorable Jim Wilson,
ministre de l'Énergie, des Sciences et
de la Technologie

J'ai l'honneur de vous soumettre le rapport sur la situation financière d'Ontario Hydro au 31 mars 1999, date de cessation des activités, conformément aux lois provinciales. Ce rapport sur 15 mois contient également un rapport de la direction concernant les préoccupations et initiatives pour l'exercice 1998-1999 et au-delà.

Nous tenons à remercier le personnel du ministère de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie pour sa collaboration pendant cette importante période de mutation du secteur de l'électricité en Ontario.

WILLIAM A. FARLINGER
PRÉSIDENT DU CONSEIL

TABLE DES MATIÈRES

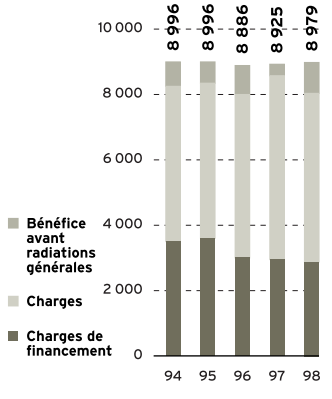
Message du président et du président du conseil	2
Les successeurs d'Ontario Hydro	5
Plus que de l'énergie	6
Compte rendu de l'exploitation	12
Section financière	29
Régie d'entreprise	69
Conseil d'administration	71
Dirigeants et fonctions organisationnelles	72

Ontario Hydro a su ménager sa sortie

MALGRÉ LES NOMBREUX DÉFIS POSÉS PAR L'EXPLOITATION ET LA RESTRUCTURATION EN 1998 ET PENDANT LE PREMIER TRIMESTRE DE 1999, L'HISTOIRE FINANCIÈRE D'ONTARIO HYDRO SE TERMINE BIEN. LES PRODUITS ET LES BÉNÉFICES NETS SONT SATISFAISANTS ET SIX ANNÉES DE TARIFS STABLES ONT RÉDUIT CONSIDÉRABLEMENT LES COÛTS DE L'ÉLECTRICITÉ EN PROPORTION DE L'ACTIVITÉ ÉCONOMIQUE PROVINCIALE, AMÉLIORANT AINSI LA PRODUCTIVITÉ DE L'ONTARIO DANS LE SECTEUR ÉNERGÉTIQUE ET, PAR LÀ MÊME, SA COMPÉTITIVITÉ INDUSTRIELLE.

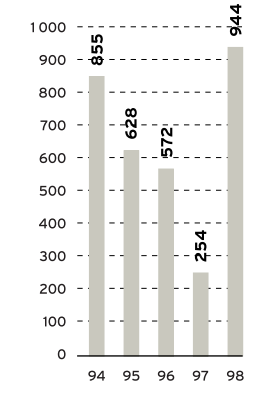
TOTAL DES PRODUITS

(en millions de dollars)



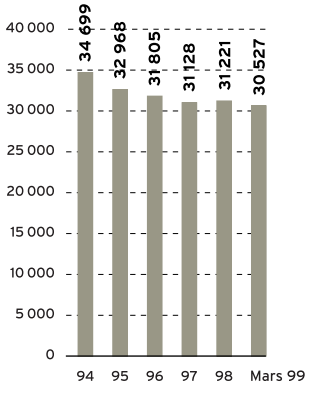
BÉNÉFICE AVANT RADIATIONS GÉNÉRALES ET RAJUSTEMENT DE L'ACTIF REPORTÉ DÉCOULANT DU RÉGIME DE RETRAITE

(en millions de dollars)



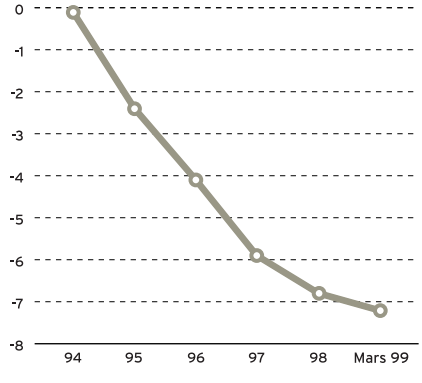
ENCOURS DE LA DETTE

(en millions de dollars)



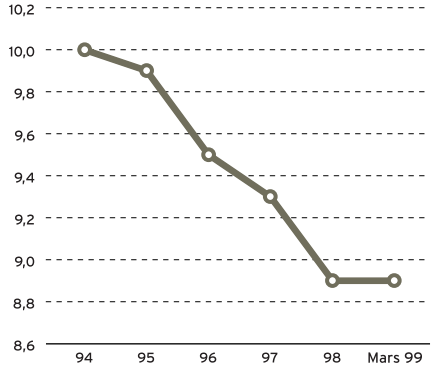
RÉDUCTION CUMULATIVE DES TARIFS RÉELS DEPUIS 1993

(en pourcentage)



TAUX D'INTÉRÊT MOYEN PONDÉRÉ SUR LA DETTE À LONG TERME

(en pourcentage)



Un changement profond marqué par la constance et la fiabilité

WILLIAM FARLINGER
Président du conseil

RONALD OSBORNE
Président et chef de la direction

DE LA CRISE DU VERGLAS AUX VAGUES DE CHALEUR, DE LA NÉCESSITÉ DE RÉPONDRE À LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO AUJOURD'HUI À CELLE DE REGARDER AU-DELÀ DE L'ONTARIO POUR DEMAIN, LES 15 DERNIERS MOIS D'ACTIVITÉ D'ONTARIO HYDRO ONT ÉTÉ PLEINS DE DÉFIS ET DE CHANGEMENTS. CELA N'A PAS TARI POUR AUTANT LE DÉVOUEMENT ET L'EFFICACITÉ DE NOS EMPLOYÉS. ILS SONT L'HÉRITAGE LE PLUS PRÉCIEUX D'ONTARIO HYDRO POUR L'AVENIR.

Nous nous préparons pour la concurrence; notre objectif est d'assurer le succès des entreprises commerciales qui nous succèdent sur le nouveau marché des services énergétiques.

Nous présentons ci-après le dernier rapport annuel d'Ontario Hydro, dont les activités ont cessé le 31 mars 1999. Les actifs et les activités de notre entreprise ont été confiés à de nouvelles entreprises et organismes. C'est pourquoi le rapport annuel de 1998 a été retardé afin d'y inclure un rapport sur le dernier trimestre d'activité de la société.

Les 15 mois qui se sont écoulés depuis notre dernier rapport annuel ont été une période historique pour Ontario Hydro et pour l'industrie électrique de la province. Elle a commencé avec la crise du verglas la plus dévastatrice de l'histoire et le plus gros effort de rétablissement de l'électricité jamais entrepris par Ontario Hydro et ses services municipaux d'électricité de l'est de l'Ontario. Ensuite, la demande record de l'été a presque touché les limites de nos capacités de production courantes. Enfin, une nouvelle loi provinciale, la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie*, a modifié les règles fondamentales selon lesquelles notre industrie a fonctionné pendant la plus grande part de ce siècle. Et ce ne sont là que les principaux événements de la période.

Malgré des exigences sans précédent pour le personnel d'Ontario Hydro, ces événements n'ont fait que renforcer notre conviction que nous serons prêts pour la concurrence et que les deux entreprises commerciales qui nous succéderont réussiront sur le nouveau marché des services énergétiques d'Amérique du Nord.

Notre réaction à la crise du verglas a souligné l'ampleur de nos capacités techniques et organisationnelles ainsi que l'engagement de nos employés à l'égard de la sécurité et du bien-être de nos clients, quelles que soient les conditions auxquelles ils sont confrontés et la charge de travail qu'ils doivent endurer. Le personnel d'Ontario Hydro a prouvé à nouveau que la fiabilité commence par les gens et que seuls des gens peuvent l'assurer.

Mais les réseaux ne représentent qu'un aspect de la fiabilité, celui de la distribution. L'autre est l'approvisionnement et, là aussi, le personnel des centrales nucléaires hydroélectriques et thermiques d'Ontario Hydro, a fait la preuve de ses ressources et de son engagement envers la clientèle.

Pour remplacer la production des réacteurs abandonnés dans le cadre du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire, les centrales thermiques ont poussé leur production jusqu'à des niveaux jamais atteints depuis plus de 10 ans, sans pour autant dépasser les limites d'émission de gaz imposées par la province. En hydroélectricité, la production a été restreinte en raison des niveaux d'eau très bas, mais notre personnel a néanmoins extrait chaque kilowatt possible. Les deux divisions, ainsi que l'exploitant du marché central, ont permis d'éviter toute interruption de l'approvisionnement de l'Ontario en électricité pendant les périodes de demandes records de l'été, lorsque la pénurie menaçait d'autres régions d'Amérique du Nord.

La branche de l'électricité a sensiblement progressé vers son objectif et ses résultats se rapprochent un peu plus du premier quartile des normes mondiales de l'industrie nucléaire. Lorsque le portefeuille de production d'Ontario Hydro a été pris en charge par la Société de production d'électricité de l'Ontario le 1er avril 1999, la production nucléaire et les facteurs de capacité étaient en hausse, les interruptions forcées étaient en baisse, la plupart des objectifs de performance avaient été dépassés et de nouveaux accords avec les syndicats nous conféraient une plus grande souplesse opérationnelle, qui nous permettra d'accélérer notre marche vers l'excellence et d'être à même de saisir plus rapidement les possibilités de croissance sur le marché américain de l'électricité.

Ces réalisations ont eu lieu sur fond de restructuration de la société conformément à la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie*. Cette loi fait de l'Ontario la première

entité gouvernementale d'Amérique du Nord à permettre en même temps la concurrence au niveau du gros et du détail dans le secteur de l'électricité. Elle a mis fin à l'existence statutaire d'Ontario Hydro et a remplacé celle-ci par deux entreprises commerciales distinctes – la Société de production d'électricité de l'Ontario et la Société des services d'électricité de l'Ontario. Dans la même veine, l'exploitant du marché central d'Ontario Hydro est devenu une entité distincte, la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité, qui non seulement supervisera le marché mais dirigera l'exploitation du système de transmission appartenant à la SSEO. Cette dernière et les services municipaux d'électricité devront distinguer leurs fonctions monopolistiques d'exploitation de réseaux de leurs activités commerciales concurrentielles. Enfin, le rôle d'inspection d'Ontario Hydro a été confié à un organisme public sans but lucratif, l'Office de la sécurité des installations électriques.

Ces changements, aussi considérables qu'ils soient, ne font que définir le cadre dans lequel le marché ontarien de l'électricité évoluera lorsque la concurrence sera autorisée par le gouvernement, dans le courant de l'an 2000. Cette ouverture du marché nécessite l'établissement d'une réglementation rigoureuse afin d'assurer l'équité entre les fournisseurs et les clients. Une bonne part du travail a été réalisée en 1998 par le comité sur la conception du marché établi au début de l'année pour conseiller le gouvernement sur le détail des règles de la concurrence.

Ce comité a proposé une réduction, échelonnée sur 10 ans, du contrôle de la Société de production d'électricité de l'Ontario sur l'approvisionnement de la province en électricité, réduction accompagnée de mesures permettant d'assurer la stabilité des prix pendant une période de transition au moment où la concurrence sera lancée. Selon cette proposition, la Société des services d'électricité devra déployer tous les efforts nécessaires pour accroître de 50 % les capacités d'interconnexion de la province sur les cinq prochaines années. Ce plan a été accepté par le gouvernement. L'avenir vient de commencer.

Les deux entreprises commerciales qui succéderont à Ontario Hydro profiteront du reste de l'année 1999 pour mieux se préparer à l'ouverture du marché. L'une de leurs fonctions essentielles consistera à aider les clients à se préparer également. Des programmes d'information, par de la publicité et d'autres formes de communication, feront leur apparition cette année. Il est essentiel, pour que son choix soit réussi, que le client comprenne le marché ainsi que ses propres besoins en énergie. Les deux sociétés travailleront avec d'autres intervenants du secteur pour promouvoir l'information auprès de l'ensemble des consommateurs.

En 1999 également, les successeurs d'Ontario Hydro apporteront la touche finale au programme d'adaptation à l'an 2000 pour que la province puisse aborder le nouveau millénaire, le 1er janvier 2000, sans interruption d'électricité. Les analyses, les corrections, les tests et la préparation de tous les systèmes essentiels ont été achevés à la fin de 1998. La coordination avec les fournisseurs, les clients et les systèmes interconnectés a eu lieu pendant le premier semestre de 1999. Tout indique que le passage à l'an 2000 se fera sans heurt, mais des plans d'urgence sont préparés par prudence et pour rassurer le public.

Si nous nous sommes attachés essentiellement à préparer l'avenir pendant ces derniers mois, nous n'avons pas pour autant perdu de vue l'élément le plus essentiel pour nos clients chaque jour : la sécurité, la fiabilité, le service et la compétitivité des prix. Nous étions tournés vers l'avenir, mais nous vivions et travaillions dans le présent. Les besoins immédiats de nos clients ont toujours la préséance. Quels que soient les changements auxquels seront confrontées les entreprises qui nous succéderont, ce principe de base ne disparaîtra pas.

À mesure qu'elles se rapprocheront de l'ouverture du marché, elles prendront appui sur les réalisations historiques d'Ontario Hydro. Elles sauront ainsi contribuer à la prospérité de l'Ontario dans le siècle à venir, au moins autant qu'Ontario Hydro a su y contribuer pendant ce siècle.

Les successeurs d'Ontario Hydro

ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Hydro Services Company

L'ANNÉE 1998 ÉTAIT LA 92E ET LA DERNIÈRE ANNÉE D'EXPLOITATION D'ONTARIO HYDRO. LE 1ER AVRIL 1999, CINQ NOUVELLES ENTITÉS ONT SUCCÉDÉ À CETTE DERNIÈRE, DONT DEUX ENTREPRISES COMMERCIALES CONSTITUÉES À LA FIN DE 1998 GÉRÉES SÉPARÉMENT.

SOCIÉTÉ DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO

La Société de production d'électricité de l'Ontario (SPEO) hérite des 31 000 mégawatts de capacité de production installée d'Ontario Hydro, c'est-à-dire de ses 80 centrales hydroélectriques, nucléaires et thermiques. Elle devient ainsi l'un des plus grands producteurs d'électricité d'Amérique du Nord. La SPEO est très concurrentielle au niveau des coûts par rapport aux entreprises de production américaines de la région et bénéficie à ce titre d'un marché croissant pour l'énergie à faible coût et à faible émission.

La SPEO répond actuellement à près de 85 % de la demande en électricité de la province. Au titre d'un contrat passé avec le gouvernement provincial, cette proportion sera progressivement réduite de façon à ce que, d'ici 2010, la société ne contrôle pas plus de 35 % de l'approvisionnement total de la province. Cependant, la société abordera progressivement le marché américain, à mesure que celui-ci s'ouvrira à la concurrence.

SOCIÉTÉ DES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO

La Société des services d'électricité de l'Ontario (SSEO) est une société de portefeuille possédant deux principaux avoirs : le réseau de transport de 29 000 kilomètres et le système de distribution de 114 700 kilomètres. Elle dessert près d'un million de consommateurs, essentiellement dans les régions rurales et les collectivités éloignées.

La SSEO compte profiter de ses infrastructures et de la compétence de ses employés pour aborder de nouveaux marchés qui contribueront à sa croissance et à la valorisation de ses actions.

SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE DE GESTION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

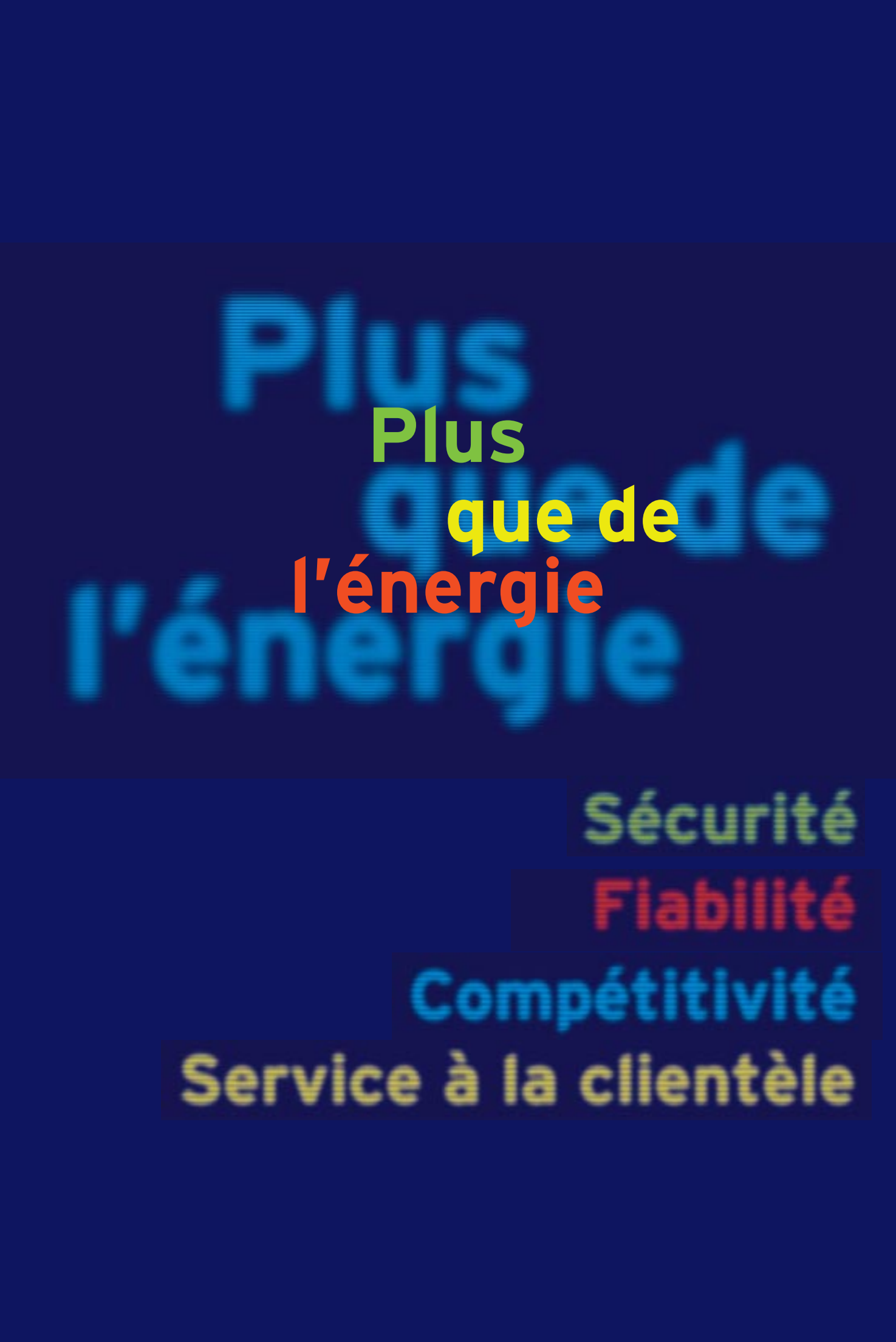
La Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGME) remplira deux fonctions principales sur le marché ontarien de l'électricité. Elle gérera le marché au comptant, assurant la compensation des opérations entre acheteurs et vendeurs, et dirigera l'exploitation du système de transport provincial afin d'assurer sa fiabilité et un accès équitable selon les règles du marché. La SIGME n'aura aucun contact commercial avec les participants au marché.

OFFICE DE LA SÉCURITÉ DES INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES

L'Office de la sécurité des installations électriques continuera d'assurer le service d'inspection d'Ontario Hydro. Il s'agit d'une entité indépendante et autofinancée, sans lien commercial avec tout autre service d'utilité publique ou société de services énergétiques.

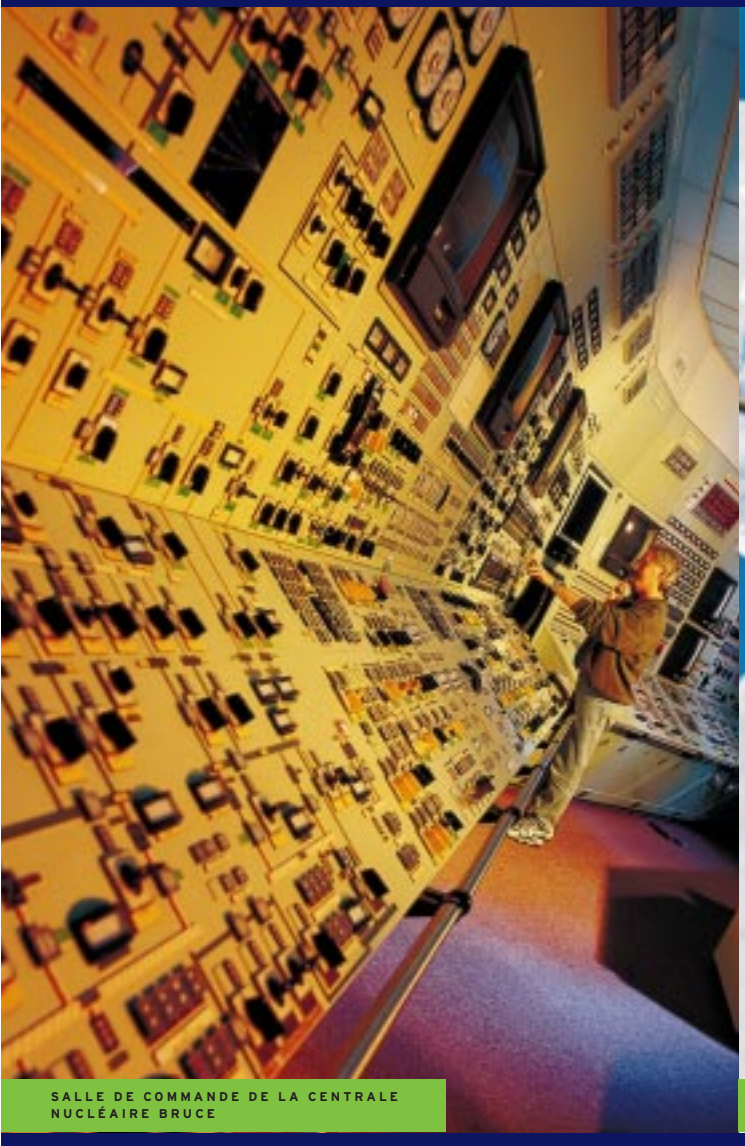
SOCIÉTÉ FINANCIÈRE DE L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO

La Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO) est un organisme de la Couronne responsable du service et du remboursement de la dette d'Ontario Hydro garantie par le gouvernement de la province. Elle assure la gestion du risque, la gestion de la trésorerie ainsi que les services bancaires et de comptabilité nécessaires à la gestion et au remboursement de la dette. La SFIEO est également responsable de l'administration des actifs du régime de retraite d'Ontario Hydro jusqu'à ce que ceux-ci soient répartis entre les régimes de retraite des sociétés qui lui succéderont.


Plus
que de
l'énergie
Sécurité
Fiabilité
Compétitivité
Service à la clientèle

Sécurité

NOTRE PREMIER DEVOIR ENVERS L'ONTARIO



SALLE DE COMMANDE DE LA CENTRALE NUCLÉAIRE BRUCE

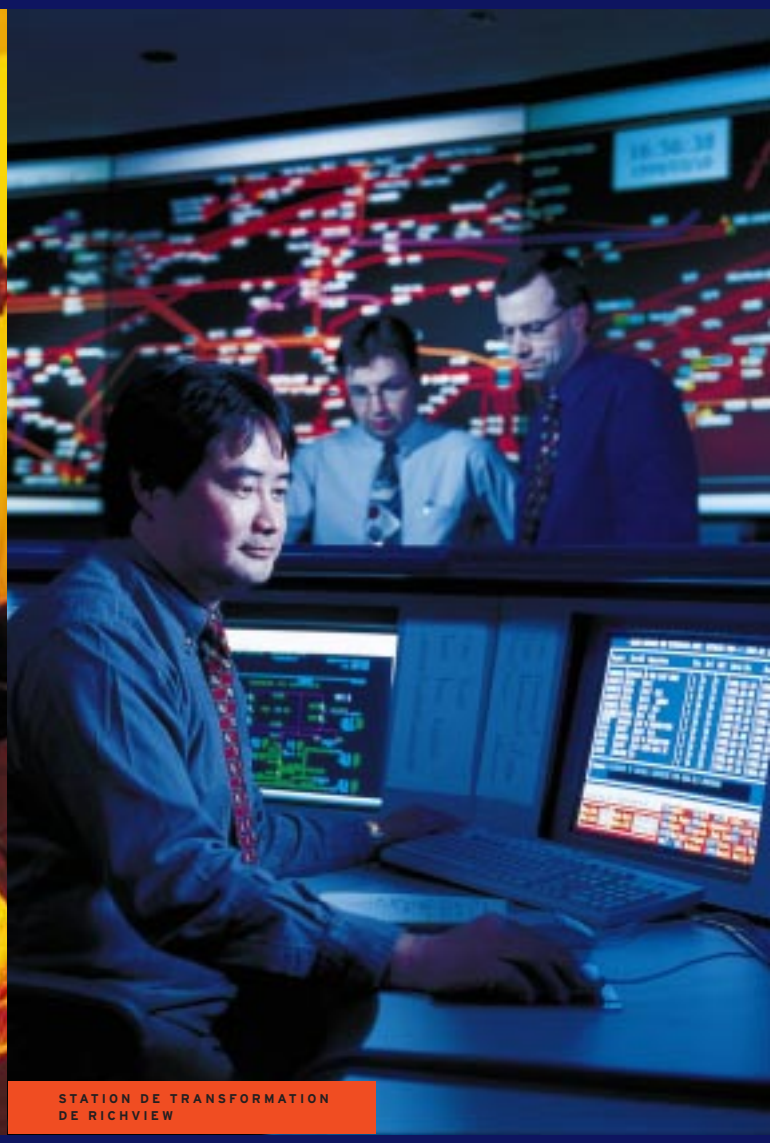
UNE ÉQUIPE D'ONTARIO HYDRO RÉTABLIT LE SERVICE APRÈS LE VERGLAS DE 1998

RENFORCER LA SÉCURITÉ DE LA PRODUCTION, DU TRANSPORT ET DE L'UTILISATION DE L'ÉLECTRICITÉ A TOUJOURS ÉTÉ LA VALEUR ESSENTIELLE D'ONTARIO HYDRO – LE CRITÈRE SELON LEQUEL NOUS ÉVALUONS TOUTES NOS ACTIVITÉS. Seul peut nous satisfaire un dossier parfait en matière de sécurité du personnel et de la population, relativement à tous les aspects du réseau d'électricité qui relèvent de notre contrôle. Nos sociétés remplaçantes adopteront la même attitude.

