

NOTICE ANNUELLE
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2010

Le 31 mars 2011

hydro**One**

HYDRO ONE INC.
NOTICE ANNUELLE
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2010

TABLE DES MATIÈRES

DÉFINITIONS.....	1
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	2
INFORMATION PROSPECTIVE	2
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE	6
DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE.....	12
RÉGLEMENTATION.....	33
FACTEURS DE RISQUE	45
DIVIDENDES	51
DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL	52
NOTATION.....	52
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	53
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS.....	54
DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES.....	62
FIDUCIAIRES ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES	65
CONTRATS IMPORTANTS	65
INTÉRÊTS DES EXPERTS.....	68
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES.....	68
DÉCLARATION SUR LA RÉMUNÉRATION DES MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	68
NOMINATION DES AUDITEURS	89
INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT ET DES FINANCES	89
INFORMATION CONCERNANT LA GOUVERNANCE.....	92
ANNEXE A – MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT ET DES FINANCES	
ANNEXE B – MANDAT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE HYDRO ONE INC.	

À moins d'indication contraire, toute l'information donnée aux présentes est arrêtée au 31 décembre 2010.

DÉFINITIONS

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

« **Centre de contrôle** » désigne le Centre de contrôle du réseau de l'Ontario de Hydro One situé au nord de Toronto, en Ontario;

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

« **CGD** » désigne la conservation et la gestion de la demande;

« **charges EE et A** » désigne les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration;

« **FERC** » désigne la Federal Energy Regulatory Commission;

« **Grand Toronto** » désigne la région du Grand Toronto;

« **Hydro One** », « **notre société** », « **notre** », « **nous** » et « **la société** » désignent Hydro One Inc. ainsi que ses filiales et les sociétés qu'elle a remplacées, sauf si le contexte ne s'y prête pas;

« **IFRS** » désigne les Normes internationales d'information financière;

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

« **Loi sur l'énergie verte** » désigne la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte*;

« **Loi sur les évaluations environnementales** » désigne la *Loi sur les évaluations environnementales* (Ontario);

« **NERC** » désigne la North American Electric Reliability Corporation;

« **NPCC** » désigne le Northeast Power Coordinating Council Inc.;

« **OEO** » désigne l'Office de l'électricité de l'Ontario;

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

« **OPG** » désigne Ontario Power Generation Inc.;

« **PD** » désigne un poste de distribution;

« **Plan énergétique à long terme** » désigne le « Plan énergétique à long terme de l'Ontario pour l'édification d'un avenir énergétique propre », que la province a annoncé le 23 novembre 2010;

« **PREI** » désigne le Plan pour le réseau d'électricité intégré conçu par l'OEO;

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

« **PT** » désigne un poste de transformation;

« **PWU** » désigne le Power Workers' Union;

« **règles du marché** » désigne les règles prises en application de l'article 32 de la *Loi de 1998 sur l'électricité* qu'administre la SIERE;

« **SDL** » désigne une société de distribution locale;

« **SIERE** » désigne la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, qui s'appelait auparavant Société indépendante de gestion du marché de l'électricité;

« **SFIEO** » désigne la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario;

« **TRG** » désigne le Programme de tarifs de rachat garantis établi par l'OEO;

« **TRG pour les microprojets** » désigne le Programme de tarifs de rachat garantis pour les microprojets établi par l'OEO.

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

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

Notre siège social est situé au 483 Bay Street, 15th Floor, North Tower, Toronto (Ontario) M5G 2P5.

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

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

INFORMATION PROSPECTIVE

Tout comme bon nombre de communications publiques orales et verbales de Hydro One, la présente notice annuelle renferme des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les projections actuelles à l'égard de l'entreprise de Hydro One et du secteur dans lequel Hydro One exerce ses activités, en plus d'inclure des opinions et des hypothèses que formule et exprime la direction de la société. Ces énoncés portent, notamment, sur le développement général de notre entreprise; la tarification selon l'heure de la consommation qu'instaure la CEO; la Loi sur l'énergie verte et notre plan sur l'énergie verte, la *Loi de 2010 sur la prestation ontarienne pour l'énergie propre*, le Plan énergétique à long terme et la directive sur l'approvisionnement diversifié du ministère de l'Énergie, y

compris les investissements supplémentaires qui en découlent et notre capacité d'en récupérer le coût; les compteurs intelligents, y compris leurs capacités, leurs coûts et le recouvrement de ceux-ci; la mise en place d'une solution de distribution de pointe pour notre entreprise de distribution; les attentes à l'égard du projet Cornerstone; l'incidence prévue des programmes et des objectifs de la CGD, notamment les attentes en matière de financement s'y rapportant; les attentes à l'égard des raccordements des nouvelles sources d'énergie à nos réseaux de transport et de distribution, notamment leur coût et leur incidence sur nos réseaux; les attentes à l'égard de la production d'énergie renouvelable dans le futur, notamment la possibilité d'engager des dépenses en immobilisations s'y rapportant; notre stratégie, y compris nos objectifs stratégiques; nos dépenses en immobilisations et autres plans d'investissement futurs; la fiabilité de nos réseaux de transport et de distribution, notamment le rendement de l'équipement; notre capacité de transport d'électricité; les attentes quant à la croissance de la charge et aux nouvelles sources d'énergie; nos projets d'investissements actuels et futurs, y compris les dates d'achèvement et notre capacité de recouvrer les coûts rattachés à ces projets et d'obtenir les approbations environnementales et d'autres approbations réglementaires à l'égard de ces projets; les attentes à l'égard des expropriations de terrains nécessaires au projet de renforcement de la ligne de transport Bruce à Milton; les attentes à l'égard des normes de la NERC, l'incidence en matière de coûts découlant de leur adoption et le recouvrement possible de ces coûts au moyen des tarifs, l'embauche et le maintien en poste du personnel et la conservation et le développement des compétences des employés existants; notre entente d'impartition avec Inergi LP; les attentes quant aux dépenses environnementales et aux autres questions environnementales, y compris les travaux et les coûts prévus pour nous conformer aux règlements sur les BPC; les coûts potentiels futurs liés à l'amiante et à la remise en état de terrains, notre capacité de recouvrer ces coûts et le besoin d'approbations et d'évaluations environnementales; les attentes à l'égard de la politique sur les plans d'aménagement de projets de transport (*Framework for Transmission Project Development Plans*) de la CEO; les attentes à l'égard de notre convention d'exploitation avec la SIERE; les énoncés sur notre capacité de recouvrer nos tarifs et l'incidence prévue de nos demandes d'autorisation de tarifs sur les tarifs de transport et de distribution et les factures des abonnés; les actifs de raccordement, y compris le recouvrement des frais s'y rapportant; les attentes touchant l'évolution du régime juridique et du contexte d'exploitation dans le secteur de la distribution et du transport d'électricité en Ontario, notamment en ce qui a trait aux modifications apportées aux codes, aux permis, aux tarifs, aux ordonnances tarifaires, au recouvrement des coûts, aux taux de rendement et aux structures tarifaires, tant à l'égard de notre entreprise de transport qu'à l'égard de notre entreprise de distribution; les attentes à l'égard du recouvrement de nos dépenses dans les tarifs futurs et les incidences en découlant; le dépôt et le statut de nos demandes d'autorisation de tarifs et le moment auquel la CEO rend ses décisions; les attentes portant sur notre stratégie de rationalisation des biens relatifs à la distribution; la possibilité que la province fasse des déclarations aux termes de notre entente de principe avec elle; les attentes ayant trait aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre; nos besoins d'emprunt; l'incidence estimative des variations du rendement prévu des obligations du gouvernement du Canada à long terme (servant à déterminer notre taux de rendement réglementé) sur notre revenu net; les attentes ayant trait aux dépenses prévues liées aux transferts d'éléments d'actif situés sur les terres indiennes; la propriété par la province de nos couloirs de transport; les cotisations de retraite futures et nos régimes de retraite; les attentes ayant trait à la nécessité d'obtenir l'indemnité de la SFIEO relativement aux ordonnances de transfert initiales; les attentes à l'égard de la mise en place de programmes de santé et sécurité; nos relations de travail et les poursuites auxquelles nous sommes actuellement parties. Les termes « vise », « pourrait », « s'attend », « prévoit », « a l'intention », « tentera », « projette », « croit », « s'efforce », « estime » et les variantes et autres expressions similaires, ainsi que les verbes au futur, servent à signaler ces énoncés prospectifs. Ces énoncés ne sont aucunement une garantie de rendement futur et font intervenir des hypothèses, des risques et des incertitudes que l'on peut difficilement prédire. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux qu'expriment, sous-entendent ou laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Hydro One n'a pas l'intention de mettre à jour ces énoncés prospectifs et elle nie toute obligation de mettre à jour ces énoncés prospectifs, sauf tel qu'il est prévu par lois.

Ces énoncés prospectifs sont fondés sur divers facteurs et diverses hypothèses, dont les suivants : l'absence de changements imprévus du régime législatif et du contexte d'exploitation se rapportant au marché ontarien de l'électricité; des décisions favorables de la CEO et d'autres organismes de réglementation sur les demandes en cours, notamment en matière tarifaire; l'absence de retard dans l'obtention des approbations requises; l'absence de changements imprévus des ordonnances tarifaires ou des structures tarifaires applicables à nos entreprises de distribution et de transport; l'absence de changements défavorables dans la réglementation environnementale; la résolution satisfaisante de la question de la comptabilité des activités à tarifs réglementés aux termes des IFRS; un environnement réglementaire stable; et l'absence de tout événement important survenant en dehors du cours normal des affaires. Ces hypothèses reposent sur l'information dont dispose actuellement Hydro One, notamment de l'information que Hydro One a obtenue de sources indépendantes. Les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux que laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Bien que Hydro One ignore l'impact que pourraient avoir ces écarts, ces variations pourraient avoir un effet défavorable important sur son entreprise, ses résultats d'exploitation, sa situation financière et la stabilité de son crédit. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux qu'expriment ou laissent entendre ces énoncés prospectifs sont notamment les suivants :

- les risques associés au fait que nous sommes contrôlés par la province, notamment la possibilité que la province fasse des déclarations aux termes de l'entente de principe que nous avons conclue avec elle, ainsi que le fait que nous pourrions avoir des conflits d'intérêts avec elle et des parties reliées;
- l'opposition publique à l'égard des approbations et des accords pour les projets nécessaires aux fins de l'accroissement de la capacité de transport et de distribution, et leur obtention en retard ou l'incapacité de les obtenir;
- le risque que des approbations réglementaires accordées antérieurement soient contestées, portées en appel ou révoquées;
- le risque que des dépenses en immobilisations imprévues soient nécessaires pour permettre la production d'énergie renouvelable ou pour résoudre des difficultés techniques imprévues;
- les risques associés aux caractéristiques démographiques de notre main-d'œuvre et à notre incapacité éventuelle d'attirer et de conserver des employés compétents;
- les risques associés à la réalisation de nos programmes de maintenance et d'immobilisations nécessaires aux fins du maintien du rendement de notre actif vieillissant;
- le risque que nous ne puissions nous procurer les matériaux nécessaires à l'exécution de nos programmes de travaux;
- les risques associés au fait que nous sommes assujettis à une réglementation détaillée, notamment les risques associés à une action ou à une omission de la CEO;
- les dates et les résultats des décisions réglementaires au sujet de nos besoins de revenus, du recouvrement des coûts et des tarifs;
- le risque que la charge ou que la consommation tombe sous les niveaux prévus;
- des changements imprévus de nos coûts;