Fiabilité

VOUS POUVEZ COMPTER SUR NOUS

CENTRALE NANTICOKE



STATION DE TRANSFORMATION
DE RICHVIEW

PENDANT PLUS DE 90 ANS, ONTARIO HYDRO A ÉTÉ L'UN DES FOURNISSEURS D'ÉLECTRICITÉ LES PLUS FIABLES D'AMÉRIQUE DU NORD. SES SOCIÉTÉS REMPLAÇANTES SE MONTRERONT À LA HAUTEUR DE CETTE RÉPUTATION. L'adoption rapide de nouvelles technologies et des investissements permanents témoignent depuis toujours de l'enracinement de notre culture de fiabilité. Celle-ci est apparue dans toute sa force lors du verglas de 1998.

Compétitivité

TOUJOURS FAIRE MIEUX

ESSAI EN VUE DE L'AN 2000 À LA STATION DE TRANSFORMATION DE MANBY

MODERNISATION DES GÉNÉRATRICES À LA CENTRALE SIR ADAM BECK 2

PRIX, QUALITÉ, INNOVATION, SERVICE – LES INGRÉDIENTS DE LA COMPÉTITIVITÉ. Les sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro comptent parmi les meilleures entreprises de services publics du monde sous tous ces rapports. Nous savons cependant que même la plus grande avance sur les concurrents ne peut se maintenir sans une amélioration continue de nos connaissances, de notre efficience et de notre réceptivité envers les clients. Pour atteindre nos objectifs futurs, nous devrons viser plus haut que jamais.

Service à la clientèle

VOS BESOINS DÉFINISSENT NOS OBJECTIFS

CENTRE D'APPELS
DE MARKHAM

UN REPRÉSENTANT D'ONTARIO HYDRO
À LA FONDERIE D'INCO

ONTARIO HYDRO A LONGTEMPS AXÉ SON SERVICE À LA CLIENTÈLE SUR L'APPROVISIONNEMENT FIABLE EN ÉLECTRICITÉ. Cependant, dans un marché concurrentiel, chaque client a ses propres objectifs de service; chaque relation peut être unique. Les sociétés commerciales remplaçantes d'Ontario Hydro, la SPEO et la SSEO, voient là l'occasion d'offrir une gamme de services en perpétuelle expansion répondant aux besoins et aux désirs des clients.

ONTARIO HYDRO A RÉALISÉ LA VISION AMBITIEUSE DE SES FONDATEURS. Un réseau vaste et robuste de lignes électriques dessert toute la population ontarienne. Le potentiel hydroélectrique de la province a été en grande partie exploité. Des technologies et des méthodes nouvelles ont été rapidement adoptées. L'électricité abondante et peu coûteuse d'Ontario Hydro a attiré ici de grandes industries qui ont été le fer de lance de la prospérité ontarienne au vingtième siècle. Ces réalisations laissent un héritage durable à l'Ontario et aux sociétés commerciales qui prennent la relève d'Ontario Hydro en cette ère nouvelle de choix pour les clients. Quatre valeurs fondamentales font le lien entre les réalisations d'hier et les possibilités de demain : sécurité, fiabilité, compétitivité et service à la clientèle. Chacune de ces valeurs correspond à un atout traditionnel d'Ontario Hydro. Chacune a été transmise aux sociétés remplaçantes et les guidera sur le chemin de nouvelles réalisations qui dépasseront peut-être l'imagination des fondateurs d'Ontario Hydro, mais demeureront conformes à leurs principes.

Compte rendu de l'exploitation

MALGRÉ UNE MÉTÉO EXTRÊME, DES DÉFIS D'EXPLOITATION SANS PRÉCÉDENT ET UNE RESTRUCTURATION HISTORIQUE, LE PERSONNEL D'ONTARIO HYDRO N'A JAMAIS PERDU DE VUE SA MISSION FONDAMENTALE : RÉPONDRE À LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ DE LA PROVINCE AVEC FIABILITÉ ET EN TOUTE SÉCURITÉ. PARALLÈLEMENT, NOUS AVONS ACCRU LA VALEUR DE L'ACTIF, LANCÉ DE NOUVEAUX SERVICES, RESSERRÉ LES LIENS AVEC LA CLIENTÈLE ET RÉAGI AUX SITUATIONS D'URGENCE AVEC PROFESSIONNALISME ET DÉVOUEMENT.

Le projet de séparation

LA DERNIÈRE RÉUSSITE D'ONTARIO HYDRO AURA ÉTÉ D'ORCHESTRER LA PLUS GRANDE SÉPARATION D'ENTREPRISE DE L'HISTOIRE DU PAYS AFIN DE GARANTIR QUE LES SOCIÉTÉS REMPLAÇANTES SOIENT PLEINEMENT OPÉRATIONNELLES LE 1ER AVRIL 1999.

Le projet de séparation, lancé au milieu de 1998, devait assurer le passage harmonieux d'Ontario Hydro à ses sociétés remplaçantes sans la moindre interruption des activités essentielles. Près d'une centaine d'employés ont été affectés directement à cette entreprise complexe et plus de mille autres y ont participé indirectement. Le projet a suivi les directives du livre blanc sur la restructuration du réseau électrique déposé par le gouvernement provincial en 1997 et de sa loi habilitante, la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie.*

Un bureau du projet de séparation devait coordonner, surveiller et accélérer les quelque 800 activités déterminées par un comité de mise en œuvre et attribuées à six groupes de travail, responsables chacun d'un aspect clé de la transition. Voici un aperçu des réalisations du projet :

• **Restructuration financière.** Nous avons défini l'architecture financière des nouvelles entités commerciales, y compris les structures d'endettement, les cotes de crédit, l'évaluation de l'actif, ainsi que les bilans et les plans d'affaires initiaux. Pour chaque société remplaçante, il fallait trouver un équilibre entre trois considérations essentielles : mise en place d'un marché concurrentiel de l'électricité, possibilité d'accroissement de la valeur pour les actionnaires, et optimisation du remboursement de la dette d'Ontario Hydro garantie par la province.

• **Régie / nouvelle loi.** Nous avons rédigé les ordres de transfert que le gouvernement devait signer pour le passage de l'actif, des contrats, du passif, des litiges et du personnel aux sociétés remplaçantes, et obtenu les permis d'exploitation de la SPEO et de la SSEO auprès de l'organisme de réglementation, la Commission de l'énergie de l'Ontario. Il a aussi fallu coordonner la position d'Ontario Hydro à l'égard de la loi et de la réglementation de restructuration, et recommander un calendrier de proclamation des articles de la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* et d'abrogation des articles correspondants de la *Loi sur la Société de l'électricité* qu'elle remplace.

• **Exploitation.** Nous avons déterminé et comblé les besoins fonctionnels précis de chaque société remplaçante, au chapitre de la structure organisationnelle et de la dotation en personnel, des plans d'exploitation et budgets initiaux, et de la diligence raisonnable dans des domaines tels que l'environnement, la planification d'urgence et les relations avec les premières nations. Il importait particulièrement de coordonner les besoins fonctionnels complexes des grands projets engagés avant la planification de la séparation et essentiels à l'exploitation d'une société remplaçante, tels que le Plan d'optimisation des biens de production nucléaire.

• **Questions juridiques / enjeux de transition.** La nouvelle loi a transféré aux sociétés

Le projet de séparation a fait le pont entre nos réalisations communes d'hier et nos possibilités distinctes de demain.

remplaçantes toutes les obligations législatives et réglementaires que la *Loi sur la Société de l'électricité* imposait à Ontario Hydro. Certaines de ces responsabilités, comme la réglementation des services municipaux d'électricité, ont été attribuées à des organismes de réglementation tels que la Commission de l'énergie de l'Ontario.

• **Fonctions centrales.** Il a fallu doter chaque société remplaçante de l'infrastructure lui permettant d'assumer les services et les fonctions auparavant confiés aux unités d'exploitation d'Ontario Hydro. Des ententes de service intersociétés et des décisions d'impartition ont permis d'assurer des services tels que l'approvisionnement, la santé, la sécurité, les télécommunications, l'immobilier, l'informatique, les registres, la récupération des investissements et les espaces à bureaux. Les fonctions telles que le contentieux, les ressources humaines, la vérification, les finances, les régimes de retraite, la trésorerie et les affaires générales ont aussi été prises en charge.

• **Ressources humaines.** Les employés d'Ontario Hydro au 31 mars 1999 ont tous été mutés aux sociétés remplaçantes, qui disposaient des dossiers nécessaires et des conventions collectives en vigueur, ainsi que des régimes de retraite, de rémunération, d'avantages sociaux et de santé et sécurité.

Chacune des sociétés remplaçantes a reçu un compte rendu complet de ces activités avant le 1er avril. Ce rapport comprenait une analyse des travaux qui restaient à effectuer avant que le gouvernement ouvre à la concurrence le marché ontarien de l'électricité.

Le projet de séparation a remporté un double succès. En plus d'avoir atteint tous ses objectifs, il a permis aux autres employés de la société de consacrer leur temps et leurs compétences à desservir les clients d'Ontario Hydro puis, après la date de transfert, les clients des sociétés remplaçantes. Ce projet a fait le pont entre nos réalisations communes d'hier et nos possibilités distinctes de demain.

L'excellence d'aujourd'hui sera la compétitivité de demain

SOUCIEUSE DE SE PRÉPARER À L'AVÈNEMENT DE L'UN DES PLUS GRANDS MARCHÉS CONCURRENTIELS D'ÉLECTRICITÉ DU MONDE, LA SOCIÉTÉ DE PRODUCTION A RENFORCÉ SON EFFICIENCE OPÉRATIONNELLE ET MODERNISÉ LA TECHNOLOGIE DE NOMBREUSES INSTALLATIONS, SE RAPPROCHANT À GRANDS PAS DE SON OBJECTIF D'AFFICHER L'UNE DES MEILLEURES PERFORMANCES DU MONDE.

PRODUCTION NUCLÉAIRE

Au cours des quinze derniers mois, Production nucléaire Ontario Hydro s'est nettement rapprochée de son objectif pluriannuel visant à ramener sa performance nucléaire dans le premier quartile à l'échelle mondiale.

Au début de 1998, le conseil d'administration a approuvé le Programme d'amélioration intégré, volet opérationnel du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire recommandé en 1997 par le groupe consultatif sur la performance nucléaire. Ce plan prévoyait l'arrêt temporaire de huit tranches à Pickering A et Bruce A et la concentration des ressources de Production nucléaire dans les douze tranches restantes, réparties à égalité entre Pickering B, Bruce B et Darlington.

Fin avril 1998, les principaux éléments du programme étaient établis, y compris les dates repères et les résultats essentiels. Une équipe de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires a rendu visite aux centrales Pickering, Bruce et Darlington au printemps 1998 et confirmé que le programme était valable, et définissait l'ensemble des problèmes à corriger au sein de Production nucléaire. L'amélioration de la performance incluait notamment la planification et l'exécution des arrêts planifiés, la mise en œuvre de politiques, méthodes et procédés normalisés, et la mise en place de l'organisation nécessaire pour atteindre tous les objectifs.

En mars 1998, les quatre tranches de Pickering A ont été arrêtées en toute sécurité, après quelque 100 000 heures de travail. Les employés ont été mutés en majorité aux activités du programme visant les quatre tranches de Pickering B. Toujours en mars, le conseil d'administration a confirmé sa décision d'août 1997 d'arrêter temporairement les tranches 3 et 4 de Bruce A afin d'affecter plus de ressources au programme. L'arrêt de Bruce, amorcé en avril 1998, sera achevé en 1999. Certains employés de Bruce A ont été mutés aux tranches de Bruce B tandis que d'autres allaient à Darlington.

Le principal indicateur de performance nucléaire est un indice composite fondé sur neuf critères établis par l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires :

- Facteur de capacité
- Performance du système de sécurité
- Performance des solutions chimiques
- Facteur de perte de capacité non planifiée
- Performance thermique
- Radioexposition collective
- Déclenchement du réacteur
- Fiabilité du combustible
- Taux d'accidents industriels

À la fin du premier trimestre de 1999, l'indice de performance de Production nucléaire s'établissait à 69,2 sur 100, dépassant ainsi l'objectif pour un cinquième trimestre de suite et affichant une progression de 11 points depuis la fin de 1997.

Communications avec les intervenants

Fin 1997, Production nucléaire a commencé à publier des fiches de performance mensuelles pour informer le gouvernement et les autres intervenants des progrès de la relance nucléaire. La publication de ces fiches s'est poursuivie en 1998 et 1999. En plus de l'indice de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires, la fiche mesure 14 indicateurs mensuels, regroupés dans les catégories suivantes :

- Sécurité de la population
- Performance de la production
- Environnement
- Sécurité du personnel

Fin mars 1999, l'objectif était atteint ou dépassé dans 12 des 15 indicateurs de la fiche mensuelle, contre seulement six à la fin de janvier 1998. Par exemple, sur le plan de la performance de la production, la production d'électricité nette de Production nucléaire s'est établie à 59,9 térawattheures en 1998, contre un objectif de 56,3 térawattheures. De même, le facteur de capacité et le nombre total de jours d'arrêt par tranche ont été meilleurs que prévu.

Malgré ces résultats très encourageants, Production nucléaire est déterminée à accélérer le déroulement du programme d'ici la fin de 1999, afin d'être plus en mesure d'offrir l'électricité à prix concurrentiel aux marchés de l'Ontario et de l'Amérique du Nord qui s'ouvrent à la concurrence.

Autres nouvelles

La Commission de contrôle de l'énergie atomique a renouvelé le permis d'exploitation de Pickering pour 12 mois en mars 1998, puis pour deux ans en mars 1999. En novembre 1998, la centrale Darlington a obtenu un renouvellement de permis de deux ans.

Au premier trimestre de 1998, l'usine d'eau lourde de Bruce a été déclassée.

De juin à décembre 1998, Pickering a établi un nouveau record de sécurité du personnel avec 2,6 millions d'heures de main-d'œuvre sans absence résultant de blessures.

Gestion des déchets nucléaires

Ontario Hydro a toujours assumé la responsabilité de gérer ses déchets nucléaires de manière sûre, en tenant compte de ses obligations environnementales, sociales et financières. Depuis plusieurs années, Ontario Hydro appuie les travaux du gouvernement fédéral visant à trouver une méthode sûre et acceptable de gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire au Canada. En décembre, une étape importante a été franchie avec la réponse du gouvernement du Canada au rapport de la Commission d'évaluation environnementale du concept de gestion et de stockage des déchets de combustible nucléaire.

Ontario Hydro a accueilli favorablement la réponse du gouvernement fédéral et l'orientation qu'elle donne à la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire au Canada. Les travaux se poursuivent avec les gouvernements du Canada et de l'Ontario et d'autres services publics utilisant l'énergie nucléaire au Canada, afin de mettre en œuvre des programmes visant à réaliser les objectifs de la politique fédérale de gestion des déchets nucléaires.

Vente d'isotopes

La Société de production d'électricité de l'Ontario succède à Ontario Hydro en qualité de premier fournisseur mondial des isotopes radioactifs cobalt 60 et tritium, et de l'un des principaux fournisseurs d'oxyde de deutérium (eau lourde). Ces isotopes, sous-produits des activités nucléaires de la société, font l'objet d'une forte demande dans les secteurs de la médecine, de l'industrie et de la recherche. Les ventes d'isotopes ont toujours atteint les prévisions du plan d'affaires tout en contribuant au bénéfice net d'Ontario Hydro.

Malgré des exigences de production exceptionnelles, le groupe Production thermique a atteint et dépassé tous ses principaux objectifs de rendement en 1998.

PRODUCTION THERMIQUE

En 1998 et au premier trimestre de 1999, la réduction de la production nucléaire a nécessité une augmentation considérable de la production thermique. Celle-ci est passée à 35 térawattheures en 1998, un sommet en plus de dix ans. Ainsi, l'approvisionnement de la province en électricité et le service à la clientèle d'exportation n'ont jamais été compromis, malgré une demande de pointe estivale sans précédent.

Au premier trimestre de 1999, en dépit de ventes secondaires vigoureuses et de la plus forte production mensuelle de la décennie en janvier, la production thermique a manqué de peu le niveau cible en raison d'une production hydroélectrique et nucléaire plus abondante que prévu.

Malgré des exigences de production exceptionnelles, le groupe Production thermique a atteint et dépassé tous ses principaux objectifs de rendement en 1998, y compris en matière d'environnement. Les groupes générateurs se sont avérés beaucoup plus fiables que prévu, tandis que le coût du combustible et les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration demeuraient en deçà du budget. Au chapitre de la sécurité, le groupe a atteint ses objectifs ambitieux et affiché le meilleur résultat de son histoire.

Afin de parvenir à un tel accroissement de la production par rapport aux années précédentes, le groupe a dû accélérer pratiquement tous ses plans de production au cours d'un exercice placé sous le signe de la fiabilité et de la souplesse. Lorsque le marché est devenu très favorable, le groupe a su profiter de la hausse des prix en modifiant rapidement ses plans, par le remaniement des arrêts d'entretien, des livraisons de combustible et des ressources humaines.

Le groupe Production thermique doit également sa réussite à sa gestion de l'approvisionnement en combustible, qu'il a fallu accélérer de manière rapide et économique. En 1998, le groupe a non seulement obtenu les 15 millions de tonnes de charbon et 3 millions de barils de pétrole nécessaires pour produire 35 térawattheures, mais également accru la proportion de charbon de grande qualité à faible teneur en soufre dans le combustible. Ainsi, il a pu respecter les règlements sur les émissions de gaz acide et ses propres objectifs d'émissions de gaz acide et de gaz carbonique.

En décembre, la centrale Thunder Bay a obtenu la certification ISO 14001, tandis que deux tranches en réserve de la centrale Lennox étaient remises en service. Vers la fin de l'année, la centrale Lennox a également célébré l'achèvement fructueux de son projet de conversion des chaudières et des pipelines au gaz, qui permet à deux des quatre tranches de brûler à la fois le gaz naturel et le pétrole. Cette conversion abaisse les frais d'exploitation de l'usine d'environ 20 p. 100, tout en réduisant de quelque 25 p. 100 les émissions d'anhydride sulfureux, d'oxyde d'azote et de gaz à effet de serre.

Aux centrales Nanticoke et Lambton, d'importants programmes correctifs ont progressé, y compris des projets de turbines et de chaudières qui accroîtront la fiabilité, l'efficience opérationnelle et la performance environnementale. Par ailleurs, à Nanticoke, des modifications ont permis de substituer le gaz naturel au pétrole dans le système d'allumage des fours et d'alimenter un procédé de séchage du charbon, afin d'améliorer la combustion du charbon moins coûteux à faible teneur en soufre importé de l'ouest des États-Unis. Enfin, la centrale a installé de nouveaux brûleurs sur cinq de ses huit groupes générateurs, dont les émissions d'oxyde d'azote ont diminué d'environ 30 p. 100.

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE

En 1998, la brièveté de la fonte des neiges et les précipitations inférieures à la normale dans la province ont limité la production totale des 69 centrales hydroélectriques à 2,7 térawattheures

Le groupe Production hydroélectrique a investi 134 millions de dollars dans des programmes de remise en état et s'est beaucoup rapproché de l'obtention de la certification ISO 14001 pour son système de gestion de l'environnement.

de moins que l'objectif visé de 34,6. Cependant, l'abaissement du niveau de l'eau a permis au groupe Production hydroélectrique d'effectuer des travaux d'entretien nécessaires et d'accélérer son programme permanent d'immobilisations. À la centrale Robert H. Saunders, une quatorzième tranche a été réhabilitée dans le cadre d'un programme de 16 tranches. À la centrale Sir Adam Beck 2, les troisième et quatrième de 16 tranches ont été modernisées par le remplacement ou la remise en état de roues et d'autres composants importants. Au total, le groupe Production hydroélectrique a investi 134 millions de dollars dans des programmes de remise en état en 1998.

Par ailleurs, le groupe s'est beaucoup rapproché de l'obtention de la certification ISO 14001 pour le système de gestion de l'environnement des installations de production. Ce système vise à garantir que l'exploitation des centrales hydroélectriques respecte des normes internationales de performance environnementale, dont l'importance ne cesse de croître dans un marché concurrentiel.

En 1998, le groupe Production hydroélectrique a créé une division des petites centrales comprenant 26 centrales qui procurent près de 2 p. 100 de la capacité hydroélectrique totale. Cette division confère un caractère plus distinctif à ces centrales, augmente leur souplesse opérationnelle et permet de mieux les positionner devant l'intérêt croissant des consommateurs pour une électricité écologique.

Le groupe a eu l'occasion de célébrer de nombreuses réalisations passées et présentes en 1998. En mars, la centrale Ear Falls a rouvert après un incendie qui avait causé de lourds dégâts au bâtiment et aux génératrices en 1997. La remise en état s'est faite en un temps record, avec un nouveau bâtiment et quatre nouvelles génératrices.

En août, on a célébré le centième anniversaire de DeCew Falls 1 à St. Catharines, la plus ancienne centrale hydroélectrique encore en exploitation en Ontario. On a également célébré les 50 ans de la centrale Stewartville sur la rivière Madawaska et les 40 ans de la centrale Robert H. Saunders sur le Saint-Laurent. Ces anniversaires nous rappellent la valeur durable de notre système hydroélectrique et l'importance de réinvestir afin de préserver et d'accroître notre capacité de produire une énergie sûre et fiable à partir d'une ressource renouvelable.

COLLABORATION AVEC LES CLIENTS

Fondamentalement, nous vendons de l'électricité. Cependant, notre souplesse sur le plan de la tarification, des conditions d'approvisionnement, des services énergétiques et de la gestion des comptes nous a permis de mieux répondre aux besoins de la clientèle.

Voici quelques exemples de nouveaux services, de programmes de communication et d'initiatives commerciales qui ont resserré les liens entre Ontario Hydro et ses clients.

- Les clients ont pu comprendre les caractéristiques et les avantages du marché concurrentiel de l'électricité dans le cadre des séminaires d'une journée *Quest - Learning Together* donnés durant l'année.
- Les clients participant au programme de partage des gains sur le marché interconnecté ont tiré profit d'une forte hausse des prix dans le nord-est des États-Unis en juin 1998. Ce programme a permis aux clients de réduire leurs achats, en échange d'une part des gains réalisés par la SPEO sur la vente d'électricité à prix plus élevé.
- À la demande des clients, Ontario Hydro a conçu un programme d'énergie écologique possédant la certification Éco-Logo à l'intention des acheteurs de gros. Ce programme comprend les sources d'énergie renouvelable nouvelles et existantes telles que les petites centrales, les gaz d'enfouissement et l'énergie éolienne.

Fiabilité avant tout – croissance à la clé

LA SOCIÉTÉ DES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO A D'ABORD DÛ ENTRETENIR ET AMÉLIORER DES LIGNES ÉLECTRIQUES QUI FERAIENT PRÈS DE QUATRE FOIS LE TOUR DE LA TERRE. SA DEUXIÈME MISSION CONSISTAIT À DÉVELOPPER DES ACTIVITÉS CONCURRENTIELLES PAR LA COMMERCIALISATION DE L'ÉNERGIE, DES RÉSEAUX ET DES SERVICES CONNEXES RÉPONDANT AUX BESOINS ET AUX DÉSIRS DES CLIENTS.

LA GESTION DE CRISES À L'ÉPREUVE DU VERGLAS

En janvier 1998, les qualités fondamentales de la Société des services d'électricité de l'Ontario (SSEO) sont ressorties comme jamais auparavant lorsque le pire verglas de l'histoire a privé d'électricité plus de 600 000 personnes sur 25 000 km carrés dans l'est de l'Ontario. Le réseau électrique s'est littéralement effondré sous le poids de la glace, qui a atteint en cinq jours près du double de la quantité enregistrée normalement en un an. Plus de 7 000 poteaux de distribution se sont affaissés, emportant 1 800 transformateurs dans leur chute. Le verglas a endommagé 40 p. 100 des réseaux de transport et de distribution de l'est de la province.

Les équipes locales de la SSEO et des municipalités ont entrepris de rétablir le service avant même la fin du verglas, et ont rapidement reçu des renforts du reste de la province et d'ailleurs. Au plus fort de la mobilisation, près de 2 200 travailleurs étaient à l'œuvre 16 heures par jour, sept jours sur sept, sous un froid glacial accompagné de tempêtes de neige. Près de la moitié d'entre eux étaient à l'emploi d'Ontario Hydro, leurs collègues venant d'autres sociétés de services publics de l'Ontario et de l'extérieur. Près d'un millier de membres des Forces armées canadiennes ont prêté main forte sans relâche aux équipes des services publics. Dans les coulisses, des centaines d'autres employés de la SSEO orchestraient l'approvisionnement, répondaient à un quart de million d'appels de clients inquiets et s'acquittaient des mille et une tâches nécessaires à l'accélération du rétablissement de l'électricité. En deux semaines, plus de 90 p. 100 des résidences et des entreprises touchées avaient retrouvé le courant, exploit remarquable à tous égards. L'autopsie de la crise a mené à la mise à jour et à la réorganisation des méthodes d'urgence de la SSEO, afin d'assurer un rétablissement encore plus rapide si une telle situation devait se reproduire.

La réponse exemplaire de la Société des services d'électricité de l'Ontario au verglas nous rappellera longtemps que la fiabilité d'un réseau électrique dépend d'abord du facteur humain. Le personnel de la SSEO fait toujours preuve de la compétence, du dévouement et du professionnalisme qu'il a manifestés à cette occasion. C'est pourquoi la société est convaincue de pouvoir maintenir les normes de fiabilité du transport et de la distribution auxquelles s'attendent les Ontariens, tout en accroissant son efficience et en se montrant toujours plus sensible aux besoins de la clientèle.

MODÈLE DE GESTION DE L'ACTIF

La SSEO a adopté un modèle de gestion de l'actif dans lequel les décisions sur les investissements nécessaires à l'entretien et à l'amélioration des lignes électriques sont séparées du travail effectué sur ces lignes. En vertu de ce modèle, également retenu par les meilleures sociétés de services

En janvier 1998, les qualités fondamentales de la SSEO sont ressorties comme jamais auparavant lors du pire verglas de l'histoire.

publics du monde, le groupe de Gestion de l'actif du réseau de la SSEO prend les décisions d'investissement, tandis que le groupe des Services du réseau s'acquitte des travaux. Cette approche assure la fiabilité et l'utilisation optimale des éléments d'actif, ainsi que l'utilisation la plus efficiente possible des ressources humaines et financières de la société.