- les risques que des cocontractants soient en défaut à l'égard des obligations qui leur incombent aux termes des contrats sur instruments dérivés en vigueur;
- les risques associés aux fluctuations des taux d'intérêt et des taux d'escompte;
- les risques associés aux fluctuations du rendement prévu des obligations du gouvernement du Canada à long terme;
- le risque que nous ne parvenions pas à obtenir un financement suffisant à coût raisonnable pour rembourser la dette venant à échéance et financer les dépenses en immobilisations et d'autres obligations;
- l'incidence que pourrait avoir l'incapacité de recouvrer nos coûts du régime de retraite;
- les taux d'intérêt futurs, les rendements des placements, les changements en matière d'avantages sociaux et les changements des hypothèses actuarielles;
- les risques que nos installations soient touchées par des intempéries, d'autres désastres naturels ou des catastrophes, et le fait que notre garantie d'assurance pour les pertes découlant de ces événements est limitée;
- le risque que nous engagions des frais importants dans le cadre du transfert d'éléments d'actif situés sur les terres indiennes;
- les risques associés à la sécurité des systèmes d'information et au maintien d'une infrastructure de systèmes de technologie de l'information complexes et aux transferts de la plupart de nos processus opérationnels et financiers à un système intégré de production de rapports financiers et commerciaux;
- la possibilité que nous soyons exposés à des coûts et à des obligations environnementaux importants, lesquels sont actuellement indéterminés ou sous-estimés;
- le risque que les hypothèses sous-jacentes aux passifs environnementaux comptabilisés et aux actifs réglementaires connexes puissent changer;
- le risque que la présence ou le rejet de substances dangereuses ou nocives puisse entraîner des réclamations de tiers et/ou des ordonnances gouvernementales;
- le risque que des dépenses environnementales futures ne puissent être recouvrées au moyen des tarifs d'électricité futurs;
- le risque qu'il soit établi que l'exposition à des champs électriques et magnétiques émanant des lignes d'électricité et d'autres sources électriques peut causer des problèmes de santé;
- l'incapacité de négocier des conventions collectives conformes à nos ordonnances tarifaires ou en temps opportun et le risque que des conflits de travail surviennent;
- la possibilité que nous engagions des dépenses importantes pour remplacer une partie ou la totalité des fonctions qui sont actuellement imparties si notre entente avec Inergi LP est résiliée;
- l'incidence de la propriété par la province des terrains sous-jacents à notre réseau de transport;

- les incidences de la Loi sur l'énergie verte et du Plan énergétique à long terme sur notre société et les frais et dépenses qui en découlent;
- les incidences d'une intensification de la concurrence sur notre entreprise de transport.

Hydro One vous prie de noter que cette liste de facteurs n'est pas exhaustive. Certains de ces facteurs et d'autres facteurs seront décrits plus en détail à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle. Vous devriez étudier soigneusement la rubrique intitulée « Facteurs de risque ».

En outre, Hydro One vous prie de noter que l'information prospective fournie dans la présente notice annuelle à l'égard de dépenses futures potentielles est fournie afin de donner un contexte quant à la nature de certains de nos projets futurs et pourrait ne pas convenir à d'autres fins.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE

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

Grille tarifaire réglementée

Le 1^{er} avril 2005, la CEO a mis en œuvre une grille tarifaire réglementée applicable au prix de l'électricité pour les petits abonnés et les abonnés désignés (la « GTR »). La GTR ne réglemente que le prix de l'électricité, ne touche aucunement les tarifs facturés pour le transport et la distribution de l'électricité. La GTR a également introduit une grille à double tarification pour les abonnés en fixant des seuils de consommation saisonniers. Dans le cas des consommateurs résidentiels, le seuil pour le tarif du palier inférieur est fixé à 600 kWh par mois durant l'été et le seuil pour le tarif du palier supérieur est fixé à 1 000 kWh par mois durant l'hiver. Dans le cas des consommateurs non résidentiels, le seuil entre le tarif du palier inférieur et le tarif du palier supérieur est fixé à 750 kWh par mois durant l'été et durant l'hiver. Voici un résumé de tarifs par kWh récents établis pour les abonnés assujettis à la GTR :

Tarification prévue par la GTR (par kWh)		
Hiver (du 1 ^{er} novembre 2009 au 30 avril 2010)	Tarif du palier inférieur	5,8 cents
	Tarif du palier supérieur	6,7 cents
Été (du 1 ^{er} mai 2010 au 31 octobre 2010)	Tarif du palier inférieur	6,5 cents
	Tarif du palier supérieur	7,5 cents
Hiver (du 1 ^{er} novembre 2010 au 30 avril 2011)	Tarif du palier inférieur	6,4 cents
	Tarif du palier supérieur	7,4 cents

Comme il a été indiqué ci-dessus, la tarification prévue par la GTR est entrée en vigueur le 1^{er} avril 2005. Les abonnés admissibles continueront de verser les tarifs prévus par la GTR jusqu'à ce que Hydro One installe des compteurs intelligents et que les systèmes nécessaires soient implantés et permettent l'instauration de la tarification selon l'heure de la consommation à l'égard de ces abonnés. Lorsque les abonnés auront le droit d'être assujettis à la tarification selon l'heure de la consommation, les tarifs

ordinaires de la GTR ne leur seront plus offerts, et l'électricité leur sera facturée aux prix selon l'heure de la consommation prévus par la GTR.

L'un des objectifs que poursuit la CEO en établissant une tarification selon l'heure de la consommation consiste à inciter les abonnés à réduire leur consommation en période de consommation totale élevée (les « périodes de pointe ») en la déplaçant à des périodes de faible demande (les « périodes creuses »). La tarification selon l'heure de la consommation devrait s'appliquer à tous les abonnés du réseau de distribution dès le mois de juin 2011, à l'exception de certains abonnés situés dans certaines régions rurales et très peu peuplées, pour lesquels une dispense a été obtenue jusqu'au 31 décembre 2012. Le tableau suivant présente les trois périodes établies aux fins de la tarification selon l'heure de la consommation et le prix applicable à chacune.

Tarification prévue par la GTR (par kWh) – Prix selon l'heure de la consommation		
Hiver (du 1 ^{er} novembre 2010 au 30 avril 2011)	Période creuse	5,1 cents
	Période médiane	8,1 cents
	Période de pointe	9,9 cents

La tarification en fonction de la GTR est examinée et peut être modifiée tous les six mois en fonction de nouvelles prévisions de la CEO et de tout écart entre le montant que les consommateurs ont payé pour l'électricité et le montant payé aux producteurs d'électricité au cours de la période antérieure.

Loi sur la prestation ontarienne pour l'énergie propre

Comme elle l'a annoncé dans sa mise à jour économique de l'automne 2010, la province a adopté la *Loi de 2010 sur la prestation ontarienne pour l'énergie propre*, qui vise à faciliter pour les abonnés ontariens le passage à un réseau d'électricité plus propre. En vertu de cette loi, les consommateurs admissibles régis par la GTR bénéficieront d'une aide financière équivalant à un crédit de 10 % à l'égard du coût total facturé de l'électricité, taxes comprises. Ce crédit réduira leurs frais d'électricité pour chaque période de facturation et sera offert à l'égard de l'électricité consommée à compter du 1^{er} janvier 2011 et avant le 1^{er} janvier 2016.

Office de l'électricité de l'Ontario

L'OEO a été créé par un acte législatif en 2004 aux termes de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* et ses objets sont définis dans la partie II.1 de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Il s'agit d'une personne morale sans but lucratif et sans capital-actions exerçant ses activités aux termes d'un permis de la CEO et régie par celle-ci. L'OEO a pour mandat d'assurer un approvisionnement en électricité adéquat et efficace en Ontario au moyen de la planification de l'offre et de la demande d'électricité.

Le 29 août 2007, l'OEO a déposé son premier PREI auprès de la CEO, aux fins d'approbation.

Le 17 septembre 2008, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure a donné à l'OEO une directive enjoignant à celui-ci de revoir le PREI en vue d'établir de nouvelles cibles dans divers domaines, notamment les sources d'énergie renouvelables et la conservation. La directive demande également à l'OEO d'entreprendre un processus amélioré de consultation des Premières nations et des communautés

Métis à la lumière de son obligation potentielle de consultation. Par suite de la directive ministérielle, la CEO a suspendu son examen du PREI le 2 octobre 2008.

Le 23 novembre 2010, le ministre de l'Énergie a publié pour consultation une ébauche de directive sur l'approvisionnement diversifié. Cette ébauche de directive a pour objet d'énoncer les objectifs que devra atteindre le nouveau PREI. Après l'expiration de la période de consultation de 45 jours, le 17 février 2011, le ministre de l'Énergie a communiqué une directive à l'OEO pour qu'il prépare un plan répondant aux objectifs de la province qui sont énoncés dans la directive sur l'approvisionnement diversifié en ce qui a trait à la demande, à la conservation, à l'énergie nucléaire, à l'abandon graduel du charbon et à la conversion potentielle des installations alimentées au charbon, aux ressources renouvelables, notamment l'hydroélectricité et les ressources renouvelables autres qu'hydroélectriques (éoliennes, solaires et bioénergétiques), au gaz naturel, au transport, au réseau intelligent, à la fiabilité et à l'exploitabilité et aux conséquences du plan sur les consommateurs d'électricité, comme il est énoncé dans le Plan énergétique à long terme (se reporter aux rubriques « Plan énergétique à long terme » et « Approvisionnement auprès de nouvelles sources d'énergie » ci-après). Cette directive sur l'approvisionnement diversifié devrait servir de fondement à un nouveau PREI.

Plan énergétique à long terme

Le 23 novembre 2010, le ministère de l'Énergie a publié le Plan énergétique à long terme, qui fait état de besoins en électricité prévus de l'Ontario jusqu'en 2030. Le Plan énergétique à long terme traite de sept questions clés, à savoir la demande, l'approvisionnement, la conservation, le transport, les collectivités autochtones, les investissements en capital et les prix de l'électricité.

Compteurs intelligents

Le *Loi de 1998 sur l'électricité*, dans sa version modifiée, prévoyait initialement le cadre législatif régissant l'installation de compteurs intelligents dans tous les foyers et les petites entreprises de l'Ontario, d'ici le 31 décembre 2010. Les distributeurs d'électricité sont responsables du déploiement d'une infrastructure de compteurs intelligents et de la technologie de communication connexe afin de respecter les « exigences minimales » définies dans le règlement. La province a maintenant nommé la SIERE en tant qu'entité ayant notamment pour mandat le stockage de toutes les données provinciales. On s'attend à ce que les distributeurs soient également responsables de la mise en œuvre d'une tarification liée à la période de consommation qui est actuellement volontaire.

À la fin de 2010, Hydro One Networks Inc. et Hydro One Brampton Networks Inc. avaient installé plus de 1,3 million de compteurs intelligents, et elles sont actuellement en voie d'établir des systèmes et d'achever les travaux d'intégration requis pour appuyer la tarification fondée sur la période de consommation. Ces compteurs peuvent mesurer et indiquer l'utilisation pendant des périodes prédéterminées, permettre la lecture à distance et, s'ils sont combinés aux systèmes fournis par la SIERE, donner aux abonnés accès à l'information sur leur consommation quotidienne d'électricité. Les compteurs intelligents sont considérés par la province comme un moyen faisant partie intégrante de la promotion d'une culture axée sur la conservation.