Au niveau du transport, le nouveau modèle a été mis en œuvre avec la création du centre de gestion des activités de transport, qui fait le lien entre la SSEO et les autres intervenants clés du réseau électrique : les fournisseurs, les clients, la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité et les Services du réseau. De plus, le centre coordonne et met en œuvre les plans d'urgence lors d'incidents graves touchant le réseau de transport. Il compte également des services de gestion des pannes, de performance des systèmes, d'efficacité de l'exploitation et de mise en œuvre de la stratégie d'exploitation.

Au niveau de la distribution, la SSEO a lancé son nouveau centre de gestion des activités de distribution, qui répondra aux appels de service en dehors des heures de travail dans toute la province à partir du 15 septembre 1999. Ce centre assure une meilleure coordination des équipes et nous permet d'informer les clients du moment où le service devrait être rétabli. Ultérieurement, il sera doté d'un système perfectionné de gestion des pannes de distribution, qui rehaussera encore le service à la clientèle.

La SSEO a également entrepris une refonte majeure de ses méthodes commerciales, avec l'implantation d'un nouveau système de gestion du travail, du matériel et des finances, ainsi que la modernisation de son infrastructure informatique.

NOUVEAU GROUPE GÉNÉRATEUR DANS UNE LOCALITÉ ÉLOIGNÉE DU NORD

Afin d'assurer la pérennité du service à Armstrong, localité forestière du nord de la province, la société a installé, dans le cadre du programme des collectivités éloignées, un nouveau groupe générateur diesel comprenant trois génératrices d'une capacité totale de 2 550 kilowatts (kW) et d'une capacité nominale de 1 450 kW. La charge de pointe s'établissant actuellement à 900 kW dans la zone de desserte, l'installation répondra au développement de la localité et de l'industrie locale. La capacité nominale de l'ancien groupe générateur construit il y a 25 ans ne suffisait plus à la demande. Par ailleurs, cet équipement étant situé à proximité d'un cours d'eau à truites, il était préférable de le déménager dans un autre site présentant moins de risques.

La nouvelle installation est dotée des tout derniers contrôles opérationnels et environnementaux, tels qu'un système SCADA. Elle est située dans une usine génératrice diesel qui fait appel à la technologie environnementale la plus moderne destinée aux régions éloignées.

Dans le cadre de la séparation juridique entre la SPEO et la SSEO, une disposition spéciale a permis à la SSEO de conserver la responsabilité des activités de production dans les localités éloignées du Grand Nord.

MODERNISATION ET EXPANSION DES CENTRES DE COMMUNICATION AVEC LA CLIENTÈLE

Les centres de communication avec la clientèle (CCC), qui ont célébré leur premier anniversaire en 1998, ont subi l'épreuve de la glace en janvier, alors qu'ils ont reçu plus de 30 000 appels par jour, 24 heures sur 24. Une analyse de la réponse au verglas a mené à l'installation de nouvelles technologies permettant le signalement automatisé des pannes directement du client au centre de service compétent.

Durant l'exercice, chaque CCC a été doté d'un centre de fidélisation de la clientèle, qui prend en charge les demandes de renseignements

et les problèmes de facturation et de service de plus de 900 000 clients de détail. Le centre de fidélisation travaille de concert avec les clients afin de régler les problèmes, en prenant les mesures de correction et de compensation qui s'imposent. En assurant le suivi des plaintes, le centre contribue à déterminer la nature et la portée des problèmes de service ainsi qu'à définir les changements à apporter aux politiques et aux méthodes afin d'améliorer la situation.

La centralisation du service téléphonique à la clientèle dans les CCC a permis de prolonger les heures de service; les clients peuvent désormais appeler de 7 h 30 à 18 h. Cette année, les centres seront encore plus accessibles. Bien que nous ayons toujours offert un service d'urgence 24 heures sur 24 pour les pannes, un nouveau système de réponse sera mis en place, permettant de recevoir un plus grand nombre d'appels d'urgence. Par ailleurs, les centres seront ouverts jusqu'à 20 h.

OH TELECOM

En 1998, la SSEO a amorcé les préparatifs du lancement d'un service de télécommunications. À titre de «transporteur de transporteurs», OH Telecom peut se servir de son réseau optique provincial pour offrir des services de transmission voix-données à des clients tels que les transporteurs interurbains, les fournisseurs de services Internet et les sociétés qui transfèrent de grandes quantités de données.

SERVICES CONCURRENTIELS AU DÉTAIL

En 1998, la SSEO a lancé des services commerciaux, dans le cadre de sa stratégie visant à mettre en place des activités concurrentielles misant sur son actif et sa compétence actuels. Tous les services énergétiques non réglementés font appel aux compétences éprouvées de la société et visent des créneaux dont le potentiel de croissance a été analysé avec soin.

LANCEMENT DU PROGRAMME PAYONE

PayONE est un service perfectionné de comptabilité et de regroupement des factures destiné aux clients commerciaux et institutionnels à sites multiples, tels que les chaînes de restauration, les sociétés de gestion immobilière, les détaillants et les conseils scolaires. Ce programme, mis à l'essai dans les restaurants McDonald de l'Ontario, recueille toutes les factures de services publics du client (électricité, gaz, eau, par exemple), les vérifie, paie l'entreprise de service public et fait parvenir au client une seule facture électronique sous une forme qui répond à ses besoins. En plus de libérer le personnel de comptabilité et de procurer d'autres économies aux clients, le service fournit des statistiques, des études de tendances et des analyses comparatives sur l'utilisation et le coût des services publics, qui aident à prendre des décisions d'exploitation et à établir les budgets. PayONE s'est assuré de nombreux clients en 1998 et d'autres devraient suivre en 1999.

SOLUTIONS SUR MESURE

La gestion énergétique commerciale et industrielle est un secteur en pleine croissance, et le groupe Solutions sur mesure affiche déjà quelques succès remarquables sur ce marché. Sa plus grande réussite a été l'obtention d'un mandat de définition, de conception, de mise en œuvre et de financement des possibilités d'économies au chapitre des services publics dans 18 immeubles commerciaux de Cadillac Fairview en Ontario. L'analyse a permis de déterminer qu'un investissement non récurrent de 3,2 millions de dollars entraînerait des économies annuelles de 1,1 million de dollars.

Le groupe offre également le service PowerSelect, qui porte sur les exigences de qualité de l'électricité, ainsi que la comptabilité et l'analyse des services publics. Ce dernier service simplifie, compare et analyse les données de facturation des clients à sites multiples et leur procure un

profil historique de leur consommation d'électricité et de leurs frais d'exploitation.

PROJET NORTHWIND À TORONTO

Dans le cadre d'une alliance commerciale avec Toronto Hydro et Unicom Thermal Technologies de Chicago, la SSEO met au point le premier grand projet de climatisation urbaine du Canada, qui desservira le centre-ville de Toronto.

OPEX 2000

En janvier 1999, la SSEO a lancé son programme d'excellence opérationnelle OpEx 2000, qui consiste à réviser d'anciens procédés et à en introduire de nouveaux afin d'optimiser le capital et la productivité et de dispenser un excellent service à la clientèle. OpEx 2000 garantira une exploitation efficace et efficiente, qui permettra à la société de prospérer dans le marché concurrentiel.

OpEx 2000 vise des fonctions et des initiatives essentielles à la réussite commerciale : service à la clientèle; gestion de l'actif du réseau de distribution; gestion de l'actif du réseau de transport; conception et construction; gestion des ressources (ordonnancement et soumissions / autorisations de travail); exploitation, entretien et restauration; soutien logistique (formation professionnelle, gestion de l'approvisionnement, gestion du parc automobile); gestion des installations; gestion du rendement; santé, sécurité et environnement; et gestion du changement / communication.

En 1998, le groupe de foresterie de la SSEO a enregistré le genre de gains de productivité que promet OpEx 2000. Des mesures telles que le regroupement des équipes, l'utilisation de quartiers généraux temporaires pour limiter les déplacements et la définition d'objectifs de rendement précis ont permis d'accomplir davantage que l'année précédente tout en renforçant la sécurité. Cette réalisation est d'autant plus remarquable que tous les travaux forestiers prévus ont été interrompus pendant six semaines au début de 1998 afin de rétablir le service après le verglas.

ESSAI À GRANDE ÉCHELLE EN VUE DE L'AN 2000

Le 6 mars 1999, le premier essai important de préparation du réseau de transport de la SSEO en vue de l'an 2000 a été mené avec succès auprès de 180 000 abonnés de Toronto Hydro qui n'ont subi aucune interruption de service. À minuit, les horloges du système SCADA de la station de transmission Manby et des sept autres stations qu'elle contrôle, et celles de l'équipement connexe de protection et de communication, ont été avancées simultanément au 1er janvier 2000. Des essais séparés avaient montré que chacun de ces systèmes était prêt pour l'an 2000, mais il fallait vérifier l'interfonctionnement de l'équipement. L'essai s'est poursuivi jusqu'à ce que les horloges passent la date simulée du 29 février 2000, autre moment critique puisqu'il s'agira d'une année bissextile.

PROJET ARC2000

Au premier trimestre de 1999, la SSEO a lancé un autre programme clé visant à élaborer une architecture informatique qui régira la façon d'acquérir, de construire, de modifier et d'utiliser les ressources liées à la technologie de l'information (TI), depuis les applications et les bases de données jusqu'aux composants réseaux, matériels et logiciels. En raison de l'indépendance de la SSEO et de l'accroissement des besoins d'information dans un marché ouvert, il faut consentir un investissement substantiel dans cette technologie. Parmi les projets TI en cours ou en phase avancée de planification, on trouve notamment l'interaction électronique avec l'organisme indépendant de gestion du marché et les sociétés de production, l'adaptation aux nouvelles exigences réglementaires et les initiatives OpEx 2000 et «Market Ready». Le projet ARC2000

L'investissement d'Ontario Hydro dans Luz del Sur a rapporté un dividende de 16 p. 100, alors que cette société de distribution d'électricité péruvienne a continué de se développer et d'accroître sa productivité.

permettra la mise en place d'un cadre intégré de principes, de caractéristiques, de normes et de directives qui orienteront ces projets et les initiatives futures de la SSEO dans ce domaine.

DES DÉPHASEURS RENFORCENT LA CONNEXION ENTRE LE MICHIGAN ET L'ONTARIO

En vertu d'une entente d'expansion des installations d'interconnexion récemment signée entre la SSEO et deux sociétés de services publics du Michigan, deux déphaseurs seront installés et en exploitation au milieu de l'an 2000 à Lambton, tandis que Detroit Edison installera un déphaseur et un autotransformateur au Michigan. Ce projet conjoint facilitera les échanges d'électricité entre le Michigan et l'Ontario et aidera l'Ontario à importer de l'énergie des États-Unis et à décongestionner les mouvements d'électricité d'est en ouest.

ÉNERGIE ÉCOLOGIQUE

Certains clients désirent obtenir une partie de leur électricité de sources d'énergie renouvelables. La SSEO offre cette possibilité à une partie de sa clientèle de détail dans le cadre du projet pilote GreenChoice Generation. Malgré que l'énergie «verte» coûte un peu plus cher, certaines entreprises sont disposées à payer le supplément afin de favoriser l'énergie écologique. Les clients inscrits au programme GreenChoice Generation reçoivent une plaque indiquant la proportion de leur énergie qui provient de sources écologiques et peuvent apposer le symbole Éco-Logo sur leur papier à en-tête et leurs documents promotionnels.

ONTARIO HYDRO INTERNATIONAL INC.

La participation de 15 p. 100 d'Ontario Hydro International dans Luz del Sur a rapporté un dividende de 16 p. 100 en 1998, alors que cette société de distribution d'électricité péruvienne a continué de se développer et d'accroître sa productivité. Malgré que l'économie péruvienne ait subi les contrecoups de El Niño et du ralentissement économique en Asie, les ventes d'électricité de Luz del Sur ont progressé de 10 p. 100 alors que sa clientèle augmentait de 2 p. 100. Des efforts soutenus visant à améliorer la performance du système de distribution ont permis de réduire les pertes d'énergie de 17 p. 100.

En 1998, Ontario Hydro a aidé Luz del Sur à se doter d'un dispositif de thermovision de pointe pour l'entretien préventif de son réseau de transport et de distribution. Cette technologie réduira encore les frais d'exploitation et d'entretien de LDS.

En Amérique centrale, OHII a piloté l'aide d'Ontario Hydro au Honduras après l'ouragan Mitch. Ontario Hydro a annoncé qu'elle consacrerait 500 000 $ en matériel et en ressources humaines au rétablissement de l'électricité dans ce pays ravagé par la tempête. Deux techniciens ont été rapidement dépêchés au Honduras pour appuyer la société d'électricité nationale dans l'évaluation des besoins de reconstruction.

La porte du marché de l'électricité

LE GROUPE D'EXPLOITATION DU MARCHÉ CENTRAL N'A PAS CESSÉ DE VEILLER À LA SÉCURITÉ DU SYSTÈME DE TRANSPORT DE L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO. CEPENDANT, LORSQU'IL S'EST MUÉ EN SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE DE GESTION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ, SON MANDAT S'EST ÉTENDU À LA GESTION DE L'UN DES PRINCIPAUX MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ EN AMÉRIQUE DU NORD.

Le groupe d'Exploitation du marché central (EMC) d'Ontario Hydro a dû relever des défis exceptionnels au cours des quinze derniers mois, à commencer par le verglas de janvier 1998 qui a fauché des pans entiers du réseau de transport dans l'est de l'Ontario. Pendant la crise du verglas et par la suite, le personnel a travaillé 24 heures sur 24 en collaboration étroite avec les sociétés de production et de services, afin de rétablir le service, d'ajuster l'équipement et d'atténuer le plus possible l'impact du verglas sur le reste de l'Ontario et sur les interconnexions avec d'autres territoires.

Six mois plus tard, une vague de chaleur persistante frappait une grande partie de l'Amérique du Nord, et la demande d'électricité de pointe fracassait des records, exerçant une pression sans précédent sur le réseau interconnecté du continent. Là encore, le personnel de EMC a travaillé en étroite collaboration avec les autres groupes d'Ontario Hydro et avec les sociétés d'autres territoires, afin de répondre à la demande record de la province et d'exporter de l'électricité. Malgré les défis posés par la vague de chaleur et le verglas, le groupe a atteint ou dépassé tous les objectifs de performance du NERC (North American Electricity Reliability Council) durant cette période.

En plus de veiller à la sécurité du réseau de transport de l'électricité, le personnel de EMC a joué un rôle clé dans la mise en place du futur marché concurrentiel de l'électricité en Ontario. Des spécialistes du groupe siégeaient à toutes les commissions techniques du comité de conception du marché nommé par le gouvernement, ainsi qu'au sein de l'équipe d'établissement des règles et du comité de coordination.

TRANSITION DE L'EMC À LA SIGME

En 1998, le groupe d'Exploitation du marché central a entrepris de réaliser le programme d'infrastructure qui le transformera en société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGME), comme le prévoit la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* qui restructure le réseau d'électricité de l'Ontario. Ce programme, qui se poursuivra tout au long de 1999, comprend la conception, le développement, la documentation, l'essai, la mise en service et la mise en œuvre de l'infrastructure opérationnelle critique de la SIGME. À la fin de l'année, des systèmes indépendants étaient déjà en place pour la gestion financière et la gestion de la trésorerie, et le programme était en voie de respecter toutes les échéances prévues pour l'ouverture du marché.

Activités générales d'Ontario Hydro

Le développement durable : élément clé de la réussite concurrentielle

Dans le marché concurrentiel de l'électricité, les clients accorderont de plus en plus d'attention à la performance environnementale. À prix égal, bien des clients préféreront un fournisseur affichant des antécédents solides en matière de protection de l'environnement. Des études de marché indiquent que de nombreux clients sont prêts à payer au moins une prime modique pour obtenir de l'électricité produite dans le respect de l'environnement. Par ailleurs, les investisseurs s'intéressent beaucoup à la façon dont les sociétés s'acquittent de leurs obligations environnementales, s'assurent d'une conformité permanente en cette matière et évitent les situations pouvant engager leur responsabilité.

Dans cette perspective, l'engagement d'Ontario Hydro envers le développement durable est devenu la pierre d'assise de la réussite concurrentielle des sociétés remplaçantes. Le développement durable, qui consiste à répondre aux besoins actuels sans compromettre la capacité des générations futures de répondre aux leurs, n'est pas tant un programme qu'une manière d'envisager les dimensions financières, sociales et environnementales des activités de l'entreprise.

Dans les deux sociétés remplaçantes, le développement durable vise deux grands objectifs financiers : tirer davantage des dépenses en environnement, et réduire les risques et les responsabilités par des programmes de gestion de l'environnement judicieux et des mesures correctives au besoin. Sur le plan social, nous devons mériter le respect et la fidélité de nos clients, y compris ceux qui vivent dans les collectivités où nous exerçons nos activités, notamment par une divulgation honnête des incidences environnementales de nos activités. Par exemple, la SPEO maintiendra ses relations avec les groupes consultatifs environnementaux établis autour de ses grandes centrales et, à l'instar d'Ontario Hydro, collaborera étroitement avec les collectivités locales pour mieux répondre à leurs besoins.

En matière de performance environnementale, les engagements d'Ontario Hydro se sont concrétisés par l'adoption des normes ISO 14001 à l'égard des systèmes de gestion de l'environnement par tous les groupes de la société.

On trouvera ci-dessous un résumé de quelques-uns des nombreux projets de développement durable menés à bien au cours des 15 derniers mois.

Mini-génératrice à Deer Lake

Deer Lake est l'une des 23 localités desservies par le groupe des collectivités éloignées de la SSEO. Elle est accessible seulement par avion ou par chemin d'hiver. Jusqu'à tout récemment, elle tirait son électricité de trois génératrices diesels. Lorsque la demande a dépassé la capacité de cette installation, Ontario Hydro Technologies a installé deux mini-génératrices hydroélectriques de 245 kilowatts à proximité, à Shoulderblade Falls. Ce projet a été réalisé en collaboration avec le groupe des collectivités éloignées, la première nation de Deer Lake et le ministère fédéral des Affaires indiennes et du Nord canadien. Cette installation comblera près de 90 p. 100 des besoins en électricité de la collectivité et réduit fortement la dépendance envers le diesel.

Échange de réductions d'émissions

Depuis 1996, Ontario Hydro participe au projet pilote d'échange de réductions d'émissions avec d'autres entreprises, administrations publiques et organismes non gouvernementaux. Ce projet, auquel les sociétés remplaçantes continueront d'adhérer, vise à fournir des encouragements commerciaux à l'amélioration de la performance environnementale. En investissant volontairement

La participation d'Ontario Hydro a contribué à réduire les émissions d'oxyde d'azote dans l'est de l'Amérique du Nord, et la société de production remplaçante accentuera constamment cet apport.

dans l'équipement et les méthodes qui réduisent les émissions, les sociétés membres gagnent des crédits qui peuvent être achetés ou vendus, pour chaque tonne de réduction d'émissions. En 1998, Ontario Hydro a acheté des crédits de Beaver Fuels, qui a ainsi pu vendre de l'essence plus propre sans hausser les prix à la pompe, et vendu des crédits d'oxyde d'azote à la Hartford Steam Boiler Company du Connecticut. La participation d'Ontario Hydro à ce programme innovateur a contribué à réduire les émissions d'oxyde d'azote dans l'est de l'Amérique du Nord, et la société de production remplaçante accentuera constamment cet apport.

Restauration des paysages touchés par le verglas

Le verglas de janvier 1998 a tué des milliers d'arbres dans l'est de l'Ontario. Dans le seul corridor Ottawa-Kingston, on estime que jusqu'à 70 p. 100 des arbres ont subi des dégâts. Afin de contribuer à la restauration de l'environnement, Ontario Hydro a donné 50 000 $ à la Fondation Evergreen pour financer un programme de recrutement de bénévoles qui plantent de nouveaux arbres dans la région. Trois mille arbres (érables rouges, bouleaux gris, frênes verts, épinettes blanches, peupliers, chênes blancs, ormes blancs et tilleuls) ont été distribués à 35 écoles et 28 groupes communautaires.

Ressources humaines / Santé et sécurité

Afin de répondre aux besoins de la société, notamment à l'égard des exigences particulières du programme de relance du nucléaire et des défis liés à la séparation d'Ontario Hydro, le service des Ressources humaines a accompli les tâches suivantes :

• redéfinition de la relation d'affaires avec 95 p. 100 des 21 000 employés et net assouplissement de l'exploitation par la négociation fructueuse de conventions collectives distinctes pour chacune des sociétés remplaçantes;
• affectation d'environ 21 000 employés et 15 000 retraités aux sociétés remplaçantes sans un seul grief;
• dans le cadre d'une excellente collaboration avec les syndicats, résolution d'un arriéré de plus de 3 100 griefs, dont seulement 10 p. 100 ont dû être soumis à un tiers;
• définition de nouvelles structures organisationnelles, responsabilités et obligations de rendre compte;
• adoption d'un nouveau code de déontologie moderne visant à promouvoir une culture adaptée au marché concurrentiel;
• lancement d'un nouveau système de paie intégré contribuant à l'amélioration de la productivité et conforme à l'an 2000;
• amélioration des systèmes de recrutement pour l'acquisition des compétences nouvelles et existantes;
• élaboration de programmes de planification de la relève et de perfectionnement des cadres afin d'assurer la qualité future du leadership et de la gestion;
• organisation et administration du dixième programme annuel de prix d'Ontario Hydro, qui reconnaît et célèbre l'excellence, l'ingéniosité et la compétence des employés en fait de service à la clientèle, de sécurité, de durabilité environnementale, de technologie et d'innovation; ces divers projets ont valu à la société des économies de plus de 154 millions de dollars.

Santé et sécurité

• En mars 1999, la société a connu son premier accident mortel depuis 1994 avec le décès malheureux d'un employé sur la route.
• Bien que le nombre de jours perdus / imputés par million d'heures de travail (taux de gravité des accidents) ait été plus élevé en 1998 qu'en

1997, cet indicateur essentiel de santé et de sécurité au travail s'est néanmoins amélioré de plus de 200 p. 100 en cinq ans.
• Le taux de fréquence global des blessures, qui correspond au nombre d'incidents survenant au sein de la société, s'est amélioré en 1998.

Ontario Hydro Technologies

En 1998, Ontario Hydro Technologies (OHT) a répondu à une vaste gamme de besoins spécialisés des groupes fonctionnels d'Ontario Hydro. OHT a obtenu la certification ISO 9001 en 1998. En avril 1999, OHT devenait Ontario Power Technologies, filiale en propriété exclusive de Production d'électricité de l'Ontario.

Évaluation environnementale des terrains : OHT a mené à bien un important programme d'analyse des sols pour la SSEO, comprenant le prélèvement d'échantillons sur près de 1 000 sites de transport, de distribution et de communication hertzienne, et leur étude exhaustive dans son laboratoire de chimie analytique. Ce projet, qui s'inscrivait dans le cadre du programme d'évaluation et de restauration des terrains de la SSEO, a été l'un des plus vastes du genre jamais entrepris au Canada.

Une aide importante a été apportée à l'exploitation des centrales :
• examen complet et prédictions de la corrosion et de l'absorption du deutérium dans les tubes de force en exploitation pour Production nucléaire;
• nouvelles méthodes d'évaluation des défauts des canaux de combustible de Bruce B et évaluations à Bruce, Darlington et Pickering; technologie de détection des fuites des générateurs de vapeur;
• vérification sismique des composants à Darlington;
• soutien des arrêts pour l'inspection aux ultrasons des tubes des générateurs de vapeur des centrales nucléaires;
• soutien technique aux activités d'entretien des centrales nucléaires;
• nettoyage chimique des stators de génératrices à Pickering;
• analyse des vibrations induites par la circulation dans les tubes de préchauffage à Bruce B;
• analyse des conteneurs de transport des déchets radioactifs sur le plan des accidents, des incidences et de la manutention;
• caractérisation des émissions et consultation relative aux méthodes d'échantillonnage des émanations pour Production thermique;
• réparation de conduites forcées à High Falls et services spécialisés dans le domaine du béton à la centrale Saunders pour Production hydroélectrique.

Recherche et développement stratégiques axés sur trois domaines : électricité des clients, y compris l'efficience énergétique et l'amélioration de la qualité de l'électricité; systèmes intelligents, y compris les technologies évoluées de surveillance des systèmes; et production répartie, telle que les piles à combustible et les microturbines.

Expansion des affaires : Avec son partenaire stratégique Babcock & Wilcox, OHT a lancé la nouvelle société d'applications Integran Technologies Inc. en mars 1999. Cette entreprise mettra en marché une technologie des matériaux de pointe élaborée par OHT en collaboration avec des chercheurs de l'université de Toronto et de l'université Queen's. Les applications vont d'accumulateurs au plomb améliorés à des revêtements résistant à l'usure.

OHT a négocié une convention de licence exclusive avec Sumitomo Corporation pour la commercialisation de ses technologies de destruction des BPC dans l'huile minérale et les askarels, et de décontamination de l'équipement électrique renfermant des BPC au Japon.

Prêts pour l'an 2000

Ontario Hydro a accordé la priorité à son programme de préparation en vue de l'an 2000 dès sa mise en place en 1996. Ce programme, qui se poursuit dans les sociétés remplaçantes, comprend la mise à niveau des systèmes informatiques et la planification d'urgence, en étroite collaboration avec les intervenants et les partenaires stratégiques. L'équipe de l'an 2000, qui a déjà regroupé plus de 600 professionnels, dispose d'un budget de plus de 100 millions de dollars pour mener à bien un programme en trois étapes.

Première étape – Pérennité de l'exploitation – Cette étape, qui comprenait l'analyse de tous les systèmes critiques, leur correction, leur vérification et l'attestation de leur conformité à l'an 2000, a été achevée pour l'essentiel en 1998. Au début de 1999, une évaluation indépendante a confirmé la validité du programme.