Les activités prévues d'installation de compteurs intelligents continuent de progresser pour l'essentiel conformément au plan. À l'heure actuelle, les compteurs intelligents et la technologie de communications continuent d'évoluer quelque peu; toutefois, nous sommes parvenus à achever la plupart des essais, y compris les applications rurales. Les coûts totaux du projet demeurent élevés, les dépenses en 2010 s'établissant à environ 146 millions de dollars et les dépenses en 2011 devant s'élever à environ 101 millions de dollars.

Le 16 septembre 2010, Hydro One a déposé une requête auprès de la CEO en vertu de l'article 74 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, L.O. 1998, chap. 15, annexe B (la « Loi ») afin

d'obtenir une dispense à l'égard de l'application obligatoire de la tarification selon l'heure de la consommation à environ 150 000 abonnés situés dans certaines régions rurales et très peu peuplées du territoire de desserte de Hydro One. La requête visait un report de la date de conformité obligatoire à la fin de 2012. Hydro One a besoin de ce report pour mettre à l'essai une solution de rechange à l'égard de la tarification selon l'heure de la consommation pour ce groupe d'abonnés et planifier la mise en œuvre possible de cette solution de rechange. Étant donné qu'un équipement de communication supplémentaire est nécessaire au fonctionnement des compteurs dans certaines régions rurales et éloignées, Hydro One évalue d'autres solutions qui pourraient s'avérer plus économiques dans ces régions. Au début de 2011, la CEO a approuvé la requête de prorogation de délai jusqu'à la fin de 2012.

Solutions de distribution de pointe

Dans le cadre de sa stratégie visant à tirer parti de l'infrastructure découlant de son investissement dans les compteurs intelligents, Hydro One a instauré son programme du « réseau intelligent ». Un appel d'offres à l'égard de solutions de distribution de pointe a été lancé à la fin de 2009 et a pris fin le 26 janvier 2010. Cette mesure visait initialement à préparer le recours généralisé à l'énergie renouvelable distribuée. La CEO a approuvé à titre d'enveloppes de financement des dépenses en immobilisations de 92 millions de dollars ainsi que des charges EE et A de 20 millions de dollars dans le cadre de l'instance relative aux tarifs de distribution de Hydro One Networks Inc. pour les années de référence 2010 et 2011. Ces sommes seront recouvrées par le truchement d'un avenant tarifaire ne devant être révisé qu'en fonction du montant réel des dépenses. Des investissements supplémentaires importants sont prévus au cours des prochaines années, sous réserve de l'analyse de rentabilité et des approbations des autorités de réglementation.

Cornerstone

Cornerstone est un projet entrepris par notre société et qui prévoit le remplacement planifié et graduel de systèmes de technologie de l'information (TI) organisationnels clés de Hydro One qui ont atteint leur « fin de vie ». Également, Cornerstone vise à transformer les processus administratifs afin de tirer une valeur des nouveaux systèmes de TI organisationnels clés et continuer à répondre aux exigences commerciales. Ensemble, les nouveaux systèmes de TI organisationnels et les processus administratifs transformés (qui comprennent quatre phases) permettent à Hydro One de ramener les gains d'efficacité dans son entreprise. La phase un a mis en œuvre les systèmes de TI organisationnels à l'appui des fonctions de gestion du travail et de la chaîne d'approvisionnement et a été achevée en 2008. La phase deux étendait les fonctionnalités des systèmes de TI afin de remplacer l'ancien système qui gère les fonctions des finances et des ressources humaines et a été achevée en 2009. La phase trois visant d'autres mesures d'optimisation entre 2010 et 2012, période au cours de laquelle les nouveaux systèmes de TI organisationnels seront étendus à diverses unités d'exploitation pour produire des avantages supplémentaires. La dernière phase, soit la phase quatre, vise à remplacer les systèmes d'information sur les abonnés et les systèmes de facturation et devrait être entreprise entre 2011 et 2013.

Conservation et gestion de la demande

La province a établi des cibles provinciales précises pour la CGD et les entreprises de distribution de Hydro One ont prévu des dépenses dans leurs plans qui les aideront à atteindre ces objectifs. La CEO exige que chaque distributeur dépose un rapport annuel qui comprend une analyse des coûts par rapport aux avantages au plus tard le 30 avril de chaque année à l'égard des résultats de son programme de CGD.

Le 23 avril 2010, le ministre de l'Énergie a donné à l'OEO une directive à l'égard des programmes de CGD. Cette directive énonce les principes que l'OEO doit suivre pour les programmes de CGD, notamment les suivants :

1. l'OEO élaborera des programmes de CGD pour l'ensemble de l'Ontario qui feront l'objet d'un processus d'appel d'offres géré par l'OEO (les « programmes de CGD »), en prenant toutes les mesures raisonnables afin de collaborer avec les SDL;
2. les SDL fourniront des programmes de CGD selon le processus d'appel d'offres géré par l'OEO aux abonnés du réseau de distribution afin d'atteindre la totalité ou une partie de leurs cibles de CGD;
3. l'OEO assurera un financement aux SDL pendant la durée de quatre ans des programmes de CGD;
4. l'OEO sera chargé de l'évaluation, de la mesure des effets et de la vérification des programmes de CGD;
5. l'OEO s'assurera que les programmes de CGD sont commercialisés de façon uniforme sous une marque provinciale commune, une fois qu'elle aura été créée, conjointement avec les marques des SDL. On prévoit que la marque provinciale commune inclura toute marque ou tout logo que la province a utilisé ou utilise actuellement ou qui a été créé ou qui le sera par la province ou pour son compte et sera mise à la disposition des entreprises de services publics de gaz naturel aux fins de la commercialisation des programmes de conservation du gaz naturel.