Deuxième étape – Préparation opérationnelle – Cette étape consiste à vérifier l'interfonctionnement des systèmes certifiés. Des essais d'intégration à grande échelle ont été couronnés de succès dans des sites de production (centrale nucléaire Bruce, deux des quatre centrales thermiques prévues et cinq des sept centrales hydroélectriques prévues) et dans un emplacement représentatif du réseau électrique (ensemble de stations de transformation dans la région de Toronto). Ontario Hydro et ses sociétés remplaçantes ont travaillé avec le NERC (North American Electricity Reliability Council) pour vérifier l'interopérabilité à l'intérieur de l'interconnexion de l'est du continent dont fait partie l'Ontario. Par ailleurs, durant cette étape qui devrait être achevée au milieu de 1999, les sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro évalueront la préparation à l'an 2000 des fournisseurs externes, des clients directs, des services municipaux d'électricité et des partenaires indépendants de production d'électricité.

Troisième étape – Préparation aux incidents – À la lumière des conclusions de la deuxième étape, des plans de préparation et d'intervention d'urgence seront formulés pour assurer la sécurité et la fiabilité à l'échelle de l'Ontario et pour réduire le plus possible le risque provenant de fournisseurs externes et d'autres entités de l'extérieur. Des exercices et des simulations d'incidents auront lieu en collaboration avec le NERC, et les sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro travailleront avec les organismes provinciaux et municipaux pour établir des plans d'intervention en cas de pannes imprévues. Des plans seront mis en place en vue d'une exploitation prudente du réseau électrique lors du passage à l'an 2000. Cette étape sera achevée en novembre 1999.

Tout au long du programme, Ontario Hydro a partagé des renseignements avec d'autres sociétés de services publics et participé à des programmes visant à relever les risques communs et à trouver des solutions à l'échelle du secteur. Par ailleurs, des renseignements sur la préparation en vue de l'an 2000 sont communiqués aux clients et aux autres intervenants par des publications fréquentes et dans les sites Web de PEO et de la SSEO.

Comme l'indique cet aperçu, Ontario Hydro a pris toutes les mesures possibles pour assurer la fiabilité du réseau électrique de l'Ontario lors du passage à la date fatidique. En raison de ces précautions, dont la mise en œuvre se poursuit au sein des sociétés remplaçantes, nous nous attendons à ce que l'impact direct de cet événement unique dans l'histoire de l'humanité soit contrôlable en Ontario.

Section financière

Rétrospective et analyse financières	30
Rapport de la direction	36
Rapport des vérificateurs	37
États consolidés des résultats et des bénéfices non répartis (du déficit)	38
Bilans consolidés	39
États consolidés des flux de trésorerie	40
Notes afférentes aux états financiers	42
Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices	64

Rétrospective et analyse financières

FAITS SAILLANTS FINANCIERS POUR LE TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 MARS 1999

Ontario Hydro a poursuivi ses activités au cours du trimestre terminé le 31 mars 1999, pour les transférer à cette date à l'une des nouvelles entreprises qui lui succèdent du fait de la restructuration de la société. Au cours de cette période, l'exploitation s'est maintenue dans la ligne des exercices précédents et a respecté le plan établi. Aucun événement imprévu d'envergure n'a eu d'influence sur les résultats d'exploitation ou la situation financière de la société.

Le tableau suivant établit un sommaire financier comparatif des trois mois terminés le 31 mars 1999 et le 31 mars 1998 :

(en millions de dollars)	31 MARS 1999	1998 *(non vérifié)*
Produits	**2 594**	2 484
Charges	**1 463**	1 250
Charges de financement	**687**	734
Bénéfice net	**444**	500
Fonds provenant de l'exploitation	**806**	719
Fonds affectés aux investissements	**149**	228
Fonds affectés au financement	**587**	401
Couverture de l'intérêt	**1,66**	1,71
Ratio d'endettement	**1,086**	1,135

Le bénéfice net du premier trimestre de 1999 s'établit à 444 millions de dollars, en baisse de 56 millions de dollars par rapport au trimestre correspondant de 1998. Bien que les produits du premier trimestre de 1999 aient été de 110 millions de dollars supérieurs et les charges de financement, de 47 millions de dollars inférieures, cette avance a été plus qu'absorbée par une hausse de 213 millions de dollars des charges.

Le total des produits du premier trimestre s'établit à 2 594 millions de dollars en 1999, soit 110 millions de dollars de plus qu'en 1998. Les produits de la vente de puissance et d'énergie primaires ont atteint 2 511 millions de dollars pour le premier trimestre de 1999, soit 86 millions de dollars de plus que les 2 425 millions de dollars du premier trimestre de 1998. Les ventes d'énergie en 1999 sont supérieures, puisque la demande avait baissé au début de l'année dernière en raison de conditions climatiques plus douces que d'ordinaire.

Les produits de la vente de puissance et d'énergie secondaires, soit 21 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 1999, sont de 16 millions de dollars supérieurs à ceux de la même période de 1998, en raison de la progression des ventes d'énergie en dehors de la province.

Les autres produits, soit 62 millions de dollars pour le premier trimestre de 1999, sont de 8 millions de dollars supérieurs aux 54 millions de dollars du premier trimestre de 1998, en raison d'un gain réalisé sur certains placements.

Les charges du premier trimestre de 1999 s'établissent à 1 463 millions de dollars, contre 1 250 millions de dollars pour l'exercice précédent, en hausse de 213 millions de dollars, à raison de :

- 167 millions de dollars de hausse des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA);
- 44 millions de dollars d'augmentation du combustible utilisé pour la production d'énergie électrique;
- 17 millions de dollars au titre de la diminution des achats d'électricité; et
- 19 millions de dollars de hausse des amortissements.

Les charges EEA du premier trimestre de 1999 sont supérieures de 167 millions de dollars à celles du trimestre correspondant de 1998; les principaux écarts sont les suivants :

- 50 millions de dollars affectés aux travaux dus à la crise du verglas de 1998 avaient été imputés à la provision pour frais futurs, ce qui a contribué à réduire les charges EEA de 1998 par rapport à celles de 1999;
- 30 millions de dollars ont été consacrés à l'intensification du programme intégré d'amélioration du secteur nucléaire;
- 15 millions de dollars ont été absorbés par la préparation des groupes Production d'électricité, Fonction commerciale et Services pour fonctionner dans le cadre mis en place à compter du 1er avril 1999.

Les charges EEA du trimestre comportent également un poste de 37 millions de dollars correspondant à la clôture définitive des comptes d'Ontario Hydro, et un rajustement de 23 millions de dollars pour les stocks de matériaux nucléaires périmés. La situation était différente au 31 mars 1998 puisque les résultats supposaient la poursuite des activités de la société pour le reste de l'exercice.

Le coût de 141 millions de dollars du combustible utilisé pour la production d'énergie électrique au premier trimestre de 1999 est de 44 millions de dollars supérieur au chiffre du premier trimestre de 1998, ce qui rend compte de la hausse de la production d'énergie thermique et des ventes d'énergie. Le coût des achats d'électricité a baissé

de 17 millions de dollars par rapport au premier trimestre de 1998, puisque certains des achats effectués au premier trimestre de 1999 l'ont été dans le cadre du Programme d'optimisation des frais de production nucléaire et ont été imputés à la provision pour frais futurs.

L'amortissement, soit 402 millions de dollars, est en hausse de 19 millions de dollars par rapport au premier trimestre de 1998, vu l'augmentation des immobilisations en service au 31 mars 1999.

Les charges de financement, soit 687 millions de dollars, ont baissé de 47 millions de dollars, parallèlement à la diminution de l'encours de la dette et à la baisse des taux de refinancement.

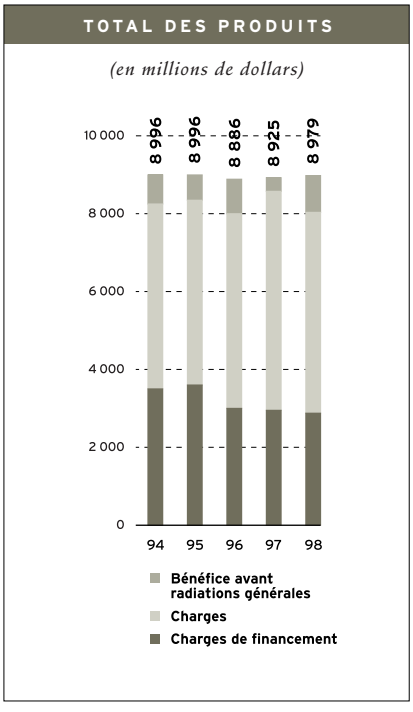
Au cours du trimestre terminé le 31 mars 1999, la dette a diminué de 587 millions de dollars, contre 401 millions de dollars au premier trimestre de 1998.

Au premier trimestre de 1999, 149 millions de dollars de liquidités générées par l'exploitation ont été investis dans des immobilisations et d'autres actifs, contre 228 millions de dollars au cours de la période correspondante de 1998. L'encours de la dette a été ramené à 30 527 millions de dollars au 31 mars 1999, alors qu'il se situait à 31 221 millions de dollars au 31 décembre 1998.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 1998

Le bénéfice net d'Ontario Hydro s'est dégagé à 1 831 millions de dollars en 1998, comparativement à une perte nette de 6 326 millions de dollars en 1997. Ces résultats ne sont pas directement comparables en raison de certains éléments essentiels qui se sont répercutés sur le résultat net de chacun des exercices. En 1997, le conseil d'administration a approuvé plusieurs imputations et radiations totalisant 6 580 millions de dollars, alors qu'aucune radiation n'a été effectuée en 1998. Par ailleurs, en 1998, 887 millions de dollars ont été portés au bénéfice pour comptabiliser l'avantage que confère à la société l'accès au surplus de la caisse de retraite. Cette modification résulte des amendements apportés par la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie,* adoptée par le gouvernement de l'Ontario en octobre 1998.

Le bénéfice de 1998 d'Ontario Hydro, avant constatation de l'exonération future de cotisations patronales à la caisse de retraite, s'établissait à 944 millions de dollars. Bien que ce chiffre soit de 690 millions de dollars supérieur à son niveau de 1997, les résultats ne sont pas ici non plus directement comparables puisqu'en 1998, des charges de 1 486 millions de dollars ont été imputées à la provision pour frais futurs constituée à la fin de 1997, lesquelles étaient essentiellement liées au programme de relance du nucléaire, mais ne pouvaient être récupérées dans le cadre des tarifs actuels. En 1997, des charges de ce type, moins importantes toutefois, avaient été imputées à l'exploitation.

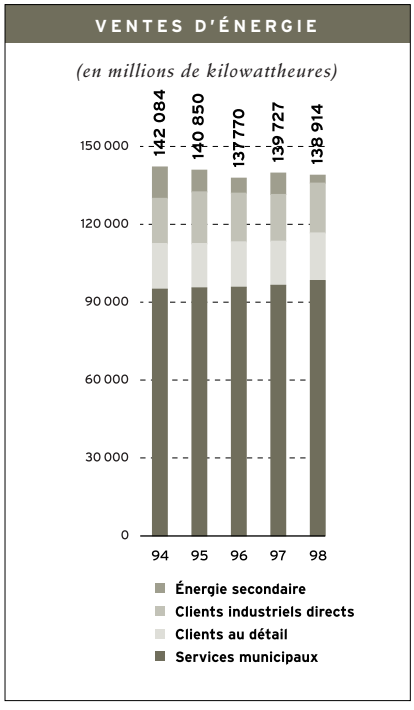


Pour 1998, le total des produits a atteint 8 979 millions de dollars, soit 54 millions de dollars de plus qu'en 1997. Cette différence résulte d'une hausse de 88 millions de dollars des ventes de puissance et d'énergie primaires, partiellement contrebalancée par une baisse des ventes de puissance et d'énergie secondaires et des autres produits. Les charges d'exploitation de 1998, hors charges de financement, s'établissaient à 5 159 millions de dollars, en baisse de 423 millions de dollars par rapport à 1997 essentiellement en raison du recours à la provision pour frais futurs de 1997. Les charges de financement, soit 2 876 millions de dollars, étaient de 213 millions de dollars inférieures à celles de 1997 du fait de la baisse des taux d'intérêt et des frais de change.

Les liquidités provenant de l'exploitation sont passées de 2 026 millions de dollars en 1997 à 1 488 millions de dollars en 1998. L'émission de titres d'emprunt à long terme a permis de mobiliser 5 698 millions de dollars en 1998, contre 2 321 millions de dollars en 1997. Le programme de 1998 incluait trois émissions au Canada en dollars canadiens, une émission obligataire mondiale en dollars américains, une émission obligataire mondiale en dollars canadiens, une émission d'euro-billets à moyen

terme en dollars canadiens, un placement privé auprès de la province de l'Ontario, ainsi que l'émission de billets à court terme en dollars canadiens et de papier commercial en dollars américains. En 1998, 5 899 millions de dollars de liquidités ont été consacrés à la réduction de la dette à long terme, contre 3 257 millions de dollars en 1997. Les liquidités versées au règlement d'options sur swaps ont totalisé 142 millions de dollars en 1998, contre 292 millions de dollars en 1997.

En 1998, 823 millions de dollars de liquidités ont été investis dans des immobilisations, contre 881 millions de dollars en 1997. Compte tenu du mouvement des soldes hors caisse liés aux immobilisations, ces investissements ont atteint 865 millions de dollars en 1998 et 852 millions de dollars en 1997.



RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 1998

PRODUITS D'EXPLOITATION

Vente de puissance et d'énergie primaires

Les produits de la vente de puissance et d'énergie primaires ont atteint 8 524 millions de dollars en 1998, soit 88 millions de dollars de plus qu'en 1997. Cette hausse est due à une croissance généralisée de la demande dans les secteurs municipaux, commerciaux et industriels. Cette demande a été suffisamment robuste pour contrebalancer les répercussions de la crise du verglas de janvier, les conséquences défavorables d'El Niño sur le climat hivernal, et les grèves qui ont touché deux grands clients industriels. Les produits des ventes municipales ont progressé de 145 millions de dollars, soit 2,5 %, par rapport à 1997, en raison essentiellement de l'accroissement de la demande liée aux appareils de climatisation en été et au développement des activités commerciales. Les ventes à la clientèle de détail ont chuté de 50 millions de dollars en 1998, soit 3,1 %, en raison de la clémence de l'hiver, de la poursuite des répercussions du passage de la clientèle à des catégories tarifaires plus faibles, et de la réduction des frais de service et de paiement tardif. Les ventes aux clients industriels directs sont restées relativement stables, passant à 917 millions de dollars, contre 924 millions de dollars en 1997.

Vente de puissance et d'énergie secondaires

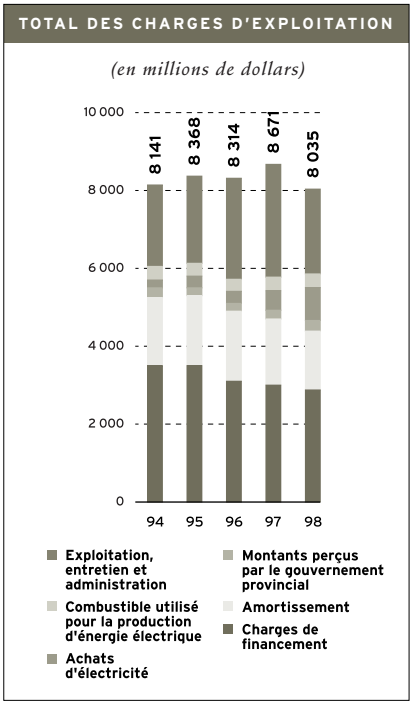
Les produits de la vente de puissance et d'énergie secondaires, générés essentiellement par l'exportation des surplus d'énergie à des sociétés d'électricité américaines, ont atteint 148 millions de dollars en 1998, en baisse de 25 millions de dollars, soit de 14,4 %, par rapport à 1997. Ce fléchissement est principalement attribuable à une insuffisance de capacité résultant du programme de relance du nucléaire; il a toutefois été atténué par une remontée des prix du marché au comptant de juin à septembre, en raison des pressions exercées sur l'offre dans le Midwest des États-Unis et d'un climat plus chaud que la normale.

Autres produits

Les autres produits, soit 307 millions de dollars en 1998, ont diminué de 9 millions de dollars par rapport à 1997 du fait de la baisse des ventes d'isotopes et d'eau lourde et d'une diminution des revenus de consultation, partiellement contrebalancées par un gain sur la vente d'un terrain excédentaire.

CHARGES

En 1997, le conseil d'administration d'Ontario Hydro s'est prévalu de ses pouvoirs de tarification pour établir une provision pour frais futurs à laquelle seraient imputées certaines charges engagées essentiellement dans le cadre du programme de relance du nucléaire de 1998 à 2001. Une partie de cette provision vise l'augmentation du coût du combustible, vu le recours croissant à l'énergie thermique et aux achats d'électricité, ainsi que les charges de financement correspondantes. En 1998, 1 486 millions de dollars ont été imputés à cette provision décrite en détail à la note 7 des états financiers consolidés de l'exercice. Sur ce montant, 1 231 millions de dollars se rapportent au programme de relance du nucléaire et le reste se rapporte à des postes divers.



Les charges d'exploitation d'Ontario Hydro pour 1998, hors charges de financement, se sont établies à 5 159 millions de dollars, soit 423 millions de dollars de moins qu'en 1997, principalement en raison de l'utilisation de la provision pour frais futurs établie à la fin de 1997. Les charges d'exploitation fixes, soit 4 662 millions de dollars, regroupant les montants perçus par le gouvernement provincial, l'amortissement et les charges de financement, ont diminué de 282 millions de dollars, soit de 5,7 %, par rapport aux 4 944 millions de dollars atteints en 1997, essentiellement en raison de la baisse des taux d'intérêt et des frais de change.

Exploitation, entretien et administration

Les charges EEA de l'exercice 1998 ont atteint 2 178 millions de dollars, en baisse de 13 millions de dollars par rapport à 1997. Comme nous l'avons indiqué précédemment, l'écart est principalement dû au fait que les coûts préliminaires du programme de relance du nucléaire ont été imputés à l'exploitation en 1997. En 1998, les charges EEA, soit 589 millions de dollars, essentiellement liées à ce programme, ont été imputées à la provision pour frais futurs de 1997.

Combustible utilisé pour la production d'énergie électrique

Le coût de ce combustible comprend les coûts du charbon, de l'uranium et du mazout ainsi que les redevances d'eau versées à des parties autres que la province. En 1998, ce poste s'est établi à 350 millions de dollars, soit 347 millions de dollars ou 49,8 % de moins qu'en 1997, après imputation à la provision pour frais futurs de 690 millions de dollars relatifs au remplacement de la production nucléaire par une production thermique à coût plus élevé. La production interne de 1998, soit 125 972 millions de kilowattheures, est inférieure à celle de 1997, qui avait été de 131 005 millions de kilowattheures, en raison du programme de relance du nucléaire. Le déficit de production a été compensé par des achats accrus d'électricité.

Achats d'électricité

En 1998, les achats d'électricité ont atteint 845 millions de dollars, soit 6 millions de dollars de plus qu'en 1997, après imputation à la provision de 1997 pour frais futurs de 78 millions de dollars correspondant aux achats nécessaires pour remplacer la production nucléaire. Les achats de 1998 ont porté sur 16 992 millions de kilowattheures, contre 13 750 millions de kilowattheures en 1997, soit une hausse de 24 %. Cette hausse correspond aux achats supplémentaires effectués auprès de sociétés de production canadiennes et américaines pour compenser le déficit de production nucléaire, ainsi qu'à l'augmentation des contrats passés avec des producteurs indépendants. Ontario Hydro achète également de l'électricité lorsqu'il est avantageux de le faire et pendant les périodes de demande de pointe ou dans les situations d'urgence, ou lorsqu'il est nécessaire de restreindre le niveau des émissions acides.

Montants perçus par le gouvernement provincial

Au total, 274 millions de dollars ont été perçus par le gouvernement provincial en 1998, soit une légère diminution en regard des 277 millions de dollars de 1997.

Ontario Hydro doit payer à la province des frais annuels de garantie de 0,5 % de l'encours de la dette totale au 31 décembre de l'exercice précédent. Pour 1998, ces frais calculés sur l'encours garanti au 31 décembre 1997 n'ont pas sensiblement varié, s'établissant à 155 millions de dollars, contre 156 millions de dollars en 1997, la dette garantie étant restée stable.

Les redevances d'eau, versées à la province pour l'utilisation des eaux provinciales par les centrales hydroélectriques, ont également peu fluctué, totalisant 119 millions de dollars, contre 121 millions de dollars en 1997.

En 1998, Ontario Hydro a également versé environ 224 millions de dollars à divers organismes gouvernementaux au titre de la taxe de vente provinciale, des primes à la Commission de l'assurance-emploi, des cotisations au Régime de pensions du Canada et à l'Impôt-santé des

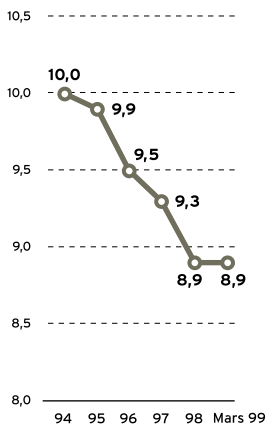
employeurs, et des paiements en remplacement des impôts fonciers.

Amortissement

L'amortissement imputé aux résultats d'exploitation a totalisé 1 512 millions de dollars en 1998, en baisse de 66 millions de dollars, soit 4,2 %, par rapport à 1997, essentiellement en raison de la contrepassation, en 1998, de provisions relatives au déclassement de certaines centrales et à la remise en état des sites. En 1998, un amortissement de 83 millions de dollars relatif au programme de relance du nucléaire a été imputé à la provision pour frais futurs de 1997.

TAUX D'INTÉRÊT MOYEN PONDÉRÉ SUR LA DETTE À LONG TERME

(en pourcentage)



Charges de financement

Les charges de financement comprennent les intérêts imputés aux résultats d'exploitation et les frais de change. Ces intérêts correspondent aux intérêts bruts diminués des intérêts capitalisés et des intérêts reçus sur les placements. Les frais de change comprennent principalement l'amortissement des gains ou des pertes de change sur le capital de la dette étrangère et les frais de gestion du risque de change.

Les intérêts et les frais de change imputés aux résultats d'exploitation se sont élevés à 2 876 millions de dollars en 1998, soit 213 millions de dollars ou 6,9 % de moins qu'en 1997, après imputation à la provision de 1997 pour frais futurs de 46 millions de dollars d'intérêts relatifs au programme de relance du nucléaire. L'incidence favorable de la réduction nette de l'encours moyen de la dette à court et à long termes, ainsi que de la baisse des taux d'intérêt moyens pondérés nets sur la dette et des provisions cumulatives pour l'enlèvement des immobilisations et l'évacuation du combustible irradié, a été partiellement contrebalancée par une augmentation des provisions et une réduction des intérêts capitalisés. Les frais de change pour 1998 ont baissé de 88 millions de dollars, essentiellement en raison d'une bonne gestion du risque de change.

Indicateurs financiers

Le rendement financier de la société est évalué à l'aide de deux indicateurs : le ratio de couverture de l'intérêt et le ratio d'endettement.

Le ratio de couverture de l'intérêt mesure la contribution du bénéfice net à la capacité d'Ontario Hydro d'assurer le service brut de sa dette. Toute augmentation de ce ratio témoigne d'une amélioration de la situation financière de la société. Le ratio de couverture de l'intérêt, calculé en fonction du bénéfice avant rajustement reporté des actifs de la caisse de retraite, se situait à 1,34 en 1998, contre 1,09 avant radiations générales en 1997.

Le ratio d'endettement mesure le degré de financement de l'actif d'Ontario Hydro par la dette. Une réduction de ce ratio témoigne également d'une meilleure situation financière, puisqu'une augmentation relative des capitaux propres confère plus de souplesse à la société. À la fin de 1998, le ratio d'endettement était de 1,100, contre 1,153 en 1997. L'importance du bénéfice net explique cette progression favorable.

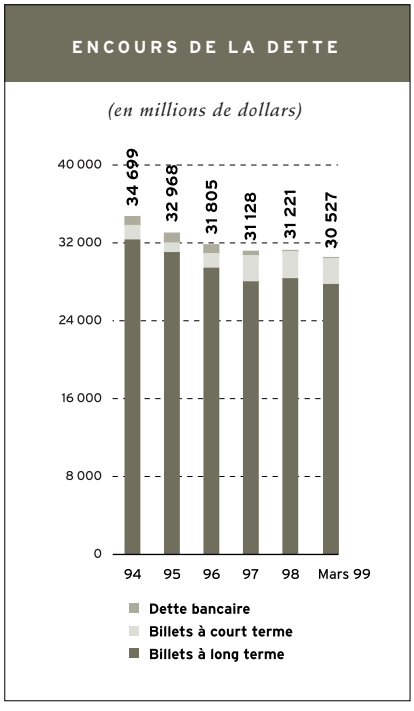
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT ET D'INVESTISSEMENT

Financement et marchés financiers

En 1998, les liquidités provenant de l'exploitation ont été suffisantes pour faire face aux dépenses en capital de l'exercice et réduire l'encours de la dette. Le montant brut des emprunts correspondait essentiellement au refinancement des émissions à échéance et aux opérations effectuées pour réduire au minimum les charges de financement.

En 1998, suivant la méthode de la comptabilité de caisse, la dette nette a été réduite de 343 millions de dollars, contre 458 millions de dollars en 1997.

En 1998, la société a tiré un produit de 5 698 millions de dollars de l'émission des titres d'emprunt pour son financement à long terme, contre 2 321 millions de dollars en 1997. Le chiffre de 1998 correspond à trois émissions au Canada en dollars canadiens totalisant 675 millions de dollars; à une émission obligataire mondiale de 750 millions



de dollars américains (1 092 millions de dollars canadiens); à une émission obligataire mondiale de 1 350 millions de dollars canadiens; à une émission d'euro-billets à moyen terme de 250 millions de dollars canadiens; à un placement privé de 500 millions de dollars auprès de la province; et à l'émission de billets à court terme en dollars canadiens et de papier commercial en dollars américains.

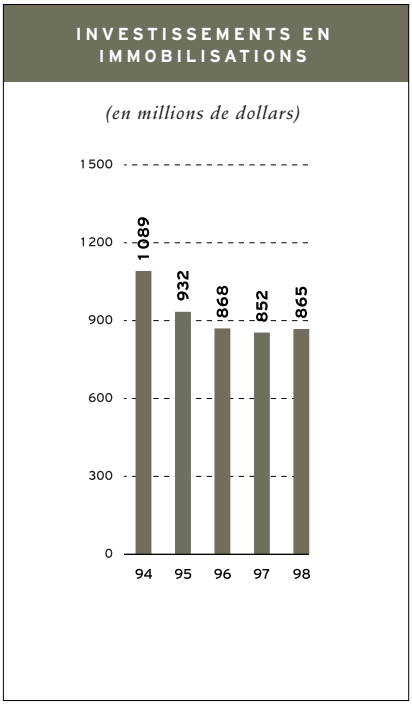
En 1998, des liquidités de 5 899 millions de dollars ont été affectées au remboursement de la dette à long terme, contre 3 257 millions de dollars en 1997. Les liquidités versées au règlement d'options sur swaps ont totalisé 142 millions de dollars en 1998, en regard de 292 millions de dollars en 1997.

Investissements en immobilisations

Ontario Hydro investit dans des immobilisations pour assurer le service ainsi que la fiabilité, la sécurité et la performance environnementale du réseau, et pour satisfaire aux exigences de la réglementation. Sur un actif total de 40 023 millions de dollars à la fin de 1998, 88 % correspondaient à des immobilisations en service ou en construction.

Les liquidités requises à cette fin par Ontario Hydro provenaient de deux sources principales : l'exploitation et le financement par emprunt. Tout comme en 1997, l'exploitation a généré suffisamment de liquidités en 1998 pour financer les investissements.

Les investissements en immobilisations de 1998 ont atteint 865 millions de dollars, contre 852 millions de dollars en 1997. Sur ce montant, 503 millions de dollars (591 millions de dollars en 1997) ont été affectés aux centrales et 362 millions de dollars (261 millions de dollars en 1997) l'ont été aux principales installations de transport et de distribution.



Rapport de la direction

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Les états financiers d'Ontario Hydro ci-joints sont la responsabilité de la direction et ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent. Ontario Hydro opte pour des principes comptables adaptés à sa situation. Les principales conventions comptables retenues par la société sont résumées à la note 2 afférente aux états financiers. Les états financiers intègrent des estimations de la direction, surtout dans le cas d'opérations influant sur l'exercice étudié mais ne pouvant être menées à terme avant un certain temps. Ils ont été dressés dans les limites raisonnables de l'importance relative et compte tenu des renseignements disponibles au 23 juin 1999.

La direction a recours à un système de contrôle interne pour assurer, avec une certitude raisonnable, la protection des biens de la société et la publication rapide d'informations financières fiables. Ce système s'appuie sur des directives et des mécanismes de contrôle stricts ainsi que sur une structure organisationnelle permettant une délégation appropriée de l'autorité et des responsabilités. Une fonction de vérification interne évalue régulièrement et de façon indépendante l'efficacité de ce contrôle interne et en fait rapport à la direction et au comité de vérification du conseil d'administration de la société.

Les états financiers ont été vérifiés par Ernst & Young LLP, vérificateurs externes indépendants nommés par le lieutenant-gouverneur en conseil de l'Ontario. Les vérificateurs externes sont tenus d'exprimer leur opinion sur la fidélité de la présentation des états financiers et le respect des principes comptables généralement reconnus. Le rapport des vérificateurs ci-après précise l'étendue de leur vérification et leur opinion.

Pour les trois mois et l'exercice terminés respectivement le 31 mars 1999 et le 31 décembre 1998, le conseil d'administration d'Ontario Hydro, par l'intermédiaire de son comité de vérification, s'est assuré que la direction assumait ses responsabilités quant à la publication de l'information financière et au contrôle interne. Le comité de vérification s'est réuni régulièrement avec la direction, ainsi qu'avec les vérificateurs internes et externes pour veiller à ce que chaque groupe s'acquitte de ses responsabilités respectives, et pour revoir les états financiers avant leur soumission à l'approbation du conseil d'administration.

Les vérificateurs externes ont eu directement et pleinement accès au comité de vérification, en présence ou non de la direction, afin de discuter de leur vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de l'information financière d'Ontario Hydro et à l'efficacité du système de contrôle interne.

Au 1er avril 1999, le conseil d'administration d'Ontario Hydro a été dissous et la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario lui succède avec un nouveau conseil d'administration nommé conformément aux dispositions de la *Loi de 1998 sur l'électricité.*

Au nom de la direction d'Ontario Hydro,

Président et chef de la direction, Ontario Hydro, au 31 mars 1999

Chef des services financiers, Ontario Hydro, au 31 mars 1999

Toronto, Canada
Le 23 juin 1999

Rapport des vérificateurs

AU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE LA SOCIÉTÉ FINANCIÈRE DE L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO

Nous avons vérifié les bilans consolidés d'Ontario Hydro au 31 mars 1999 et au 31 décembre 1998 ainsi que les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis (du déficit), et des flux de trésorerie des trois mois terminés le 31 mars 1999 et de l'exercice terminé le 31 décembre 1998. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière d'Ontario Hydro au 31 mars 1999 et au 31 décembre 1998 ainsi que les résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les trois mois terminés le 31 mars 1999 et l'exercice terminé le 31 décembre 1998 selon les principes comptables généralement reconnus.

Les conventions comptables d'Ontario Hydro diffèrent de celles suivies par les entreprises dont le tarif n'est pas réglementé, comme il est décrit à la note 2a) afférente aux présents états financiers.

Ernst & Young LLP

Comptables agréés

Toronto, Canada
Le 23 juin 1999

États consolidés des résultats et des bénéfices non répartis (du déficit)

(en millions de dollars)

	TROIS MOIS TERMINÉS LE 31 MARS 1999	EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 1998	1997
PRODUITS			
Produits provenant de la vente de puissance et d'énergie primaires			
Services municipaux	**1 790**	6 019	5 874
Clients au détail	**456**	1 588	1 638
Clients industriels directs	**265**	917	924
	2 511	8 524	8 436
Produits provenant de la vente de puissance et d'énergie secondaires *(note 3)*	**21**	148	173
Autres produits	**62**	307	316
	2 594	8 979	8 925
CHARGES			
Exploitation, entretien et administration	**619**	2 178	2 191
Combustible utilisé pour la production d'énergie électrique	**141**	350	697
Achats d'électricité	**232**	845	839
Montants perçus par le gouvernement provincial *(note 4)*	**69**	274	277
Amortissement *(note 5)*	**402**	1 512	1 578
	1 463	5 159	5 582
BÉNÉFICE AVANT CHARGES DE FINANCEMENT, RADIATIONS GÉNÉRALES ET RAJUSTEMENT DE L'ACTIF REPORTÉ DÉCOULANT DU RÉGIME DE RETRAITE	**1 131**	3 820	3 343
Charges de financement *(note 6)*	**687**	2 876	3 089
BÉNÉFICE AVANT RADIATIONS GÉNÉRALES ET RAJUSTEMENT DE L'ACTIF REPORTÉ DÉCOULANT DU RÉGIME DE RETRAITE	**444**	944	254
Radiations générales *(note 7)*	**–**	–	(6 580)
Rajustement de l'actif reporté découlant du régime de retraite *(note 18)*	**–**	887	–
BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)	**444**	1 831	(6 326)
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS (DÉFICIT) AU DÉBUT DE LA PÉRIODE	**(3 166)**	(4 537)	2 552
Autres avantages postérieurs à l'emploi *(note 16)*	**–**	(460)	(763)
Remboursements nets relatifs aux annexations par des municipalités	**(16)**	–	–
DÉFICIT À LA FIN DE LA PÉRIODE	**(2 738)**	(3 166)	(4 537)

Voir les notes afférentes aux états financiers.

Bilans consolidés

(en millions de dollars)

ACTIF	AU 31 MARS 1999	AUX 31 DÉCEMBRE 1998	1997
IMMOBILISATIONS *(note 8)*			
Immobilisations en service	**50 441**	50 447	49 678
Moins amortissement cumulé	**16 473**	16 158	14 934
	33 968	34 289	34 744
Construction en cours	**1 107**	1 023	1 248
	35 075	35 312	35 992
ACTIF À COURT TERME			
Placements temporaires	**245**	225	–
Débiteurs	**1 106**	1 113	1 104
Combustible utilisé pour la production d'énergie électrique *(note 10)*	**374**	456	367
Matériaux et fournitures, au coût	**342**	359	322
	2 067	2 153	1 793
AUTRES ÉLÉMENTS D'ACTIF			
Charges reportées de la dette	**1 176**	1 267	971
Actif reporté découlant du régime de retraite *(note 18)*	**972**	979	112
Débiteurs à long terme et autres éléments d'actif	**310**	312	313
	2 458	2 558	1 396
	39 600	40 023	39 181
PASSIF			
Dette à long terme *(note 11)*	**26 194**	25 856	24 920
PASSIF À COURT TERME			
Dette bancaire	**10**	60	37
Créditeurs et charges à payer	**1 315**	1 255	1 233
Billets à court terme à payer	**2 751**	2 837	2 870
Intérêts courus	**744**	687	725
Tranche à moins d'un an de la dette à long terme *(note 11)*	**1 572**	2 468	3 301
	6 392	7 307	8 166
AUTRES ÉLÉMENTS DE PASSIF			
Autres avantages postérieurs à l'emploi	**1 316**	1 292	760
Primes d'options sur swaps non amorties *(note 13)*	**11**	21	92
Créditeurs à long terme et charges à payer	**593**	608	548
Frais à payer pour l'enlèvement d'immobilisations et l'évacuation du combustible irradié *(note 14)*	**3 307**	3 201	2 842
Provision pour frais futurs *(note 7)*	**4 525**	4 904	6 390
	9 752	10 026	10 632
ÉVENTUALITÉS ET ENGAGEMENTS *(notes 12 et 15)*			
INSUFFISANCE DES CAPITAUX PROPRES			
Déficit *(note 16)*	**(2 738)**	(3 166)	(4 537)
	39 600	40 023	39 181

Voir les notes afférentes aux états financiers.

États consolidés des flux de trésorerie

(en millions de dollars)

	TROIS MOIS TERMINÉS LE 31 MARS 1999	EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 1998	1997
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
Bénéfice net (perte nette)	**444**	1 831	(6 326)
Redressement au titre des éléments hors caisse			
Amortissement	**402**	1 512	1 578
Radiations générales	**–**	–	6 580
Rajustement de l'actif reporté découlant du régime de retraite	**–**	(887)	–
Amortissement des gains et pertes de change	**25**	113	125
Provision pour frais d'évacuation du combustible irradié	**23**	52	55
Intérêt sur provisions courues	**45**	160	164
Divers	**12**	96	(34)
	507	1 046	8 468
	951	2 877	2 142
Provision pour frais futurs			
Variation de la provision POBPN	**(326)**	(1 231)	–
Variation des autres provisions	**(53)**	(255)	–
	(379)	(1 486)	–
	572	1 391	2 142
Variation nette des soldes hors caisse liés à l'exploitation *(note 17)*	**234**	97	(116)
	806	1 488	2 026
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Immobilisations	**(136)**	(865)	(852)
Autres éléments d'actif	**(13)**	(78)	(109)
	(149)	(943)	(961)
Variation des liquidités avant activités de financement	**657**	545	1 065
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Dette pour le financement à long terme			
Émise	**1 000**	5 698	2 321
Remboursée	**(1 587)**	(5 899)	(3 257)
Activités de financement, montant net	**(587)**	(201)	(936)
Réémission de la dette pour le financement à long terme précédemment rachetée	**–**	–	770
Liquidités versées au règlement d'options sur swaps	**–**	(142)	(292)
	(587)	(343)	(458)
VARIATION NETTE DES LIQUIDITÉS	**70**	202	607
LIQUIDITÉS AU DÉBUT DE LA PÉRIODE	**165**	(37)	(644)
LIQUIDITÉS À LA FIN DE LA PÉRIODE *(note 9)*	**235**	165	(37)

Voir les notes afférentes aux états financiers.

Exclusivement pour l'exercice terminé le 31 décembre 1998,
au nom du conseil d'administration d'Ontario Hydro

Président du conseil — *Président et chef de la direction*
Toronto, Canada, le 25 février 1999

Exclusivement pour les trois mois terminés le 31 mars 1999,
au nom du conseil d'administration de la Société financière
de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

Président — *Vice-président*
Toronto, Canada, le 23 juin 1999

État supplémentaire* – Retraitement des états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis (du déficit)

(Isolant l'effet de la provision pour frais futurs de 1997)
(en millions de dollars)

	TROIS MOIS TERMINÉS LE 31 MARS 1999	EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 1998	1997
PRODUITS			
Produits provenant de la vente de puissance et d'énergie primaires			
Services municipaux	**1 790**	6 019	5 874
Clients au détail	**456**	1 588	1 638
Clients industriels directs	**265**	917	924
	2 511	8 524	8 436
Produits provenant de la vente de puissance et d'énergie secondaires	**21**	148	173
Autres produits	**62**	307	316
	2 594	8 979	8 925
CHARGES			
Exploitation, entretien et administration	**763**	2 767	2 191
Combustible utilisé pour la production d'énergie électrique	**308**	1 040	697
Achats d'électricité	**259**	923	839
Montants perçus par le gouvernement provincial	**69**	274	277
Amortissement	**418**	1 595	1 578
	1 817	6 599	5 582
BÉNÉFICE AVANT CHARGES DE FINANCEMENT, RADIATIONS GÉNÉRALES, RAJUSTEMENT DE L'ACTIF REPORTÉ DÉCOULANT DU RÉGIME DE RETRAITE ET TRANSFERT À LA PROVISION POUR FRAIS FUTURS DE 1997	**777**	2 380	3 343
Charges de financement	**712**	2 922	3 089
BÉNÉFICE AVANT RADIATIONS GÉNÉRALES, RAJUSTEMENT DE L'ACTIF REPORTÉ DÉCOULANT DU RÉGIME DE RETRAITE ET TRANSFERT À LA PROVISION POUR FRAIS FUTURS DE 1997	**65**	(542)	254
Radiations générales		–	(6 580)
Rajustement de l'actif reporté découlant du régime de retraite	**–**	887	–
Transfert à la provision pour frais futurs de 1997	**379**	1 486	–
BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)	**444**	1 831	(6 326)
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS (DÉFICIT) AU DÉBUT DE LA PÉRIODE	**(3 166)**	(4 537)	2 552
Autres avantages postérieurs à l'emploi	**–**	(460)	(763)
Remboursements nets relatifs aux annexations par des municipalités	**(16)**	–	–
DÉFICIT À LA FIN DE LA PÉRIODE	**(2 738)**	(3 166)	(4 537)

* En 1997, le conseil d'administration d'Ontario Hydro s'est prévalu de ses pouvoirs de tarification pour constituer une provision pour frais futurs à laquelle seraient imputées certaines charges engagées de 1998 à 2001, essentiellement dans le cadre du programme de relance du nucléaire. Cet état supplémentaire isole l'effet de l'imputation de certaines charges de l'exercice à cette provision sur les résultats d'exploitation de 1999 et de 1998.

Voir les notes afférentes aux états financiers.

Notes afférentes aux états financiers

1. RESTRUCTURATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO ET FAITS POSTÉRIEURS AU 31 MARS 1999

Le secteur nord-américain des services d'électricité a pris plusieurs initiatives en vue de démanteler les monopoles traditionnels et d'introduire des modèles de libre concurrence respectant davantage le choix des clients. Le 30 octobre 1998, le gouvernement de l'Ontario (le «gouvernement») a adopté la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* (LCSE) afin de restructurer le secteur de l'électricité de l'Ontario et de l'ouvrir à la concurrence au cours de l'an 2000.

Avant sa restructuration, Ontario Hydro était une société de services publics d'électricité à tarifs réglementés intégrée verticalement. Le 1er avril 1999, Ontario Hydro a été restructurée comme suit pour donner naissance aux entités suivantes, qui lui succèdent :

- la Société de production d'électricité de l'Ontario (SPEO), société de production;
- la Société des services d'électricité de l'Ontario (SSEO), entreprise réglementée de transport et de distribution, qui exploite certaines entreprises de services énergétiques dans un contexte commercial non réglementé;
- la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGME), organisme sans but lucratif qui, à titre de coordonnateur du système indépendant, a pour responsabilité de diriger l'exploitation du système et d'exploiter le marché de l'électricité;
- l'Office de la sécurité des installations électriques (OSIE), organisme sans but lucratif qui effectuera les inspections des installations électriques auparavant réalisées par Ontario Hydro;
- la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO), qui poursuivra les objectifs d'Ontario Hydro pour ce qui est de la gestion de la dette, de l'administration de l'actif, du passif, des droits et des obligations non transférés à une des nouvelles entités, et de l'administration du régime de retraite actuel jusqu'à ce que les dispositions nécessaires aient été prises pour transférer l'actif et le passif aux régimes de retraite des nouvelles entités.

Le 1er avril 1999, chaque entité a acquis les activités d'Ontario Hydro dont elle est responsable en échange de titres d'emprunt et de participation d'un montant égal à leurs justes valeurs. Les justes valeurs ont été établies en fonction des résultats d'exploitation futurs prévus actualisés. La dette d'Ontario Hydro continuera d'être gérée par la SFIEO.

La dette insurmontable est définie comme la dette dont les nouvelles entités ne seraient pas en mesure d'assurer le service en tant qu'entreprises commerciales sur un marché concurrentiel. On a établi le montant provisoire de la dette insurmontable en attribuant des justes valeurs à la SPEO, à la SSEO et à la SIGME, et en soustrayant ces valeurs du total de la dette et du passif d'Ontario Hydro. L'application de cette méthode a permis d'estimer la dette insurmontable à 21 milliards de dollars, comme l'a annoncé le ministère des Finances le 1er avril 1999. La dette insurmontable réelle sera connue une fois que les autres éléments, principalement les obligations en matière d'achat d'électricité (note 15), pourront être calculés de façon définitive.

Le gouvernement a stipulé que certains des produits d'exploitation de la SFIEO sur le nouveau marché de l'électricité (p. ex., les paiements tenant lieu d'impôt sur les bénéfices et le capital des sociétés effectués par les nouvelles sociétés nées de la restructuration et les services publics de distribution locaux) seront consacrés au service de la dette insurmontable.

La province de l'Ontario (la «province») continue de garantir la totalité de la dette existante d'Ontario Hydro.

2. SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers ci-joints ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent. Les principales conventions comptables adoptées par Ontario Hydro sont décrites ci-dessous.

a) Tarifs

Jusqu'au 31 mars 1999, en vertu des pouvoirs étendus dont elle était investie, Ontario Hydro assurait la production et la livraison d'énergie électrique dans l'ensemble de la province de l'Ontario. Son fonctionnement était régi par la *Loi sur la Société de l'électricité* (LSE) et par la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario.*

La LSE stipulait que le prix payé par les municipalités et autres clients pour l'électricité de l'Ontario correspondait aux coûts engagés pour fournir cette électricité. Au sens de la LSE, ces coûts comprenaient les charges d'exploitation et d'entretien du réseau électrique, le coût des programmes d'économie d'énergie, l'amortissement, les intérêts, et les sommes annuelles affectées au remboursement obligatoire de la dette et à la réserve pour fluctuations de tarifs et éventualités.

En vertu des dispositions de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario,* toute modification de tarifs d'électricité proposée par Ontario Hydro devait faire l'objet d'une audience publique devant la Commission de l'énergie de l'Ontario (la «Commission»), dans la mesure où cette modification concernait les services municipaux, les clients industriels directs et, le cas échéant, à la demande du ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie. Après avoir pris connaissance de ces recommandations, le conseil d'administration d'Ontario Hydro fixait les tarifs d'électricité conformément à la LSE.

Le conseil d'administration pouvait, aux fins de tarification, préciser qu'un montant soit inclus dans le calcul des résultats d'exploitation d'une période différant de celle qui aurait été normalement établie en vertu des principes comptables généralement reconnus pour les entreprises évoluant dans un environnement à tarifs non réglementés. Si tel était le cas, le traitement comptable de ce montant était le même que le traitement aux fins de détermination des tarifs. Le conseil d'administration pouvait utiliser ce pouvoir relativement à une certaine opération ou à une convention comptable.

Les conventions comptables adoptées par Ontario Hydro relativement au report des escomptes et des primes à l'acquisition de dette avant la date d'échéance et aux gains ou pertes de change découlant du remplacement de la dette à long terme en dollars américains remboursée avant échéance par le financement à court terme en dollars américains, reflétaient le traitement de la détermination des tarifs défini par le conseil d'administration à l'égard de ces éléments. En vertu des principes comptables généralement reconnus pour les entreprises évoluant dans un environnement à tarifs non réglementés, ces éléments auraient été inclus à titre de gains ou de pertes de l'exercice (voir la note 2g).

En 1994, le conseil d'administration s'est appuyé sur ses pouvoirs de tarification pour préciser que les coûts du programme de remise en état des génératrices à vapeur des centrales nucléaires Pickering A et B et Bruce A seraient reportés et recouvrés au cours d'exercices futurs. En vertu des principes comptables généralement reconnus pour les entreprises évoluant dans un environnement à tarifs non réglementés, ces coûts auraient été passés en charges au moment où ils auraient été engagés.

En 1996, le conseil d'administration a usé de ses pouvoirs de tarification pour préciser que les dépenses de relance des centrales nucléaires devant être engagées de 1997 à 2001 seront imputées aux résultats de 1996. En 1997, par suite du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire (le «Plan»), qui inclut les dépenses de relance des centrales nucléaires prévues, le conseil d'administration a utilisé ses pouvoirs de tarification pour préciser que les coûts à payer associés à l'amélioration de la performance nucléaire, plus précisément les coûts du Plan et les autres coûts connexes à engager pour la période de 1998 à 2001, devaient être imputés aux résultats de 1997. Ce traitement comptable a été choisi afin de permettre à Ontario Hydro de respecter son obligation de remboursement obligatoire de la dette au cours de la période de 1998 à 2001. Par suite de la décision prise par le conseil, les coûts connexes n'ont pas été récupérés au moyen des tarifs et représentent une perte qui peut être couverte par une provision pour 1997. En vertu des principes comptables généralement reconnus pour les entreprises évoluant dans un milieu à tarifs non réglementés, ces coûts auraient été passés en charges au moment où ils auraient été engagés (voir la note 7).

Le conseil d'administration a aussi utilisé ses pouvoirs de tarification pour préciser que certains coûts futurs additionnels seraient imputés aux résultats de 1997 (voir la note 7). En vertu des principes comptables généralement reconnus pour les entreprises œuvrant dans un environnement à tarifs non réglementés, ces coûts auraient été passés en charges au moment où ils auraient été engagés.

b) Consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les états financiers d'Ontario Hydro et ceux de ses filiales en propriété exclusive, Ontario Hydro International Inc. (OHI Inc.) et Ontario Hydro Interconnected Markets Inc. (OHIM Inc.). OHI Inc. a été constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions de l'Ontario* et est devenue une filiale d'Ontario Hydro en septembre 1993. OHIM Inc. a pour sa part été constituée le 9 juillet 1996 en vertu de la loi intitulée *General Corporation Law* du Delaware, aux États-Unis. OHI Inc. et OHIM Inc. publient leurs états financiers séparément.

c) Immobilisations

Les immobilisations en service sont les installations en exploitation, les installations de réserve hors exploitation, ainsi que les réserves d'eau lourde constituées pour les centrales nucléaires. Les constructions en cours comprennent les immobilisations en construction.

Les immobilisations sont capitalisées au coût, à savoir le coût des matériaux et de la main-d'œuvre, les frais d'ingénierie et les charges indirectes, l'amortissement de l'équipement en service, l'intérêt relatif aux constructions en cours et, dans le cas des nouvelles installations, les frais de formation du premier groupe de membres du personnel d'exploitation. Dans le cas des installations de production, il faut ajouter le coût net de la mise en service qui est égal aux frais de démarrage diminués de la valeur de l'énergie produite par ces installations pendant la période de mise en service. Dans le cas des installations à groupes multiples, une fraction proportionnelle du coût des installations communes est attribuée à chaque groupe d'exploitation important mis en service. Le coût de l'eau lourde englobe les coûts directs liés à la production et les charges indirectes connexes, ainsi que les intérêts et l'amortissement des usines d'eau lourde et les coûts estimatifs d'enlèvement de ces installations. Les contrats de location, en vertu desquels Ontario Hydro jouit des avantages des biens loués et assume les risques inhérents à la propriété de ces biens, sont capitalisés.

Les intérêts sur les constructions en cours sont capitalisés à des taux qui sont voisins du coût moyen des emprunts à long terme, comme suit :

1999	9,2 %
1998	9,4 %
1997	9,6 %

Si le délai d'exécution d'un projet donné est prolongé et que les activités de construction se poursuivent, les intérêts sont capitalisés pendant la période de prolongation, pourvu qu'on puisse raisonnablement espérer que le projet sera achevé.

Si un projet est reporté par suite d'une décision de la direction, et qu'on puisse raisonnablement s'attendre à ce qu'il soit achevé, les intérêts ne sont plus capitalisés et l'amortissement pour toute perte de valeur commence à s'appliquer.

Si un projet est annulé ou reporté indéfiniment, et qu'il y ait peu de chances d'assister à une reprise des travaux, tous les coûts, y compris les frais d'annulation, sont passés en charges.

Dans le cas des immobilisations mises hors service et réservées à un usage futur, les coûts de la mise en réserve sont imputés aux résultats. Ces éléments d'actif sont classés comme installations de réserve hors exploitation.

d) Amortissement

Le coût en capital des immobilisations en service est amorti selon la méthode linéaire. Les taux d'amortissement des diverses catégories de biens sont basés sur leurs durées d'utilisation prévues. Dans le cas des principales composantes des centrales nucléaires et des centrales thermiques, on retient la plus courte des deux durées suivantes : la durée d'utilisation prévue de la composante en question ou la durée d'utilisation restante de l'ensemble de la centrale. Les centrales hydroélectriques sont censées avoir une durée de vie illimitée. Dans le cas des principales composantes des centrales hydroélectriques, on retient la durée d'utilisation prévue, variant de 25 à 100 ans, de la composante en question. L'eau lourde dans les centrales nucléaires est amortie selon la durée d'utilisation restante de la centrale en question, sauf pour l'eau lourde de la centrale nucléaire Pickering A, laquelle est amortie jusqu'en 2032, étant donné que l'eau lourde devrait être utilisée pour maintenir les niveaux d'exploitation dans les centrales nucléaires qui resteront une fois que la centrale nucléaire Pickering A aura terminé sa durée d'utilisation. Les durées d'utilisation prévues des principales catégories d'éléments d'actif sont les suivantes :

Centrales	
thermiques	40 ans
nucléaires	40 ans
Installations de transport et de distribution	10 à 100 ans
Installations d'administration et de service	5 à 50 ans

La société ayant opté pour la méthode d'amortissement par classes homogènes de valeurs actives, le coût de la mise hors service normale d'une immobilisation est imputé à l'amortissement cumulé. Toutefois, le gain réalisé ou la perte subie à la vente d'une immobilisation, de même que la perte causée par une mise hors service anticipée, sont imputés aux résultats de l'exercice auquel ils se rattachent, à titre de redressements de la dotation aux amortissements.