L'OEO dépose annuellement ses prévisions budgétaires auprès de la CEO et les droits qu'il se propose d'exiger aux fins d'approbation aux termes de l'article 25.21 de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Ces demandes comprennent les programmes de CGD devant être mis en œuvre par des sociétés de distribution locales comme Hydro One.

En vertu de l'article 27.2 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, qui est entrée en vigueur le 9 septembre 2009, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure a été habilité à donner à la CEO une directive enjoignant à celle-ci de prendre des mesures afin de fixer les objectifs en matière de conservation et de gestion de la demande que doivent atteindre les SDL et les autres titulaires de permis. La directive peut exiger que la CEO précise, comme condition d'un permis, que les SDL et les autres titulaires de permis atteignent les objectifs en matière de conservation. La province a donné une directive à la CEO et une directive à l'OEO qui ont été publiées le 23 avril 2010. Un projet à l'égard des objectifs pour les SDL et un projet de code de la CGD ont été publiés aux fins de consultation le 22 juin 2010. La CEO a publié la version définitive du code de la CGD visant les distributeurs d'électricité le 16 septembre 2010. Le 11 novembre 2010, la CEO a publié les objectifs définitifs de CGD. Hydro One Networks Inc. s'est vu attribuer un objectif de réduction de la demande de pointe de 214 MW et un objectif de réduction de la consommation d'énergie de 1 130 GWh, tandis que Hydro One Brampton Networks Inc. s'est vu attribuer un objectif de réduction de la demande de pointe de 46 MW et un objectif de réduction de la consommation d'énergie de 190 GWh, dans les deux cas pour la période allant de 2011 à 2014, ce qui équivaut à une réduction de 1 % de la consommation globale d'électricité.

Le code de la CGD obligeait les SDL à soumettre à la CEO une stratégie en matière de CGD au plus tard le 1^{er} novembre 2010. Dans son mémoire, Hydro One a décrit de quelle façon elle prévoit atteindre son objectif en matière de CGD durant la période allant de 2011 à 2014. On estime que 77 % de l'objectif de Hydro One Networks Inc. et 83 % de l'objectif de Hydro One Brampton Networks Inc. seront atteints par le truchement des programmes de CGD pour l'ensemble de l'Ontario faisant l'objet d'un processus d'appel d'offres géré par l'OEO. Le reste de l'objectif devrait être atteint au moyen de six autres programmes. Hydro One demande à la CEO d'approuver et de financer ces six programmes proposés à raison d'un budget total d'environ 40 millions de dollars. Hydro One Networks Inc. demande également l'approbation de l'établissement d'un compte d'écart dans lequel elle comptabilisera la différence entre le financement qui lui sera consenti pour les programmes de CGD approuvés par la CEO et les dépenses effectivement engagées dans la mise en œuvre de ces programmes. Si cette approbation est obtenue, les programmes de CGD seront financés par tous les contribuables au moyen du mécanisme d'ajustement global. Une audience portant sur l'examen de la demande relative à la CGD de Hydro One et sur le financement des six programmes individuels a débuté le 4 mars 2011. Au moment d'ajourner l'audience

le 7 mars 2011, la CEO a fait observer que sans un plan d'évaluation complet pour chaque programme, la demande était incomplète et que l'instance devait être ajournée jusqu'à ce qu'un plan d'évaluation soit déposé. Vu cette décision, Hydro One a retiré sa demande le 10 mars 2011.

Approvisionnement auprès de nouvelles sources d'énergie

Conformément à une directive reçue du ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure, l'OEO a mis sur pied le programme de TRG visant l'approvisionnement auprès de sources d'énergie renouvelables. Ce programme vise tant les projets de production de grande envergure que les petits projets et, lorsqu'il vise de petits projets de production (de 10 kW ou moins), il est appelé « TRG pour les microprojets ». Dans le cadre de ces programmes, l'OEO a conclu avec les producteurs des contrats, conditionnels ou non, aux termes desquels il leur versera un tarif fixe pour l'électricité produite durant une certaine période. Hydro One poursuit ses efforts afin de raccorder ces projets pour lesquels des contrats fermes ont été conclus, lorsque les évaluations techniques et économiques le permettent.

Le 23 novembre 2010, la province a publié son Plan énergétique à long terme ainsi qu'une ébauche de directive sur l'approvisionnement diversifié, qui favorise un approvisionnement continu auprès de nouvelles sources d'énergie plus propres. Le Plan énergétique à long terme décrit les projets futurs à l'égard du charbon, de l'énergie nucléaire, de l'hydroélectricité et de l'énergie renouvelable comme sources de production. Vers le 17 février 2011, le ministre de l'Énergie a publié une directive à l'intention de l'OEO qui est conforme à la directive sur l'approvisionnement diversifié.

Comme l'indique le Plan énergétique à long terme, la province a l'intention de donner pour directive à Hydro One de mettre en œuvre trois projets de transport prioritaire pour permettre l'approvisionnement à de nouvelles sources de production, qui sont énoncés ci-après :

1. la compensation série dans le sud-ouest de l'Ontario
2. le recâblage entre Sarnia et London
3. une nouvelle ligne de transport à l'ouest de London.

D'autres projets de transport seront étudiés à mesure que l'exigent la demande et les changements dans l'approvisionnement.

Le 22 décembre 2010, Hydro One a reçu une lettre du ministre de l'Énergie lui demandant d'entamer immédiatement la planification et le travail de mise en œuvre pour faire progresser les trois projets susmentionnés à un rythme accéléré. En outre, Hydro One se voyait demander de planifier immédiatement des améliorations prioritaires et efficaces sur le plan des coûts à l'égard de nos réseaux qui rendront possibles un approvisionnement sûr et fiable en énergie renouvelable additionnelle auprès de petits producteurs.