Lorsque les frais d'enlèvement des immobilisations peuvent être estimés raisonnablement et sont importants, ils font prospectivement l'objet de provisions imputées à la dotation uniforme aux amortissements sur la durée d'utilisation restante des immobilisations en question. Par frais d'enlèvement, on entend les coûts prévus pour le déclassement des centrales nucléaires et des centrales thermiques, et pour le retrait de certains canaux de combustible de réacteurs nucléaires. Tous les autres frais d'enlèvement sont imputés à la dotation aux amortissements à mesure qu'ils sont engagés.

Les durées d'utilisation prévues des immobilisations sont revues régulièrement, tout comme les principales hypothèses qui servent de base aux évaluations concernant les frais à payer pour l'enlèvement d'immobilisations. Les changements découlant de cette révision se répercutent sur la durée d'utilisation restante, à compter de l'exercice au cours duquel ils ont une incidence sur les prix de l'électricité.

La méthode retenue pour l'amortissement des installations de réserve hors exploitation consiste à imputer toute réduction de valeur prévue à la dotation aux amortissements au cours de la période d'inactivité, de façon linéaire, sur la durée pendant laquelle on compte ne pas utiliser l'installation.

e) Combustible utilisé pour la production d'énergie électrique

Ce poste comprend les coûts moyens des stocks de combustible consommé moins la valeur attribuée à l'énergie produite pendant la mise en service des groupes nouveaux ou remis en état (c.-à-d. après remplacement des canaux de combustible ou des génératrices à vapeur), plus les provisions pour les coûts d'évacuation du combustible nucléaire irradié au cours de la période. Le coût des stocks de combustible comprend les achats de combustible et les frais de transport et de manutention.

La provision pour coûts d'évacuation du combustible nucléaire irradié est imputée aux résultats, d'après une estimation des dépenses futures et des intérêts accumulés à la date prévue d'évacuation. Depuis le 1er janvier 1998, les coûts d'évacuation estimatifs qui ne varient pas en fonction de la quantité de combustible à évacuer (coûts d'évacuation «fixes») sont imputés aux résultats selon la méthode de dotation uniforme sur la durée d'utilisation prévue de la centrale nucléaire. Les coûts d'évacuation estimatifs qui varient en fonction de la quantité de combustible à évacuer (coûts d'évacuation «variables») sont imputés aux résultats en fonction de la valeur actualisée des coûts d'évacuation futurs estimatifs attribuables aux grappes de combustible utilisées au cours de cette période. Avant 1998, des provisions pour combustible nucléaire étaient imputées aux résultats en fonction de la valeur actualisée des coûts d'évacuation futurs estimatifs, fixes et variables, attribuables aux grappes de combustible utilisées au cours de cette période. Ce changement se traduira par une hausse des coûts d'environ 83 millions de dollars par an, plus les intérêts sur l'augmentation de la provision cumulée.

Les dépenses, intérêts et taux d'indexation prévus et la date d'évacuation sont révisés périodiquement. Les redressements requis par les rectifications apportées à un de ces facteurs sont imputés aux résultats prospectivement selon la méthode de dotation uniforme, sur le nombre d'années au cours desquelles les centrales nucléaires resteront encore en exploitation.

f) Conversion des devises

L'actif et le passif monétaires à court terme libellés en devises sont convertis en dollars canadiens aux cours en vigueur à la fin de l'exercice; les gains ou les pertes de change résultant de ces conversions sont crédités ou imputés aux résultats. La dette à long terme payable en devises est convertie en dollars canadiens aux cours du change en vigueur à la fin de l'exercice. Dans ce cas, les gains ou les pertes de change non matérialisés sont reportés et inclus dans les charges reportées de la dette, et ils sont amortis selon la méthode de dotation uniforme sur la durée de vie restante de la dette.

Les gains ou les pertes de change sur les opérations de couverture de la dette à long terme payable en devises sont reportés et inclus dans les charges reportées de la dette. Les gains ou les pertes reportés liés aux opérations de couverture sont amortis selon la méthode de dotation uniforme au cours des exercices pendant lesquels les couvertures rapportent un avantage.

Les gains ou les pertes de change découlant du remboursement anticipé de la dette à long terme, y compris les gains ou les pertes résultant du financement de remplacement à court terme, sont reportés et inclus dans les charges reportées de la dette si le risque relatif à la devise de la dette remboursée n'est pas réduit au moyen du refinancement, dans la même

devise, de cette dette. Ces gains ou ces pertes reportés sont amortis selon la méthode de dotation uniforme sur une période qui va jusqu'à la date initiale d'échéance de la dette remboursée (voir la note 2 a).

S'il y a réduction du risque relatif à la devise à la suite du remboursement anticipé de la dette, les gains ou les pertes de change qui en résultent sont crédités ou imputés aux résultats.

g) Charges reportées de la dette

Les charges reportées de la dette comprennent les sommes non amorties liées aux gains ou aux pertes de change non matérialisés résultant de la conversion de la dette à long terme libellée en devises, aux gains ou aux pertes de change reportés résultant des opérations de couverture, aux gains ou aux pertes de change reportés résultant du remboursement anticipé de la dette à long terme, aux escomptes ou primes à l'émission de la dette ou à l'acquisition de dette avant la date d'échéance, aux escomptes ou primes liés aux opérations de couverture en devises, et aux primes nettes non amorties liées aux options sur swaps conclues, levées ou expirées.

Les escomptes ou primes à l'émission de la dette sont amortis selon la méthode de dotation uniforme sur une période qui va jusqu'à l'échéance de la dette lorsque l'échéance de la dette excède un an et selon la méthode de l'amortissement linéaire lorsque l'échéance est d'au plus un an. Les escomptes ou primes à l'acquisition de dette avant la date d'échéance sont amortis suivant la méthode de dotation uniforme au cours de la période qui va de la date d'acquisition jusqu'à la date initiale d'échéance (voir la note 2 a). Les escomptes ou primes sur opérations de couverture en devises sont crédités ou imputés aux résultats suivant la méthode de dotation uniforme selon l'échéance de chaque opération. Les primes nettes non amorties liées aux options sur swaps conclues, levées ou expirées sont amorties suivant la méthode de dotation uniforme au cours de la période qui va de la date de conclusion, de levée ou d'expiration jusqu'à la date initiale d'échéance de la dette.

h) Régime de retraite

Le régime de retraite est un régime contributif à prestations déterminées pour tous les employés permanents d'Ontario Hydro. Aux fins comptables, les coûts découlant du régime sont déterminés selon la méthode actuarielle avec projection des droits et à partir des hypothèses les plus probables établies par la direction sur les effets des événements futurs sur la valeur actuarielle des prestations constituées de retraite. L'évaluation de l'actif du régime de retraite se fonde sur la juste valeur actuelle, et les rajustements apportés au régime sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne prévue du reste de la carrière active des employés couverts par le régime de retraite d'Ontario Hydro (voir la note 18).

Au cours du dernier trimestre de 1998, Ontario Hydro a adopté la nouvelle méthode de comptabilisation des coûts découlant des régimes de retraite approuvée par l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA). En conséquence, le taux moyen à long terme, qui servait de taux d'actualisation pour déterminer les coûts et obligations découlant des régimes de retraite, a été remplacé par un taux de règlement actuel du marché. Ce changement n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers de l'exercice terminé le 31 décembre 1998.

i) Autres avantages postérieurs à l'emploi

Outre les prestations de retraite, Ontario Hydro offre des avantages complémentaires comme une assurance-vie et une assurance médicale à ses employés à la retraite et, dans certains cas, au conjoint survivant et aux personnes à charge autres que les conjoints de ses anciens employés. Ontario Hydro offre également une assurance-invalidité de longue durée aux employés admissibles qui doivent s'absenter du travail pour des périodes prolongées en raison d'une maladie ou d'une blessure.

Avant le 1er janvier 1997, les coûts des autres avantages postérieurs à l'emploi (AAPE) étaient imputés aux résultats au fur et à mesure que les avantages étaient payés. À compter du 1er janvier 1997, Ontario Hydro a appliqué la méthode de la comptabilité d'exercice pour les AAPE selon laquelle les coûts prévus pour ces avantages sont imputés aux résultats d'après les services rendus. Par conséquent, les coûts des AAPE sont déterminés de façon actuarielle aux fins comptables selon des hypothèses qui reflètent les meilleures estimations de la direction quant aux effets des événements futurs sur la valeur actuarielle des prestations constituées. L'obligation transitoire qui découle du passage à la comptabilité d'exercice a été imputée aux bénéfices non répartis le 1er janvier 1997 (voir la note 16). En 1998, la société a remplacé le taux moyen à long terme, qui servait de taux d'actualisation pour mesurer l'obligation au titre des AAPE, par un taux de règlement actuel du marché. Le montant transitoire découlant de ce changement a été imputé au déficit en 1998 (voir la note 16).

j) Recherche et développement

Les frais de recherche et développement (R&D) liés directement à la conception ou à la construction d'une immobilisation donnée sont capitalisés avec les coûts de l'immobilisation. Les frais de R&D engagés pour se libérer d'obligations à long terme, et pour lesquels une provision spécifique a déjà été établie, sont imputés à la provision en question. Tous les autres frais de R&D sont imputés aux résultats de l'exercice au cours duquel ils sont engagés.

k) Dépenses liées aux logiciels d'application et au problème de l'an 2000

Ontario Hydro capitalise les coûts importants d'acquisition des logiciels d'application lorsque l'avantage futur est raisonnablement assuré. Les dépenses visant à corriger le problème de l'an 2000 sont imputées aux résultats à mesure qu'elles sont engagées, à moins que les actifs existants ne soient remplacés par de nouvelles versions ou des systèmes entièrement nouveaux, auquel cas les dépenses sont capitalisées de la même manière que tout projet d'acquisition est comptabilisé.

3. PUISSANCE ET ÉNERGIE SECONDAIRES

Les produits provenant de la vente de puissance et d'énergie secondaires se composent de 10 millions de dollars pour les trois mois terminés le 31 mars 1999 (111 millions de dollars en 1998; 158 millions de dollars en 1997) et sont tirés de la vente d'électricité à des sociétés américaines d'électricité.

4. MONTANTS PERÇUS PAR LE GOUVERNEMENT PROVINCIAL

(en millions de dollars)	TROIS MOIS TERMINÉS LE 31 MARS 1999	EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 1998	1997
Redevances d'eau	**30**	119	121
Frais de garantie de dette	**39**	155	156
	69	274	277

Les redevances d'eau sont versées à la province en contrepartie de l'usage de l'eau à des fins de production d'hydroélectricité. La province de l'Ontario a statué qu'Ontario Hydro devait lui payer des frais annuels de garantie de dette s'élevant à 0,5 % de l'encours de la dette totale garantie par la province au 31 décembre de l'exercice précédent.

5. AMORTISSEMENT

(en millions de dollars)	TROIS MOIS TERMINÉS LE 31 MARS 1999	EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 1998	1997
Amortissement des immobilisations en service	**398**	1 447	1 438
Frais d'enlèvement d'immobilisations	**4**	65	140
	402	1 512	1 578

6. CHARGES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	TROIS MOIS TERMINÉS LE 31 MARS 1999	EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 1998	1997
Intérêts sur obligations, billets et autres titres d'emprunt :			
À long terme	**611**	2 603	2 778
À court terme	**34**	155	114
Intérêts sur les frais à payer pour l'enlèvement d'immobilisations et l'évacuation du combustible irradié	**45**	160	164
	690	2 918	3 056
MOINS			
Intérêts imputés :			
Aux constructions en cours	**7**	39	51
Au combustible utilisé pour la production d'énergie électrique	**–**	–	1
Intérêts gagnés sur placements	**14**	33	33
	21	72	85
Intérêts imputés aux résultats d'exploitation	**669**	2 846	2 971
Change	**18**	30	118
	687	2 876	3 089

7. RADIATIONS GÉNÉRALES

(en millions de dollars)	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 1997
Relance des centrales nucléaires	4 595
Autres dépenses futures	1 495
Réduction du personnel et frais de réinstallation des employés	238
Centrale nucléaire Bruce A	170
Coûts supplémentaires liés aux bâtiments et équipements et à la sortie des activités connexes	82
	6 580

Aucune radiation générale n'a été effectuée au cours des trois mois terminés le 31 mars 1999 et de l'exercice terminé le 31 décembre 1998. En 1997, le conseil d'administration d'Ontario Hydro a approuvé un certain nombre d'imputations et de radiations, totalisant 6 580 millions de dollars, aux résultats de 1997. Deux de ces imputations visaient des coûts futurs qui devaient être engagés au cours de la période de 1998 à 2001 et qui, en vertu des PCGR applicables aux entreprises évoluant dans un environnement à tarifs non réglementés, auraient été passés en charges à mesure qu'ils auraient été engagés. En conséquence, le conseil a dû recourir à ses pouvoirs de tarification pour constituer une provision pour frais futurs à l'égard de ces imputations. La première de ces imputations avait trait à des coûts futurs additionnels associés à l'amélioration de la performance nucléaire, surtout des coûts liés au Plan d'optimisation des biens de production nucléaire (le «Plan») et à d'autres frais connexes comme l'énergie de remplacement et les intérêts. Bien qu'Ontario Hydro s'attende à engager des coûts additionnels de 4 895 millions de dollars pour l'amélioration de la performance nucléaire, l'imputation aux résultats de 1997 s'est élevée à 4 595 millions de dollars, avant application d'une provision de 300 millions de dollars établie au cours d'un exercice antérieur pour les dépenses prévues de relance des centrales nucléaires. La deuxième imputation, d'un montant de 1 495 millions de dollars, avait trait à des coûts additionnels futurs associés aux provisions pour installations de transport et de distribution, déclassement des installations nucléaires et évacuation du combustible irradié.

Le reste des imputations aux résultats de 1997, soit 490 millions de dollars, n'exigeait pas l'exercice des pouvoirs de tarification du conseil et avait trait aux éléments suivants :

• Imputation de 238 millions de dollars au titre des coûts associés à une réduction de personnel prévue de 850 employés, qui incluait les employés appelés à devenir excédentaires par rapport aux besoins de la société avant la fin de 1998, et des coûts liés aux réinstallations massives d'employés exigées par le Plan.
• Radiation de dépenses d'investissement de 170 millions de dollars associées aux trois tranches de la centrale nucléaire Bruce A, dont les activités ont été interrompues en 1998. La direction estimait que les projets d'investissements connexes n'entraîneraient aucun avantage futur étant donné l'arrêt prolongé prévu.
• Radiation de 82 millions de dollars associée à certains bâtiments et équipements désignés comme excédentaires vu la transition d'Ontario Hydro vers un contexte plus concurrentiel, et servant à refléter la liquidation de plusieurs petites entreprises auxiliaires.

Le tableau suivant montre dans quelle mesure la provision pour frais futurs a été utilisée en 1998 et au cours des trois mois terminés le 31 mars 1999.

(en millions de dollars)	TROIS MOIS TERMINÉS LE 31 MARS 1999	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 1998
Solde d'ouverture	**4 904**	6 390
Imputations		
Exploitation, entretien et administration	**144**	589
Combustible utilisé pour la production d'énergie électrique	**167**	690
Achats d'électricité	**27**	78
Amortissement	**16**	83
Charges de financement	**25**	46
	379	1 486
SOLDE DE CLÔTURE	**4 525**	4 904

8. IMMOBILISATIONS

(en millions de dollars)	AU 31 MARS 1999		AUX 31 DÉCEMBRE 1998		1997	
	Coût	Amortissement cumulé	Coût	Amortissement cumulé	Coût	Amortissement cumulé
Centrales						
Hydroélectriques	**2 755**	**901**	2 755	881	2 723	898
Thermiques	**5 462**	**2 896**	5 457	2 854	5 377	2 658
Nucléaires	**24 868**	**6 984**	24 850	6 792	24 591	6 082
Eau lourde	**3 946**	**986**	3 946	961	3 946	863
Installations de transport et de distribution	**11 493**	**3 674**	11 525	3 615	11 252	3 094
Installations d'administration et de service	**1 917**	**1 032**	1 914	1 055	1 789	1 339
IMMOBILISATIONS EN SERVICE	**50 441**	**16 473**	50 447	16 158	49 678	14 934

Frais de remise en état des génératrices à vapeur des centrales nucléaires

Ontario Hydro a entrepris un vaste programme visant à remettre en état les génératrices à vapeur des centrales nucléaires Pickering A et B. Les coûts du programme, qui se poursuivra jusqu'en 2001, seront reportés et amortis sur la durée de vie utile restante de chaque génératrice à partir du moment où ces machines seront remises en service.

Les frais reportés de remise en état des génératrices à vapeur des centrales nucléaires inclus dans les immobilisations, les constructions en cours et l'amortissement cumulé s'établissent comme suit :

(en millions de dollars)	AU 31 MARS 1999	AUX 31 DÉCEMBRE 1998	1997
Immobilisations	**152**	152	116
Moins amortissement cumulé	**23**	19	14
	129	133	102
Constructions en cours	**–**	–	24
	129	133	126

9. LIQUIDITÉS

Les liquidités se composent de placements dans des instruments du marché monétaire (placements temporaires ayant une échéance initiale de moins de trois mois) et de chèques en circulation (dette bancaire). Les liquidités comprises dans l'état des flux de trésorerie comprennent les montants suivants provenant du bilan :

(en millions de dollars)	AU 31 MARS 1999	AUX 31 DÉCEMBRE 1998	1997
Placements temporaires	**245**	225	–
Dette bancaire	**(10)**	(60)	(37)
	235	165	(37)

10. COMBUSTIBLE UTILISÉ POUR LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

(en millions de dollars)	AU 31 MARS 1999	AUX 31 DÉCEMBRE 1998	1997
STOCKS			
Uranium	**154**	151	161
Charbon	**187**	261	188
Mazout	**33**	44	18
	374	456	367

11. DETTE À LONG TERME

(en millions de dollars)	AU 31 MARS 1999	AUX 31 DÉCEMBRE 1998	1997
Obligations et billets à payer	**27 735**	28 291	28 188
Obligations découlant de contrats de location-acquisition	**31**	33	33
	27 766	28 324	28 221
Moins la tranche à moins d'un an de la dette	**1 572**	2 468	3 301
	26 194	25 856	24 920

L'encours des obligations et billets à payer est ventilé ci-dessous par année d'échéance :

(en millions de dollars)	AU 31 MARS 1999				AUX 31 DÉCEMBRE 1998				1997	
	Encours de capital			Taux d'intérêt moyen pondéré	Encours de capital			Taux d'intérêt moyen pondéré	Encours de capital	Taux d'intérêt moyen pondéré
	CAN.	ÉTRANGER	TOTAL	%	CAN.	ÉTRANGER	TOTAL	%	TOTAL	%
ANNÉES D'ÉCHÉANCE										
									3 297	
1 an	**1 150**	**419**	**1 569**		2 050	415	2 465		2 504	
2 ans	**2 077**	**153**	**2 230**		1 551	–	1 551		1 552	
3 ans	**2 000**	**755**	**2 755**		1 525	932	2 457		2 426	
4 ans	**3 097**	**–**	**3 097**		4 448	–	4 448		4 447	
5 ans	**1 148**	**64**	**1 212**		1 398	–	1 398		–	
TOTAL PARTIEL	**9 472**	**1 391**	**10 863**	**9,2**	10 972	1 347	12 319	9,1	14 226	8,9
6 à 10 ans	**5 198**	**1 132**	**6 330**	**7,0**	4 198	1 216	5 414	7,2	2 363	8,5
11 à 15 ans	**2 164**	**1 132**	**3 296**	**9,9**	2 164	1 148	3 312	9,9	3 219	10,6
16 à 20 ans	**648**	**–**	**648**	**10,0**	648	–	648	10,0	1 997	8,9
21 à 25 ans	**3 633**	**–**	**3 633**	**10,0**	3 633	–	3 633	10,0	2 675	10,3
26 ans et plus	**2 965**	**–**	**2 965**	**8,9**	2 965	–	2 965	8,9	3 708	9,1
	24 080	**3 655**	**27 735**	**8,9**	24 580	3 711	28 291	8,9	28 188	9,3

Le taux d'intérêt moyen pondéré représente le taux d'intérêt réel à l'égard des obligations et des billets à taux fixe et le taux d'intérêt courant en vigueur au 31 mars 1999 sur les obligations et billets à taux flottant, avant de tenir compte de l'effet des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de taux d'intérêt. Le capital et les intérêts des obligations et des billets à payer sont détenus ou garantis par la province.

Les obligations et les billets à payer se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	AU 31 MARS 1999	AUX 31 DÉCEMBRE 1998	1997
OBLIGATIONS ET BILLETS À PAYER			
Obligations d'Ontario Hydro [1]			
En dollars CA	**1 500**	500	–
En dollars US	**–**	–	193
Obligations rachetables [2]			
En dollars CA	**2 765**	2 765	3 116
En dollars US	**–**	–	253
Taux d'intérêt nominal moyen pondéré	**11,5 %**	11,7 %	11,4 %

[1] Obligations détenues par la province et ayant des échéances identiques à celles des titres de la province de l'Ontario vendus pour le compte d'Ontario Hydro.
[2] Obligations rachetables par Ontario Hydro à des prix fixes et à des dates précédant leur échéance, laquelle surviendra au cours de la période de 2002 à 2012. Ces obligations sont rachetables à un prix de rachat moyen pondéré égal à 100 % de leur capital, à des dates précises entre 1999 et 2005.

Comme il est mentionné à la note 12, Ontario Hydro recourt à divers instruments financiers dérivés pour se protéger contre le risque de change lié à la dette à long terme en devises et pour gérer le risque de taux d'intérêt lié à l'encours de sa dette à long terme.

12. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Ontario Hydro a recours à divers instruments financiers dérivés pour gérer le risque de change et le risque de taux d'intérêt. Le tableau suivant résume les encours en devises afférentes aux instruments financiers dérivés :

(en millions)	AU 31 MARS 1999			AUX 31 DÉCEMBRE 1998			1997
	Échéant dans les 12 mois	Échéant à plus de 12 mois	Total	Échéant dans les 12 mois	Échéant à plus de 12 mois	Total	Montant nominal de référence
CONTRATS DE CHANGE À TERME							
Achats à terme	–	–	–	95 $ US	–	95 $ US	1 242 $ US
	7 CHF	–	7 CHF	10 CHF	–	10 CHF	11 CHF
Ventes à terme	–	–	–	51 $ US	–	51 $ US	55 $ US
CRÉDITS CROISÉS							
Devise dans laquelle le paiement est reçu :							
Dollars américains	202 $ US	105 $ US	307 $ US	202 $ US	105 $ US	307 $ US	307 $ US
Francs suisses	–	150 CHF	150 CHF	–	150 CHF	150 CHF	150 CHF
Yens	–	5 000 ¥	5 000 ¥	–	5 000 ¥	5 000 ¥	5 000 ¥
Dollars néo-zélandais	–	–	–	–	–	–	100 $ NZ
Dollars australiens[1]	568 $ AU	–	568 $ AU	568 $ AU	–	568 $ AU	568 $ AU
Dollars canadiens	–	423 $ CA	23 $ CA	–	423 $ CA	423 $ CA	423 $ CA
DEVISE DANS LAQUELLE LE PAIEMENT EST EFFECTUÉ :							
Dollars américains	441 $ US	363 $ US	804 $ US	441 $ US	363 $ US	804 $ US	873 $ US
Dollars australiens[1]	260 $ AU	–	260 $ AU	260 $ AU	–	260 $ AU	260 $ AU
Dollars canadiens	–	279 $ CA	279 $ CA	–	279 $ CA	279 $ CA	280 $ CA

[1] Swaps périodiques en yens

CONTRATS DE CHANGE. Ontario Hydro a conclu des contrats de change à terme pour se protéger contre l'incidence d'une baisse éventuelle de la valeur du dollar canadien en 1999 et pour gérer le risque de change lié à la dette à long terme. De plus, la société a conclu des contrats de change à terme pour couvrir des engagements fermes aux fins d'achats et de ventes futurs en devises.

CRÉDITS CROISÉS. Ontario Hydro a conclu des crédits croisés pour convertir en dollars canadiens ou américains des paiements de capital et d'intérêt sur certaines émissions de titres d'emprunt.

Le tableau suivant indique les devises dans lesquelles la dette à long terme, la dette bancaire et les billets à court terme d'Ontario Hydro doivent être réglés, avant et après avoir tenu compte des activités de gestion du risque de change à l'égard de la dette.

(en millions de dollars)	AU 31 MARS 1999		AUX 31 DÉCEMBRE 1998		1997	
	Encours de capital		Encours de capital		Encours de capital	
	Avant couverture	Après couverture	Avant couverture	Après couverture	Avant couverture	Après couverture
Dollars canadiens	**26 311**	**26 147**	26 941	26 786	26 691	26 817
Dollars américains	**3 704**	**4 380**	3 756	4 435	3 865	4 311
Dollars australiens[1]	**295**	**–**	289	–	287	–
Francs suisses	**153**	**–**	167	–	147	–
Dollars néo-zélandais	**–**	**–**	–	–	83	–
Yens	**64**	**–**	68	–	55	–
	30 527	**30 527**	31 221	31 221	31 128	31 128

[1] Paiements du coupon en yens

Instruments de gestion du risque de taux d'intérêt

Le tableau suivant résume les encours afférents aux instruments financiers dérivés de taux d'intérêt.