Exonération de l'impôt sur les transferts d'électricité

En octobre 2006, la province a annoncé que les entreprises de services publics seraient exonérées, pour une période de deux ans, de l'impôt sur les transferts applicables à l'électricité lorsqu'elles vendent des biens relatifs à la distribution d'électricité à d'autres services publics en Ontario. L'impôt sur les transferts normalement payable correspond à 33 % de la juste valeur de la participation de la municipalité dans les biens relatifs à l'électricité transférés à une autre entité. En 2008, l'exonération de l'impôt sur les transferts a été prolongée d'un an et, en 2009, cette exonération est devenue permanente. La province a indiqué dans le passé que l'exonération de l'impôt sur les transferts vise à encourager les efficacités et à promouvoir le regroupement entre les services publics d'électricité en Ontario. Hydro One demeure à l'affût des occasions stratégiques de rationalisation du secteur de la distribution, sur une base volontaire et

commerciale, et nous y donnerons suite si elles cadrent avec notre mission et notre vision et les directives de notre actionnaire. Notre plan d'investissement ne comprend pas actuellement du financement à l'égard de la rationalisation de SDL.

DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Survol

Nous sommes la plus importante société de transport et de distribution d'électricité en Ontario. Nous possédons et exploitons la quasi-totalité du réseau de transport d'électricité en Ontario, comptant pour environ 96 % de la capacité de transport en Ontario, en fonction des revenus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010. Notre réseau de transport compte parmi les plus importants en Amérique du Nord en fonction de l'actif. Notre réseau de distribution est le plus important en Ontario en fonction de l'actif et s'étend sur environ 75 % de l'Ontario, desservant quelque 1,3 million d'abonnés. Nous avons trois secteurs isolables aux fins de la présentation de l'information, soit 1) notre entreprise de transport, 2) notre entreprise de distribution et 3) un secteur « divers ».

Notre entreprise de transport, qui représentait environ 9,805 milliards de dollars de notre actif totalisant 17,322 milliards de dollars au 31 décembre 2010, transporte de l'électricité par le truchement de notre réseau à haute tension qui s'étend sur quelque 29 000 kilomètres. Nous transportons l'électricité à partir des installations des producteurs jusqu'à nos propres réseaux de distribution, à 50 sociétés de distribution locales et à 92 sociétés branchées à notre réseau de transport. Nous possédons et exploitons en outre 26 installations d'interconnexion qui relient notre réseau de transport aux réseaux des provinces et des États avoisinants.

Notre entreprise de distribution, qui comptait pour environ 6,908 milliards de dollars de notre actif totalisant 17,322 milliards de dollars au 31 décembre 2010, distribue l'électricité à l'aide de notre réseau de distribution à faible tension d'environ 123 500 kilomètres dans les municipalités et les régions rurales. Nos abonnés de la distribution incluent 25 sociétés de distribution locales qui ne sont pas branchées directement à notre réseau de transport, 30 grands abonnés dont la charge excède 5 MW et environ 1,3 million d'abonnés ruraux et urbains. Hydro One Brampton Networks Inc., notre société de distribution urbaine, sert quelque 134 000 abonnés du Grand Toronto à l'aide de circuits qui s'étendent sur environ 2 800 kilomètres. Par l'entremise de notre filiale Hydro One Remote Communities Inc., nous exploitons également 19 petits réseaux de transport et de distribution réglementés dans 21 collectivités éloignées dans le nord de l'Ontario qui ne sont pas branchées au réseau ontarien.

Notre autre secteur d'activité a principalement trait à l'exploitation de Hydro One Telecom Inc. Celle-ci commercialise une capacité de transport par fibre optique activée et noire auprès d'entreprises de télécommunications et d'abonnés commerciaux qui font appel aux réseaux à large bande. L'actif de ce secteur comptait pour quelque 609 millions de dollars des 17,322 milliards de dollars que représente le total de notre actif au 31 décembre 2010.

La CEO régit nos entreprises de transport et de distribution et établit les tarifs requis pour recouvrer les besoins de revenus autorisés de ces entreprises, plus un taux de rendement prescrit.

Faits récents

Le 7 janvier 2011, Hydro One et le PWU ont entamé des négociations collectives et ont par la suite conclu un projet de règlement bilatéral de la convention collective avec le PWU, qui doit expirer le 31 mars 2011. Le conseil d'administration de Hydro One a approuvé le règlement, et le PWU tente de le faire ratifier par ses membres.

Le 19 janvier 2011, nous avons émis des billets d'un capital de 250 000 000 \$ échéant en 2015 et, le 24 janvier 2011, nous avons émis des billets à taux variable d'un capital de 50 000 000 \$ qui arrivent aussi à échéance en 2015, dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme.

Le 10 février 2011, notre conseil d'administration a approuvé des modifications à l'égard de son mandat et du mandat du comité d'audit et des finances. Ces mandats mis à jour sont joints à titre d'annexes A et B.

Le 17 février 2011, le ministre de l'Énergie a publié une directive sur l'approvisionnement diversifié, par laquelle il demande à l'OEO de préparer un nouveau PREI conforme au Plan énergétique à long terme afin de répondre aux objectifs prévus dans ce dernier. La directive sur l'approvisionnement diversifié décrit les questions clés du plan énergétique à long terme sur lesquelles l'OEO doit se pencher, notamment la demande, la conservation, l'énergie nucléaire, l'abandon graduel du charbon et la conversion potentielle des installations alimentées au charbon, les ressources renouvelables, notamment les ressources hydroélectriques, les ressources renouvelables autres que l'hydroélectricité, le gaz naturel, le transport, le réseau intelligent, la fiabilité et l'exploitabilité, les conséquences du plan sur les consommateurs d'électricité, la consultation des Premières nations et l'observation des règlements. Dans une lettre portant la même date adressée à la CEO à la même date à l'égard de la directive sur l'approvisionnement diversifié, le ministre de l'Énergie a indiqué qu'il s'attendait à ce que le nouveau PREI soit soumis à la CEO ultérieurement en 2011 aux fins d'examen par la CEO, par les parties prenantes et par le public. Il a donné pour directive à la CEO d'effectuer cet examen au plus tard 12 mois après avoir reçu le nouveau PREI.