(en millions)	AU 31 MARS 1999			AUX 31 DÉCEMBRE 1998			1997
	Montant nominal de référence			Montant nominal de référence			Montant nominal de référence
	Échéant dans les 12 mois	Échéant à plus de 12 mois	Total	Échéant dans les 12 mois	Échéant à plus de 12 mois	Total	Total
OPTIONS SUR SWAPS VENDUES							
Ontario Hydro paie	**–**	**496 $ CA**	**496 $ CA**	100 $ CA	496 $ CA	596 $ CA	692 $ CA
éventuellement un taux fixe	**–**	**–**	**–**	–	–	–	193 $ US
SWAPS DE TAUX D'INTÉRÊT							
Ontario Hydro reçoit un taux fixe	**765 $ CA**	**1 648 $ CA**	**2 413 $ CA**	765 $ CA	1 648 $ CA	2 413 $ CA	3 591 $ CA
	323 $ US	**403 $ US**	**726 $ US**	323 $ US	403 $ US	726 $ US	826 $ US
Ontario Hydro paie un taux fixe	**726 $ CA**	**2 433 $ CA**	**3 159 $ CA**	2 576 $ CA	2 487 $ CA	5 063 $ CA	7 215 $ CA
	466 $ US	**613 $ US**	**1 079 $ US**	466 $ US	613 $ US	1 079 $ US	1 893 $ US
CONTRATS DE GARANTIE DE TAUX D'INTÉRÊT							
Ontario Hydro paie	**–**	**–**	**–**	–	–	–	450 $ CA
un taux à terme	**–**	**–**	**–**	175 $ US	–	175 $ US	850 $ US
OPTIONS SUR OBLIGATIONS ACHETÉES	**–**	**–**	**–**	–	–	–	150 $ CA
	–	**–**	**–**	–	–	–	105 $ US
Achats d'obligations à terme	**–**	**–**	**–**	160 $ CA	–	160 $ CA	–

OPTIONS SUR SWAPS. En 1993, Ontario Hydro a converti au comptant des économies d'intérêt futures possibles liées à des options d'achat enchâssées dans certaines de ses obligations, en vendant des options sur swaps. Ces options donnent aux porteurs le droit d'exiger d'Ontario Hydro de conclure des swaps de taux d'intérêt entrant en vigueur à la date de remboursement par anticipation. Si les options sur swaps sont levées, Ontario Hydro verse des paiements calculés en fonction d'un taux d'intérêt fixe égal au taux d'intérêt nominal des obligations connexes et reçoit des paiements à un taux d'intérêt flottant.

Les options sur swaps en dollars américains peuvent être réglées au comptant à la date de levée. Les primes reçues à la vente des options sont amorties par imputation aux résultats, à titre de réduction des intérêts débiteurs, sur le terme restant des obligations émises.

SWAPS DE TAUX D'INTÉRÊT. Au 31 mars 1999, les taux d'intérêt fixes sur l'encours de la dette à long terme ont effectivement été convertis en taux d'intérêt flottants en vertu des swaps de taux d'intérêt en cours par lesquels la société doit recevoir un taux d'intérêt fixe. Ces swaps ont des dates d'échéance qui vont de 1999 à 2026 (de 1999 à 2026 en 1998; de 1998 à 2026 en 1997). Les taux d'intérêt flottants sur l'encours de la dette ont effectivement été convertis en taux d'intérêt fixes en vertu des swaps de taux d'intérêt en cours par lesquels la société doit payer un taux d'intérêt fixe. Ces swaps arrivent à échéance entre 1999 et 2027 (entre 1999 et 2027 en 1998; entre 1998 et 2027 en 1997).

CONTRATS DE GARANTIE DE TAUX D'INTÉRÊT. Avant 1999, Ontario Hydro a conclu des contrats de garantie de taux d'intérêt afin de gérer son risque à l'égard des taux d'intérêt à court terme en 1998.

OPTIONS SUR OBLIGATIONS. Avant 1999, Ontario Hydro a acheté des options visant l'achat d'obligations à long terme du gouvernement afin d'amoindrir l'effet négatif d'une baisse éventuelle des taux d'intérêt à long terme sur sa dette à taux fixe.

ACHATS D'OBLIGATIONS À TERME. Avant 1999, Ontario Hydro avait conclu plusieurs contrats d'achat à terme d'obligations du gouvernement du Canada afin de gérer son exposition aux taux d'intérêt à court terme.

Le tableau suivant indique le montant total de la dette à long terme, des billets à court terme et de la dette bancaire échéant à moins d'un an et après un an ou dont le taux d'intérêt pourra être modifié, avant et après avoir tenu des activités de gestion du risque de taux d'intérêt d'Ontario Hydro.

(en millions de dollars)

	AU 31 MARS 1999			
	Avant activités de gestion du risque de taux d'intérêt	Taux d'intérêt moyen pondéré (en pourcentage)	Après activités de gestion du risque de taux d'intérêt	Taux d'intérêt moyen pondéré (en pourcentage)
ÉCHÉANCES OU MODIFICATION DU TAUX :				
À moins d'un an	**4 334**	**6,2**	**3 232**	**6,3**
Après un an	**26 193**	**9,1**	**27 295**	**9,3**
	30 527	**8,7**	**30 527**	**8,9**

(en millions de dollars)

	AU 31 DÉCEMBRE 1998			
	Avant activités de gestion du risque de taux d'intérêt	Taux d'intérêt moyen pondéré (en pourcentage)	Après activités de gestion du risque de taux d'intérêt	Taux d'intérêt moyen pondéré (en pourcentage)
ÉCHÉANCES OU MODIFICATION DU TAUX :				
À moins d'un an	5 365	5,8	4 273	5,8
Après un an	25 856	9,1	26 948	9,2
	31 221	8,5	31 221	8,7

(en millions de dollars)

	AU 31 DÉCEMBRE 1997			
	Avant activités de gestion du risque de taux d'intérêt	Taux d'intérêt moyen pondéré (en pourcentage)	Après activités de gestion du risque de taux d'intérêt	Taux d'intérêt moyen pondéré (en pourcentage)
ÉCHÉANCES OU MODIFICATION DU TAUX :				
À moins d'un an	7 104	5,8	3 619	6,6
Après un an	24 024	9,6	27 509	9,0
	31 128	8,7	31 128	8,7

13. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET RISQUE DE CRÉDIT

Juste valeur

Le tableau suivant présente les valeurs comptables et les justes valeurs des instruments financiers d'Ontario Hydro :

(en millions de dollars)	AU 31 MARS 1999		AUX 31 DÉCEMBRE 1998		1997	
	Valeur comptable	Juste valeur[1]	Valeur comptable	Juste valeur[1]	Valeur comptable	Juste valeur[1]
ACTIF FINANCIER						
Contrats de change à terme	**–**	**–**	–	–	53	55
Crédits croisés	**69**	**79**	93	116	53	55
Swaps de taux d'intérêt	**33**	**222**	25	258	33	238
Options sur obligations	**–**	**–**	–	–	–	1
PASSIF FINANCIER						
Contrats de change à terme	**–**	**1**	1	1	–	–
Dette à long terme	**27 735**	**34 062**	28 291	35 073	28 188	34 700
Options sur swaps	**11**	**63**	21	97	92	245
Crédits croisés	**197**	**131**	224	193	188	129
Swaps de taux d'intérêt	**98**	**458**	94	503	111	428
Contrats de garantie de taux d'intérêt	**–**	**–**	–	1	–	1

1 Les cours de fin de période et de fin d'exercice visant des instruments précis ou semblables sont utilisés pour estimer la juste valeur de chaque catégorie des instruments financiers pour laquelle il est possible d'estimer la valeur. La juste valeur des instruments financiers dérivés hors cote est calculée à l'aide de modèles d'évaluation qui tiennent compte de la valeur actuelle des instruments sous-jacents, de la valeur temporelle de l'argent ainsi que de la courbe du rendement moyen du marché et de la volatilité. Les valeurs comptables des liquidités, des placements à court terme, des débiteurs, de la dette bancaire, des billets à court terme à payer, et des créditeurs et charges à payer se rapprochent de la juste valeur en raison de l'échéance à court terme de ces instruments.

Risque de crédit

L'actif financier expose Ontario Hydro à un risque de crédit et à des concentrations de risque de crédit. Au 31 mars 1999, il n'existait aucune concentration de risque de crédit importante relativement à une catégorie particulière d'actif financier. Les instruments financiers dérivés exposent Ontario Hydro à un risque de crédit, la contrepartie pouvant manquer à ses obligations. Le risque est limité au coût de remplacement des contrats en vertu desquels Ontario Hydro a un gain non matérialisé.

Ontario Hydro contrôle le risque de crédit et le maintient à un minimum en faisant affaire exclusivement avec un groupe diversifié de contreparties dont la cote est élevée. De plus, pour réduire davantage le risque de crédit des instruments financiers dérivés, Ontario Hydro conclut des conventions générales de positionnement avec les contreparties afin d'assurer que les éléments d'actif et de passif financiers dérivés sont réglés au montant net dans le cas où il y aurait manquement de la part des contreparties. Ces conventions générales de positionnement ont permis à Ontario Hydro de faire passer son risque de crédit actuel lié à l'actif financier dérivé de 437 millions de dollars à 86 millions de dollars au 31 mars 1999 (de 374 millions de dollars à 152 millions de dollars en 1998; de 349 millions de dollars à 142 millions de dollars en 1997).

14. FRAIS À PAYER POUR L'ENLÈVEMENT D'IMMOBILISATIONS ET L'ÉVACUATION DU COMBUSTIBLE IRRADIÉ

(en millions de dollars)	AU 31 MARS 1999	AUX 31 DÉCEMBRE 1998	1997
FRAIS À PAYER POUR L'ENLÈVEMENT D'IMMOBILISATIONS :			
Frais de déclassement	**1 059**	1 042	962
Frais d'enlèvement des canaux de combustible	**699**	674	616
	1 758	1 716	1 578
FRAIS À PAYER POUR L'ÉVACUATION DU COMBUSTIBLE IRRADIÉ	**1 549**	1 485	1 264
	3 307	**3 201**	2 842

Frais à payer pour l'enlèvement d'immobilisations

Ces frais comprennent les frais de déclassement des centrales nucléaires, des centrales thermiques et des installations de production d'eau lourde après leur durée de vie, et les coûts d'enlèvement de certains canaux de combustible et génératrices à vapeur qui seront probablement remplacés au cours de la durée de vie des réacteurs nucléaires. Les principales hypothèses utilisées pour évaluer les frais à payer pour l'enlèvement d'immobilisations sont les mêmes qu'en 1998 :

• déclassement des centrales nucléaires entre 2042 et 2071 fondé sur un démantèlement reporté (démantèlement après remisage avec surveillance pendant 30 ans après l'arrêt des réacteurs), et distance moyenne de transport de 1 000 kilomètres entre les centrales nucléaires et les installations d'évacuation;

• taux d'intérêt et taux d'indexation situés à l'intérieur des fourchettes suivantes jusqu'en 2071 :

	1999	1998	1997
Taux d'intérêt	**6 % à 8 %**	6 % à 8 %	6% à 9%
Taux d'indexation	**2 % à 4 %**	2 % à 4 %	2% à 5%

• remplacement de certains canaux de combustible et génératrices à vapeur des centrales nucléaires selon l'échéancier suivant :

	AU 31 MARS 1999	AUX 31 DÉCEMBRE 1998	1997
Bruce A, tranches 3 et 4	**2001–2008**	2006–2008	2005–2008
Pickering B	**2008–2012**	2009–2014	2013–2017
Bruce B	**2010–2013**	2011–2017	2015–2018
Darlington	**2016–2019**	2016–2022	2022–2024

• déclassement des centrales thermiques entre 2006 et 2025.

Les principales hypothèses sous-jacentes aux estimations des frais à payer pour l'enlèvement d'immobilisations sont sujettes à une révision périodique. Ces hypothèses, ainsi que les méthodes et la technologie existantes utilisées pour le déclassement, l'enlèvement et le remplacement des canaux de combustible, et le remplacement des génératrices à vapeur sont sujettes à révision, ce qui pourrait entraîner des rectifications de ces frais.

Frais à payer pour l'évacuation du combustible irradié

Les principales hypothèses utilisées pour évaluer les frais à payer pour l'évacuation du combustible irradié sont les mêmes qu'en 1998 :

- date prévue de mise en service des installations d'évacuation permanentes : 2025;
- distance moyenne de transport entre les centrales nucléaires et les installations d'évacuation : 1 000 kilomètres;
- taux d'intérêt et taux d'indexation situés à l'intérieur des fourchettes suivantes jusqu'en 2071 :

	1999	1998	1997
Taux d'intérêt	**6 % à 8 %**	6 % à 8 %	6 % à 9 %
Taux d'indexation	**2 % à 4 %**	2 % à 4 %	2 % à 5 %

Les principales hypothèses sous-jacentes aux estimations des frais à payer pour l'évacuation du combustible irradié sont sujettes à une révision périodique. Ces hypothèses, ainsi que les méthodes et la technologie existantes utilisées pour l'évacuation du combustible, sont sujettes à modification, ce qui pourrait entraîner des rectifications de ces frais.

15. ÉVENTUALITÉS ET ENGAGEMENTS

Incertitude découlant du problème du passage à l'an 2000

Le passage à l'an 2000 pose un problème parce que de nombreux systèmes informatiques utilisent deux chiffres plutôt que quatre pour identifier l'année. Les systèmes sensibles aux dates peuvent confondre l'an 2000 avec l'année 1900 ou une autre date, ce qui entraîne des erreurs lorsque des informations faisant intervenir des dates de l'an 2000 sont traitées. En outre, des problèmes semblables peuvent se manifester dans des systèmes qui utilisent les chiffres «99» pour représenter autre chose qu'une date. Les répercussions du problème du passage à l'an 2000 pourront se faire sentir le 1er janvier de l'an 2000, ou encore avant ou après cette date, et, si l'on n'y remédie pas, les conséquences sur l'exploitation et l'information financière peuvent aller d'erreurs mineures à une défaillance importante des systèmes qui pourrait nuire à la capacité de l'entité d'exercer normalement ses activités.

La société met la dernière main à un programme important visant à moderniser ou à remplacer les systèmes touchés dont elle et ses clients dépendent, avant l'an 2000. Il n'est toutefois pas possible d'être certain que tous les aspects du problème du passage à l'an 2000 qui ont une incidence sur Ontario Hydro, y compris ceux qui ont trait aux efforts déployés par les clients, les fournisseurs ou d'autres tiers, seront entièrement résolus.

Recours collectif dans le cadre du programme de la technologie des énergies de remplacement

En 1997, un recours collectif a été entrepris au nom de tous les soumissionnaires dans le cadre du programme de la technologie des énergies de remplacement sur la base d'allégations de fausses déclarations et de mauvaise foi dans l'appel d'offres et les discussions tenues avec les soumissionnaires avant l'annulation du projet. Les plaignants ont nommé Ontario Hydro ainsi que certains de ses dirigeants comme défendeurs. Les plaignants réclament des mesures de redressement déclaratoires et des dommages-intérêts de 250 millions de dollars pour manque à gagner et conversion de secrets commerciaux, ainsi que des dommages-intérêts exemplaires. L'autorisation d'intenter un recours collectif a été déposée en novembre 1998 et a été refusée en décembre par le tribunal. Sous réserve des droits d'appel, le plaignant pourra néanmoins soumettre une réclamation, mais les dommages-intérêts réclamés seront sensiblement réduits. Il est impossible, à l'heure actuelle, de déterminer l'issue de cette action, et aucune provision n'a donc été établie dans les états financiers d'Ontario Hydro relativement aux montants en litige. Ontario Hydro estime cependant qu'elle n'a aucun engagement à cet égard et que les dommages-intérêts réclamés sont, dans tous les cas, excessifs.

Poursuite des services municipaux d'électricité

Le 24 avril 1997, trois services municipaux d'électricité (les «requérants») ont émis un avis de requête contre Ontario Hydro, pour lequel ils ont depuis reçu l'autorisation d'intenter un recours collectif au nom de tous les services municipaux d'électricité de l'Ontario. Aucune déclaration sous serment n'a été déposée à l'appui du recours. Les requérants sollicitent des déclarations selon lesquelles certains tarifs et certaines options tarifaires offerts par Ontario Hydro aux sociétés contreviennent aux dispositions de la *Loi sur la Société de l'électricité*, et que ces tarifs et options ont entraîné une hausse

indue des coûts pour les services municipaux d'électricité qui achètent leur électricité d'Ontario Hydro. Les requérants cherchent également à recouvrer ces coûts accrus pour un montant de 145 millions de dollars. De plus, ils sollicitent une déclaration selon laquelle Ontario Hydro a détourné à tort à même les produits tirés de la vente d'électricité aux services municipaux d'électricité des montants indéterminés qui auraient dû servir à réduire le coût de l'électricité vendue à ces services municipaux. Les requérants sollicitent aussi des déclarations selon lesquelles Ontario Hydro a violé certaines dispositions législatives sur la réserve pour fluctuations de tarifs et éventualités et les capitaux propres, et une ordonnance forçant Ontario Hydro à renflouer le compte de capitaux propres en versant un montant de 5 milliards de dollars. Ontario Hydro a nié ces allégations et estime avoir des défenses valables et fondées contre celles-ci. Elle déposera les documents en question au moment opportun. Il est impossible, à l'heure actuelle, de déterminer l'issue de cette action.

Centrale nucléaire Bruce A

Par suite du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire (le «Plan»), Ontario Hydro a arrêté les trois tranches d'exploitation de la centrale nucléaire Bruce A au cours du printemps de 1998. Conformément à la méthode de relance progressive adoptée dans le cadre du Plan, ces trois tranches plus la tranche 2 de Bruce, qui a été fermée en 1995, devraient être remises en service au cours de la période de 2003 à 2009.

Si l'on décidait de ne pas remettre en service les quatre tranches de Bruce A, une perte devrait être constatée. L'estimation actuelle de cette perte est d'environ 1 050 millions de dollars, ce qui tient compte de la valeur comptable non amortie de l'actif de production et d'eau lourde, de la valeur comptable des montants de construction en cours restantes, et de l'incidence de la comptabilisation des provisions nettes non courues pour l'enlèvement d'immobilisations.

Contrats d'achat d'électricité

Ontario Hydro s'est engagée à acheter une fraction de l'électricité dont elle a besoin en vertu de contrats d'achat d'électricité à long terme avec divers producteurs d'électricité. Ces contrats arrivent à échéance à diverses dates de 1999 à 2048. Davantage de détails figurent dans le tableau suivant :

	AU 31 MARS 1999	AUX 31 DÉCEMBRE 1998	1997
Capacité de mise en service *(en mégawatts)*	**1 670**	1 864	1 584
Valeur actualisée nette des obligations d'achat sur 20 ans *(en millions de dollars)*	**6 689**	6 910	6 203

Les paiements estimatifs au titre des obligations d'achat varient entre 755 millions de dollars et 865 millions de dollars pour les cinq prochaines années.

Dans l'ensemble, les livraisons pour les trois premiers mois de 1999 représentent environ 8 % des besoins d'électricité d'Ontario Hydro (7,6 % en 1998; 7,2 % en 1997). La quantité d'électricité reçue et les paiements totaux effectués dans le cadre de ces contrats étaient comme suit :

	TROIS MOIS TERMINÉS LE 31 MARS 1999	EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 1998	1997
Gigawattheures	**3 043**	11 108	10 366
Achats d'électricité *(en millions de dollars)*	**217**	680	642

Ontario Hydro a émis une demande d'expression d'intérêt concernant la restructuration de ses contrats d'achat d'électricité avec les producteurs d'électricité indépendants de l'Ontario.

Garanties d'emprunts

Ontario Hydro est tenue éventuellement responsable en vertu de garanties données à des tiers prêteurs qui ont avancé le financement à long terme à certains producteurs d'électricité indépendants. Ces garanties totalisent environ 157 millions de dollars au 31 mars 1999 (160 millions de dollars en 1998, 171 millions de dollars en 1997).

Combustible utilisé pour la production d'énergie électrique

Ontario Hydro a signé des contrats fermes d'approvisionnement en charbon, dont certains viendront à échéance après l'an 2000. Au 31 mars 1999, l'obligation future en vertu de ces contrats est estimée à 504 millions de dollars pour le reste de 1999, et à 228 millions de dollars par la suite (639 millions de dollars en 1998).

16. BÉNÉFICES NON RÉPARTIS (DÉFICIT)

Le 1er janvier 1997, le solde d'ouverture des bénéfices non répartis de 2 552 millions de dollars a été réduit de 763 millions de dollars par suite de l'imputation de l'obligation transitoire associée à la modification de la méthode de comptabilisation des autres avantages postérieurs à l'emploi (voir la note 2 i). Ce changement représente la première étape de l'adoption anticipée des recommandations comptables de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA), qui entrent en vigueur le 1er janvier 2000. L'obligation future au titre des AAPE a été actualisée par application d'un taux moyen à long terme qui concorde avec le taux qui sert à déterminer les coûts et obligations découlant du régime de retraite.

En 1998, l'ICCA a approuvé de nouvelles recommandations concernant la comptabilisation des avantages sociaux futurs. Afin de mettre en œuvre ces recommandations, la société a remplacé le taux moyen à long terme, qui servait de taux d'actualisation pour mesurer l'obligation au titre des AAPE, par un taux de règlement actuel du marché. Par conséquent, un montant transitoire de 460 millions de dollars a été imputé au déficit en 1998.

17. ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Les variations des soldes hors caisse liés à l'exploitation se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	AU 31 MARS 1999	AUX 31 DÉCEMBRE 1998	1997
Débiteurs : diminution (augmentation)	**7**	(9)	(22)
Combustible utilisé pour la production d'énergie électrique, matériaux et fournitures : diminution (augmentation)	**99**	(126)	(10)
Créditeurs et charges à payer : augmentation	**47**	68	200
Intérêts courus : augmentation (diminution)	**57**	(38)	(47)
Créditeurs à long terme et charges à payer : augmentation (diminution)	**24**	202	(237)
	234	97	(116)
Intérêts payés	**606**	2 772	2 903
Intérêts reçus	**9**	29	14

18. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX

Régime de retraite

Le 7 novembre 1998, certaines sections de la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* sont entrées en vigueur et, en vertu de celles-ci, Ontario Hydro et les entités qui lui succèdent ont été autorisées à adopter des méthodes de provisionnement plus conformes aux pratiques commerciales canadiennes. Le régime présente un excédent actuariel important. Conformément aux négociations avec le syndicat, Ontario Hydro a cessé de cotiser le 1er avril 1998. Par ailleurs, à partir du 7 novembre 1998, les coûts directs de gestion et d'administration des placements du régime ont été absorbés à titre d'élément de coût du régime. L'information concernant le régime de retraite d'Ontario Hydro est présentée ci-dessous :

(en millions de dollars)	AU 31 MARS 1999	AUX 31 DÉCEMBRE 1998	1997
Coûts découlant du régime de retraite	**7**	23	116
Coûts imputés aux résultats	**7**	18	93
Coûts capitalisés à titre d'élément du coût des immobilisations	**–**	5	23
Actif de la caisse de retraite, à la juste valeur marchande	**10 853**	10 816	10 173
Valeur actuarielle des prestations constituées	**9 830**	9 707	6 455
Excédent actuariel aux fins comptables	**1 023**	1 109	3 718
Actif reporté découlant du régime de retraite	**972**	979	112
Rendement prévu de l'actif du régime	**7,25 %**	9 %	9 %
Taux utilisé pour actualiser la valeur des prestations futures	**6 %**	6 %	8,25 %
Taux d'indexation de l'échelle des salaires	**3,5 %**	3,5 %	3,5 %
Taux d'accroissement des prestations en fonction du coût de la vie	**2,5 %**	2,5 %	1,88 %
Durée moyenne du reste de la carrière active des employés *(années)*	**12**	12	14

La valeur actuarielle des prestations constituées se fonde sur une projection établie en date du 31 décembre 1997. La valeur actuarielle des prestations constituées a augmenté considérablement en 1998 en raison d'une modification comptable. L'Institut Canadien des Comptables Agréés recommande que le taux servant à actualiser les prestations futures se fonde sur le taux d'intérêt actuel du marché. Antérieurement, Ontario Hydro s'appuyait sur ses hypothèses les plus probables quant au taux d'intérêt moyen à long terme des obligations de sociétés pour effectuer ce calcul.

L'actif reporté découlant du régime de retraite de 972 millions de dollars au 31 mars 1999 (979 millions de dollars en 1998, 112 millions de dollars en 1997) représente l'écart cumulatif entre les cotisations de capitalisation et les coûts découlant du régime de retraite. La baisse de 7 millions de dollars au 31 mars 1999 représente les coûts découlant du régime imputés aux résultats. L'augmentation de 887 millions de dollars de l'actif reporté découlant du régime en 1998 reflète la constatation de l'accès à l'excédent actuariel de la caisse de retraite. Ontario Hydro a également constaté un crédit correspondant dans l'état des résultats de 1998.

L'écart de 51 millions de dollars au 31 mars 1999 (130 millions de dollars en 1998) entre l'excédent actuariel de 1 023 millions de dollars et l'actif reporté de 972 millions de dollars découlant du régime représente les gains et pertes actuariels, qui seront amortis sur la durée moyenne du reste de la carrière active des employés.

La Société des services aux régimes de retraite de l'industrie de l'électricité de l'Ontario a été créée le 1er avril 1999 afin d'exercer, en tant que mandataire de la SFIEO, la responsabilité transitoire de l'administration des prestations de retraite et du placement des actifs du régime au nom des entités succédant à Ontario Hydro.

Régime d'assurance-vie et d'assurance médicale collective et autres avantages postérieurs à l'emploi

Les coûts engagés par Ontario Hydro au titre de ces régimes sont les suivants :

(en millions de dollars)	TROIS MOIS TERMINÉS LE 31 MARS 1999	EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 1998	1997
Primes d'assurance-vie collective de base	**1**	5	4
Régime d'assurance médicale	**13**	60	58
Avantages postérieurs à l'emploi			
Assurance-vie et assurance médicale collectives des retraités	**26**	92	71
Assurance invalidité de longue durée	**10**	32	17

Les primes d'assurance-vie collective couvrant toute garantie supplémentaire, le cas échéant, sont aux frais de l'employé. Dans certains cas, les coûts de l'assurance-vie et de l'assurance médicale collectives comprennent les prestations versées au conjoint survivant, ainsi qu'aux personnes à charge non mariées. L'assurance invalidité de longue durée est offerte aux employés admissibles qui doivent s'absenter du travail pour des périodes prolongées en raison d'une maladie ou d'une blessure.

19. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Les frais de recherche et développement sont ventilés comme suit :

(en millions de dollars)	AU 31 MARS 1999	AUX 31 DÉCEMBRE 1998	1997
Imputés aux résultats	**18**	58	80
Capitalisés	**–**	3	2
Imputés aux provisions constituées	**2**	7	19
	20	68	101

20. COMITÉ FÉDÉRAL DE RÉVISION ENVIRONNEMENTALE

Le 13 mars 1998, un comité du gouvernement fédéral a publié son rapport (le rapport Seaborn) sur le concept d'Énergie atomique du Canada limitée en matière d'évacuation des déchets nucléaires. Le 3 décembre 1998, le gouvernement fédéral a réagi au rapport et s'est dit d'accord avec les principales recommandations du comité selon lesquelles :

- il est encore trop tôt pour chercher un site d'évacuation, car l'appui du public est encore insuffisant;
- un organisme de gestion des déchets distinct devrait être mis sur pied par les producteurs de déchets afin de gérer le combustible irradié;
- un fonds distinct devrait être créé; et
- une étude des solutions de remplacement pour l'évacuation à long terme devrait être commandée.

Le gouvernement fédéral a défini les paramètres selon lesquels chacune de ces recommandations sera mise en œuvre, et a chargé Ressources naturelles Canada d'entreprendre un processus de consultation auprès des intéressés et de faire rapport sur celui-ci, afin de définir les options permettant de répondre aux objectifs clés suivants :

- créer un fonds exclusif;
- préciser les liens hiérarchiques entre le gouvernement fédéral, l'organisme de gestion des déchets et les intéressés; et
- mettre sur pied un mécanisme fédéral d'examen et d'approbation qui assurera la supervision des fonds et octroiera l'accès à ces derniers.

La note 14 présente l'estimation d'Ontario Hydro quant aux frais et au moment futur d'évacuation du combustible irradié.

21. INFORMATION SECTORIELLE

Les secteurs isolables liés à l'électricité d'Ontario Hydro sont la production (Production); le transport, la distribution et les autres services d'électricité (Distribution); et toutes les autres activités (Autres). Les secteurs isolables sont des unités d'exploitation stratégiques qui produisent ou fournissent le même produit au client. La production du produit est gérée séparément du transport et de la distribution du produit. Les conventions comptables suivies par les secteurs d'exploitation sont les mêmes que celles qui sont décrites dans le sommaire des principales conventions comptables (voir la note 2).

Ontario Hydro comptabilise les ventes et cessions intersectorielles au coût. Ces secteurs ont été confirmés par le gouvernement de l'Ontario lors de l'adoption de la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie,* qui crée les cinq entités décrites à la note 1.

(en millions de dollars)

31 MARS 1999

	Production	Distribution	Autres	Total (société)
Produits provenant de clients externes	**1 758**	**817**	**19**	**2 594**
Produits intersectoriels	**264**	**31**	**–**	**295**
Amortissement	**338**	**76**	**4**	**418**
Exploitation, entretien et administration	**551**	**185**	**27**	**763**
Bénéfice sectoriel avant application de la provision pour frais futurs de 1997	**(64)**	**151**	**(22)**	**65**
Application de la provision pour frais futurs de 1997	**365**	**14**	**–**	**379**
Bénéfice sectoriel	**301**	**165**	**(22)**	**444**
Actif sectoriel	**30 204**	**9 203**	**193**	**39 600**

(en millions de dollars)

31 DÉCEMBRE 1998

	Production	Distribution	Autres	Total (société)
Produits provenant de clients externes	5 879	2 896	204	8 979
Produits intersectoriels	1 159	127	–	1 286
Amortissement	1 267	304	24	1 595
Exploitation, entretien et administration	1 861	676	230	2 767
Bénéfice sectoriel avant rajustement de l'actif reporté découlant du régime de retraite et application de la provision pour frais futurs de 1997	(824)	364	(82)	(542)
Application de la provision pour frais futurs de 1997	1 389	96	1	1 486
Bénéfice sectoriel avant rajustement de l'actif reporté découlant du régime de retraite	563	462	(81)	944
Actif sectoriel	30 412	9 436	175	40 023

(en millions de dollars)

31 DÉCEMBRE 1997

	Production	Distribution	Autres	Total (société)
Produits provenant de clients externes	5 990	2 809	126	8 925
Produits intersectoriels	1 225	127	–	1 352
Amortissement	1 263	282	33	1 578
Exploitation, entretien et administration	1 418	570	203	2 191
Bénéfice sectoriel avant radiations générales	(45)	295	4	254
Actif sectoriel	29 947	9 059	175	39 181

Rapprochement des produits sectoriels, du bénéfice sectoriel et de l'actif sectoriel des secteurs isolables

(en millions de dollars)	TROIS MOIS TERMINÉS LE 31 MARS 1999	12 MOIS 1998	1997
PRODUITS			
Total des produits des secteurs isolables	**2 870**	10 061	10 151
Autres produits	**19**	204	126
Élimination des produits intersectoriels	**(295)**	(1 286)	(1 352)
Total des produits de la société	**2 594**	8 979	8 925
BÉNÉFICE			
Total du bénéfice des secteurs isolables, avant rajustement de l'actif reporté découlant du régime de retraite	**444**	944	254
ACTIF			
Total de l'actif des secteurs isolables	**39 407**	39 848	39 006
Autres actifs	**193**	175	175
Total de l'actif de la société	**39 600**	40 023	39 181

22. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Certains des chiffres correspondants de 1998 et de 1997 des états financiers ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation adoptée au 31 mars 1999.

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

(en millions de dollars)

	1998	1997	1996	1995	1994
PRODUITS					
Produits provenant de la vente de puissance et d'énergie primaires					
Services municipaux	**6 019**	5 874	5 857	5 899	5 829
Clients au détail	**1 588**	1 638	1 647	1 635	1 688
Clients industriels directs	**917**	924	903	914	866
	8 524	8 436	8 407	8 448	8 383
Produits provenant de la vente de puissance et d'énergie secondaires	**148**	173	172	233	349
Autres produits	**307**	316	307	315	264
	8 979	8 925	8 886	8 996	8 996
CHARGES					
Exploitation, entretien et administration[1]	**2 178**	2 191	2 008	1 916	1 913
Combustible utilisé pour la production d'énergie électrique[1]	**350**	697	615	607	608
Achats d'électricité	**845**	839	571	495	341
Montants perçus par le gouvernement provincial	**274**	277	282	283	284
Amortissement	**1 512**	1 578	1 656	1 640	1 595
	5 159	5 582	5 132	4 941	4 741
BÉNÉFICE AVANT CHARGES DE FINANCEMENT, RADIATIONS GÉNÉRALES ET RAJUSTEMENT DE L'ACTIF REPORTÉ DÉCOULANT DU RÉGIME DE RETRAITE	**3 820**	3 343	3 754	4 055	4 255
CHARGES DE FINANCEMENT					
Intérêts bruts	**2 918**	3 056	3 206	3 574	3 544
Intérêts capitalisés	**(39)**	(52)	(54)	(78)	(123)
Revenu de placement	**(33)**	(33)	(52)	(123)	(63)
Change	**30**	118	82	54	42
	2 876	3 089	3 182	3 427	3 400
BÉNÉFICE AVANT RADIATIONS GÉNÉRALES ET RAJUSTEMENT DE L'ACTIF REPORTÉ DÉCOULANT DU RÉGIME DE RETRAITE	**944**	254	572	628	855
Radiations générales	**–**	(6 580)	(2 560)	–	(268)
Rajustement de l'actif reporté découlant du régime de retraite	**887**	–	–	–	–
BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)	**1 831**	(6 326)	(1 988)	628	587

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

suite (en millions de dollars)

	1998	1997	1996	1995	1994
SITUATION FINANCIÈRE					
Total de l'actif	**40 023**	39 181	39 870	42 984	44 100
Immobilisations	**35 312**	35 992	36 818	39 299	39 907
Dette à long terme[2]	**28 324**	28 221	30 070	31 430	32 967
Bénéfices non répartis (déficit)	**(3 166)**	(4 537)	2 552	4 540	3 912
RENTRÉES (SORTIES)					
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**1 488**	2 026	2 228	2 479	2 256
Sorties nettes liées aux activités de financement	**343**	458	1 533	1 686	1 245
Sorties nettes liées à l'investissement dans des immobilisations	**823**	881	844	881	1 164
Investissement dans des immobilisations	**865**	852	868	932	1 089
INDICATEURS FINANCIERS					
Couverture de l'intérêt avant radiations générales et rajustement de l'actif reporté découlant du régime de retraite[3]	**1,34**	1,09	1,19	1,19	1,25
Ratio d'endettement [4]	**1,100**	1,153	0,930	0,886	0,904
VENTES D'ÉNERGIE [5] *en millions de kilowattheures*					
Ventes d'énergie primaire					
Services municipaux	**98 289**	95 276	94 565	94 606	93 405
Clients au détail	**18 383**	18 846	18 603	18 390	18 499
Clients industriels directs	**19 200**	19 209	18 490	18 651	17 552
	135 872	133 331	131 658	131 647	129 456
Ventes d'énergie secondaire [5]	**3 042**	6 396	6 112	9 203	12 628
	138 914	139 727	137 770	140 850	142 084

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

suite (en millions de dollars)

	1998	1997	1996	1995	1994
ÉNERGIE ET DEMANDE					
Capacité de mise en service *en mégawatts* [6]	**26 861**	30 284	29 844	29 244	30 135
Demande de pointe primaire de décembre *en mégawatts*	**22 067**	21 494	20 895	22 613	21 849
Énergie primaire disponible *en millions de kilowattheures* [7]	**139 931**	138 371	137 418	137 038	134 874
NOMBRE DE CLIENTS PRIMAIRES [5]					
Services municipaux	**275**	305	306	306	306
Clients au détail	**961 260**	973 547	963 043	962 426	954 502
Clients industriels directs	**108**	108	103	103	103
PRODUITS MOYENS [5] *en cents par kilowattheure du total des ventes d'énergie*					
Produits provenant de la vente de puissance et d'énergie primaires					
Services municipaux	**6,124**	6,165	6,194	6,235	6,241
Clients au détail	**8,662**	9,396	9,431	9,376	9,684
Clients industriels directs	**4,774**	4,810	4,884	4,901	4,934
Tous clients primaires confondus	**6,273**	6,395	6,441	6,464	6,529
Produits provenant de la vente de puissance et d'énergie secondaires	**6,155**	2,705	2,814	2,532	2,764
Toutes classifications confondues	**6,271**	6,224	6,279	6,205	6,192
AUGMENTATION (DIMINUTION) MOYENNE DES TARIFS *en pourcentage*					
Services municipaux	**0,0**	0,0	0,0	0,0	0,0
Clients au détail	**0,0**	0,0	(0,6)	0,0	0,0
Clients industriels directs	**0,0**	0,0	(0,2)	(0,7)	0,0
Tous clients primaires confondus	**0,0**	0,0	(0,1)	(0,1)	0,0

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

suite (en millions de dollars)

	1998	1997	1996	1995	1994
COÛT MOYEN [1,5,8] *en cents par kilowattheure d'énergie produite*					
Centrales hydroélectriques					
Exploitation, entretien et administration	**0,402**	0,318	0,312	0,316	0,318
Redevances d'eau	**0,404**	0,362	0,335	0,344	0,336
Amortissement, frais de garantie de dette et charges de financement	**0,294**	0,274	0,313	0,415	0,543
Autres produits	**(0,002)**	(0,003)	(0,006)	(0,003)	(0,011)
	1,098	0,951	0,954	1,072	1,186
Centrales nucléaires					
Exploitation, entretien et administration	**2,151**	1,533	1,228	1,066	1,032
Uranium	**0,436**	0,277	0,255	0,268	0,285
Amortissement, frais de garantie de dette et charges de financement	**5,203**	4,526	4,143	3,946	3,530
Autres produits	**(0,069)**	(0,098)	(0,118)	(0,103)	(0,118)
	7,721	6,238	5,508	5,177	4,729
Centrales thermiques					
Exploitation, entretien et administration	**0,917**	0,905	1,051	1,166	1,331
Charbon, gaz et mazout	**2,225**	2,113	2,218	2,394	2,378
Amortissement, frais de garantie de dette et charges de financement	**1,169**	1,860	2,496	3,229	3,732
Autres produits	**(0,018)**	(0,023)	(0,073)	(0,121)	(0,020)
	4,293	4,855	5,692	6,668	7,421
NOMBRE MOYEN D'EMPLOYÉS					
Permanents	**20 875**	21 130	21 313	21 505	22 525
Non permanents [9]	**2 089**	2 438	1 873	1 573	2 082

1 Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration et les coûts du combustible ont été retraités afin d'exclure les autres produits.
2 La dette à long terme comprend la dette à long terme échéant à moins d'un an.
3 La couverture de l'intérêt représente le bénéfice net plus les intérêts sur les obligations, les billets et les autres titres de dette divisé par les intérêts sur les obligations, les billets et les autres titres de dette.
4 Le ratio d'endettement représente la dette (obligations et billets à payer, billets à court terme à payer, autres avantages postérieurs à l'emploi, autres dettes à long terme, primes d'options sur swaps non amorties, frais à payer pour l'enlèvement d'immobilisations et l'évacuation du combustible irradié et lignes de crédit bancaire moins les gains et pertes de change non amortis) divisée par la dette plus les capitaux propres.
5 Les montants de 1998 sont provisoires.
6 La capacité de mise en service représente les puissances nominales continues à pleine charge de tous les groupes de production ainsi que les contrats d'achat de puissance ferme – net – et les autres achats auprès de producteurs qui ne sont pas des services publics. Elle exclut les installations de réserve hors exploitation de 5 100 MW en 1998, de 4 516 MW en 1997, de 4 300 MW en 1996, de 5 043 MW en 1995 et de 4 297 MW en 1994.
7 L'énergie primaire disponible représente les ventes d'énergie primaire plus les pertes dues au transport et l'énergie utilisée pour la production d'eau lourde et pour les projets de production d'électricité.
8 Le coût moyen par kilowattheure représente les frais attribuables à la production, mais exclut ceux liés aux activités de transport, de distribution et d'administration de la société. Ces montants reflètent les coûts comptables historiques de l'exploitation des installations et l'énergie réelle produite par ces installations pendant l'exercice.
9 La majorité des employés non permanents font partie des métiers de la construction.

Clients desservis par Ontario Hydro et les services municipaux associés de la province

	1998[1]	1997	1996	1995	1994
TOTAL DES CLIENTS *en milliers*					
Résidentiel	**3 466**	3 420	3 369	3 329	3 293
Agricole	**98**	100	101	103	103
Commercial et industriel	**441**	441	439	441	437
	4 005	3 961	3 909	3 873	3 833
UTILISATION ANNUELLE MOYENNE *en kilowattheures par client*					
Résidentiel	**9 761**	10 394	10 318	10 421	10 763
Agricole	**23 126**	23 048	23 933	22 432	23 138
Commercial et industriel	**210 570**	210 114	204 103	205 123	201 265
PRODUITS MOYENS[2] *en cents par kilowattheure*					
Résidentiel	**8,65**	8,51	8,87	8,84	8,83
Agricole	**8,77**	8,81	9,33	8,96	8,93
Commercial et industriel	**6,41**	6,53	6,54	6,80	6,75
Tous clients confondus	**7,04**	7,10	7,23	7,27	7,37

[1] Les chiffres de 1998 sont provisoires.
[2] Comprennent l'aide versée aux clients en milieu rural.

Régie d'entreprise

En vertu de la *Loi sur la Société de l'électricité (LSE),* Ontario Hydro était régie par un conseil d'administration formé d'un maximum de 22 membres. Le sous-ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie en était membre d'office mais il n'avait pas droit de vote aux réunions. Le président du conseil et les membres du conseil étaient nommés par le lieutenant-gouverneur en conseil, et le président de la société était nommé par le conseil. Le conseil d'administration recommandait au gouvernement de l'Ontario de nommer le président du conseil ou le président au poste de chef de la direction. En 1998 et au cours du premier trimestre de 1999, le conseil d'administration d'Ontario Hydro comptait 12 membres. Dix des douze administrateurs de la société ne faisaient pas partie de la direction. Les membres externes du conseil avaient la possibilité de s'entretenir à huis clos avec le président du conseil et le chef de la direction à chaque réunion du conseil, et de se réunir à huis clos sans le chef de la direction et les membres de la direction plusieurs fois par année, et au besoin.

Comme le prévoit la *LSE,* (article 4(1)), le conseil supervisait la direction qui gérait les affaires de la société et, par conséquent, participait à l'examen des questions importantes de cette dernière. Le président du conseil et les présidents des comités du conseil, en collaboration avec la direction, déterminaient les questions qui devaient être soumises au conseil.

Le conseil d'administration d'Ontario Hydro pouvait, en outre, superviser, orienter et coordonner les affaires de la société, mais il ne devait pas les gérer, du moins dans leur déroulement quotidien. Ce travail était réservé au chef de la direction et aux autres hauts dirigeants de la société, qui relevaient du conseil d'administration et devaient lui faire rapport régulièrement, et qui agissaient selon les pouvoirs qui leur étaient conférés.

Le conseil d'administration assumait ses responsabilités directement et par l'entremise de ses comités. Le conseil d'administration s'est réuni à 12 reprises en 1998 – notamment à l'occasion de trois visites aux centrales nucléaires Bruce, Pickering et Darlington – et à trois reprises au cours du premier trimestre de 1999. Cependant, le nombre de réunions des comités varie. Le texte qui suit décrit brièvement le mandat de chaque comité du conseil, sa composition et le nombre de réunions qui ont eu lieu au cours du dernier exercice.

COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DES FINANCES

Le mandat du comité de vérification et des finances était de donner des avis au conseil et de faire des recommandations à des fins d'examen sur la présentation de l'information financière, le système de contrôles et procédés comptables et financiers internes ainsi que les procédés et plans de vérification; la nomination, la rémunération, la fonction et le rendement des vérificateurs externes; la forme et le contenu des états financiers annuels de la société, du rapport annuel et des documents intermédiaires ou spéciaux exigés par les organismes de réglementation; la revue annuelle des plans et objectifs financiers de la société; l'examen des questions liées à la capitalisation et à l'investissement de la caisse du régime de retraite de la société; l'examen annuel des risques inhérents aux activités de la société et des programmes de gestion des risques connexes; les politiques de la société concernant la gestion de sa dette, ses activités sur le marché monétaire et ses résolutions bancaires; les politiques de la société à l'égard de la gestion de la dette, de la gestion du change et des investissements financiers.

Comme le précise la *LSE*, le président et chef de la direction était membre du comité pour ce qui est précisément des questions financières.

Dans l'exécution de ses responsabilités, le comité pouvait rencontrer les vérificateurs externes et internes, sans que le chef de la direction et les membres de la direction soient présents.

Le comité de vérification et des finances s'est réuni neuf fois en 1998 et trois fois au cours du premier trimestre de 1999.

COMITÉ DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA POLITIQUE PUBLIQUE

Le comité de l'environnement et de la politique publique avait pour mandat de donner des avis au conseil et de lui faire des recommandations à des fins d'examen sur la portée et l'orientation stratégique de la société à l'égard de questions reliées à la santé et la sécurité, aux obligations sociales, aux relations avec les autochtones ainsi qu'au développement durable et à l'environnement. Plus précisément, le comité veillait à ce que les actions de la société tiennent compte des intérêts des gouvernements, des organismes non gouvernementaux, des résidents de l'Ontario et des employés d'Ontario Hydro.

En 1998, le comité de l'environnement et de la politique publique s'est réuni à cinq reprises.

COMITÉ DES RESSOURCES HUMAINES ET DE LA RÉGIE D'ENTREPRISE

Le comité des ressources humaines et de la régie d'entreprise avait le mandat de donner des avis au conseil et de lui faire des recommandations à des fins d'examen sur les perspectives et possibilités stratégiques pour l'avenir du secteur de l'électricité de l'Ontario en général et pour celui d'Ontario Hydro en particulier; la revue des objectifs écrits du chef de la direction et l'établissement d'une orientation pour le développement et le recrutement, y compris la promotion, des hauts dirigeants; l'évaluation annuelle du rendement du président du conseil et du président et chef de la direction; l'examen annuel des questions touchant la structure organisationnelle; le contrôle de la qualité des relations entre la direction et le conseil; et la responsabilité de régie du conseil de la société, notamment par la révision de la structure des comités du conseil et la mise en œuvre de toute autre initiative pour s'assurer que le conseil adopte une conduite exemplaire en ce qui a trait à la régie d'entreprise.

Le comité des ressources humaines et de la régie d'entreprise s'est réuni neuf fois en 1998 et deux fois au cours du premier trimestre de 1999.

COMITÉ DE LA SÉCURITÉ NUCLÉAIRE

Le comité de la sécurité nucléaire avait le mandat de donner des avis au conseil et de lui faire des recommandations à des fins d'examen sur la sécurité des activités des centrales nucléaires de la société et l'efficacité de leur performance pour atteindre les résultats désirés. Plus précisément, le comité veillait à ce que les centrales nucléaires d'Ontario Hydro soient exploitées et entretenues de manière rigoureuse et vigilante pour que les risques radiologiques pour les travailleurs, la population et l'environnement se situent à un faible niveau acceptable, et que les meilleures pratiques de la communauté nucléaire internationale soient respectées.

Le comité de la sécurité nucléaire s'est réuni 12 fois en 1998 et deux fois au cours du premier trimestre de 1999.

Conseil d'administration

au 31 mars 1999

ASSIS
(DE GAUCHE À DROITE)

RADCLIFFE LATIMER
Ancien président du conseil, Prudential Corporation Canada

NUALA BECK
Présidente, Nuala Beck & Associates Inc.

CARL ANDERSON
Président en alternance, North York Hydro-Electric Commission

DEBOUT
(DE GAUCHE À DROITE)

DONA HARVEY
Conseillère en gestion, The Talaria Group

MOHAN MATHUR, PhD
Doyen, Faculté d'ingénierie, Université Western Ontario

RONALD W. OSBORNE[1]
Président et chef de la direction, Ontario Hydro

SIR GRAHAM DAY
Avocat, cabinet d'avocats du Canada Atlantique Stewart McKelvey Stirling Scales

WILLIAM A. FARLINGER[1]
Président du conseil, Ontario Hydro

KENNETH KNOX[2]
Sous-ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie, province de l'Ontario

JOHN D. MURPHY[1]
Président, Power Workers' Union, Ontario Hydro

DOUG McCAIG
Ancien président du conseil, Municipal Electric Association

JAMES R. BULLOCK[1]
Président et chef de la direction, Laidlaw Inc.

ABSENTS

ARTHUR SAWCHUK
Président du conseil, La Compagnie d'Assurance-Vie Manufacturers; Président du conseil et chef de la direction, Avenor Inc.

DAVID KERR[1]
Vice-président du conseil, Ontario Hydro; Président du conseil et chef de la direction, Noranda Inc.

[1] *Membre du comité de vérification et des finances*
[2] *Membre sans droit de vote*

Dirigeants et fonctions organisationnelles

au 31 mars 1999

WILLIAM FARLINGER
Président du conseil

RON OSBORNE
Président et chef de la direction

G. CARL ANDOGNINI
Vice-président directeur et chef de la production nucléaire, Ontario Hydro Nuclear

DEV CHOPRA
Vice-président, Finances – Production nucléaire

BRIAN DEBS
Vice-président, Ressources humaines – Production nucléaire

RICHARD MACHON
Chef de l'exploitation, Production nucléaire

BRIAN MacTAVISH
Vice-président, Affaires réglementaires – Production nucléaire

ROBERT MORRISON
Vice-président de la gestion des systèmes – Production nucléaire

KEN NASH
Vice-président, Gestion des déchets nucléaires et technologie

ROBERT NIXON
Vice-président de centrale, Bruce

CHARLES PACKER
Vice-président de centrale, Darlington

WARREN PEABODY
Vice-président et ingénieur en chef du nucléaire, Ingénierie et soutien des centrales

GENE PRESTON
Premier vice-président, Plan d'optimisation des biens de production nucléaire et Pickering

PAUL SPEKKENS
Vice-président, Soutien technique – Production nucléaire

CAROLYN STOCK
Conseillère principale, ombudsman – Production nucléaire

BOB STRICKERT
Vice-président de centrale, Pickering

PIERRE TREMBLAY
Vice-président, Formation et services – Production nucléaire

JOHN FOX
Vice-président directeur et directeur général, Production

BOB BRYNIAK
Vice-président, Services aux entreprises – Production

JIM BURPEE
Premier vice-président, Production d'électricité

DAVE COMISSIONG
Vice-président, Marketing et ventes – Production

LARRY DORAN
Vice-président, Prospection – Production

ELEANOR CLITHEROE
Vice-présidente directrice et directrice générale, Services

JIM BROWN
Vice-président Services technologiques et développement des nouveaux produits

IAN LONDON
Premier vice-président Diversification de l'exploitation

MALEN NG
Chef des services financiers, Services

GERRY O'HEARN
Premier vice-président, Services du réseau

RON STEWART
Vice-président directeur, Transport et distribution

VIPIN SURI
Directeur général, Gestion de l'actif du réseau de distribution, et vice-président par intérim, Service à la clientèle et relations commerciales

ROD TAYLOR
Premier vice-président, Gestion de l'actif du réseau

BRUCE BENNETT
Vérificateur général

TED CLARK
Vice-président, Projet de l'an 2000

RICHARD DICERNI
Premier vice-président, Affaires générales et environnement

DAVE GOULDING
Premier vice-président, Exploitation du marché central

CHUCK GYLES
Premier vice-président, Ressources humaines

STEVE STROME
Vice-président, Relations de travail

PATRICK McNEIL
Vice-président, Planification générale

BARRY NICOL
Chef des services financiers

JOHN MULLIGAN
Trésorier

DON VEINOT
Directeur général, Finances

JIM WILBEE
Directeur général, Caisse de retraite

JOAN PRIOR
Première vice-présidente par intérim, avocate en chef et secrétaire générale

RECYCLABLE
Les matériaux utilisés dans la production de ce rapport sont sans danger pour l'environnement. La couverture et le papier sont recyclés et recyclables et contiennent au moins 10 % de déchets post-consommation.
Ce document est imprimé avec de l'encre végétale.

This report is also available in English.

L'ancien siège social d'Ontario Hydro est maintenant celui de la Société de production d'électricité de l'Ontario et est situé au 700, avenue University, Toronto (Ontario) M5G 1X6.

Le siège social de la Société des services d'électricité de l'Ontario est situé au 483, rue Bay, Toronto (Ontario) M5G 2P5.

Visitez le site Web d'Ontario Hydro à l'adresse www.hydro.on.ca

Visitez également les sites Web des sociétés ayant succédé à Ontario Hydro :
Société de production d'électricité de l'Ontario – www.ontariopowergeneration.com
Société des services d'électricité de l'Ontario – www.ohsc.com

09/99 1K