Le 17 février 2011, le ministre de l'Énergie a donné à la CEO une directive lui demandant de modifier le permis de transport de Hydro One afin de l'obliger à mettre en œuvre dans le sud-ouest de l'Ontario trois projets prioritaires liés au transport décrits dans le Plan énergétique à long terme et à accroître la capacité de court-circuit et/ou la capacité de transfert à au plus 15 postes de transformation afin de permettre le raccordement de petites installations de production d'énergie renouvelable. Le 28 février 2011, la CEO a rendu une décision et une ordonnance modifiant le permis de transport de Hydro One en conformité avec cette directive.

Notre stratégie

Notre stratégie d'entreprise est dictée par notre mission, notre vision et nos valeurs. Notre mission et notre vision consistent à être une société novatrice et de confiance qui fournit une source d'électricité de manière sécuritaire, fiable et efficiente afin de créer de la valeur pour nos clients. Nos valeurs reflètent nos croyances fondamentales, à savoir les suivantes :

- Santé et sécurité – Rien n'est plus important que la santé et la sécurité de nos employés et de ceux qui exercent des activités sur notre propriété, ainsi que le maintien d'un environnement sans risque pour le public.
- Excellence – Nous atteignons l'excellence grâce à nos programmes de formation continue, nous assurant d'être préparés et outillés pour donner un service de grande qualité.
- Gestion responsable – Nous investissons dans nos actifs et notre personnel de manière à bâtir un réseau d'électricité sécuritaire et durable sur le plan environnemental d'un point de vue commercial.
- Innovation – Nous innovons grâce à de nouveaux processus, à notre personnel et à la technologie qui nous permettront de trouver de nouvelles solutions pour répondre aux besoins de notre clientèle.

Nous avons établi huit objectifs stratégiques qui sont inextricablement liés entre eux. Ils favorisent l'accomplissement de notre mission et la concrétisation de notre vision.

- *Créer un milieu de travail où ne survient aucune blessure et assurer la sécurité du public.* La santé et la sécurité doivent faire partie intégrante de l'ensemble de nos activités. Nous devons continuer à créer un engouement pour la prévention en matière de blessures. Nous allons renforcer notre culture en matière de sécurité déjà bien établie grâce à notre programme Objectif zéro (*Journey to Zero*) et atteindre des résultats de classe mondiale. Nous continuerons à soutenir que la santé et la sécurité de nos employés sont primordiales.
- *Répondre aux besoins de nos abonnés.* Nous respectons nos engagements, faisons de nos clients la pierre angulaire de notre planification, communiquons de manière efficace, coordonnons l'ensemble des unités d'affaires et optimisons les occasions d'améliorer notre image de marque.
- *Innover de manière continue.* L'innovation est essentielle pour accomplir notre mission et concrétiser notre vision. Elle constitue l'une de nos valeurs fondamentales. Au cours des deux prochaines décennies, nous proposerons des solutions novatrices qui amélioreront la fiabilité et l'efficacité de nos réseaux de transport et de distribution et nous rehausserons la capacité de nos abonnés à mieux gérer leurs coûts d'énergie.
- *Bâtir et entretenir un réseau à la fois fiable et rentable.* Notre stratégie en matière de transport consiste à maintenir, à l'échelle de la province de l'Ontario, un réseau solide et fiable qui peut combler les nouveaux besoins de production de la province, à gérer nos actifs vieillissants et à répondre à la demande d'électricité grâce à une expansion prudente et à un entretien efficace. Notre stratégie en matière de distribution est axée sur l'intégration d'une technologie dite « intelligente » qui assure la prestation d'un service fiable sur des territoires géographiques variés, le soutien aux raccordements d'une énergie renouvelable et la recherche de l'efficacité par la mise en œuvre de mesures visant à stimuler la productivité et par l'esprit d'ouverture face aux possibilités de rationaliser le secteur de la distribution.
- *Protéger et préserver l'environnement.* Conformément à notre valeur portant sur la gestion responsable, nous jouons un rôle de premier plan dans la réduction de l'empreinte carbonique de l'Ontario en offrant une énergie propre et renouvelable et en instaurant des mesures qui permettent à nos abonnés de gérer et de réduire leur consommation d'énergie.
- *Rehausser notre gestion de talents.* Nous sommes convaincus que notre principale force réside dans l'expertise de notre personnel. Pour maintenir cet avantage, nous devons régler la question de la structure démographique de la main-d'œuvre, de la diversité, du développement de compétences de base cruciales ainsi que la rétention des compétences et des connaissances. Notre stratégie en matière de main-d'œuvre nous permettra de réaliser des gains appréciables en ce qui concerne la souplesse de la main-d'œuvre, l'amélioration de la productivité et la réduction des coûts.
- *Maintenir une culture d'entreprise qui accroît la valeur du placement de notre actionnaire.* Nous nous sommes engagés à maintenir nos tarifs le plus bas possible pour nos clients et à offrir un revenu, notamment sous forme de dividendes, à notre actionnaire. Pour ce faire, nous continuerons à nous concentrer sur la réduction des coûts, sur la gestion efficace de nos actifs et sur l'accroissement de notre productivité.
- *Accroître notre productivité et notre rentabilité.* Pour accomplir notre mission et concrétiser notre vision, nous devons constamment chercher à rehausser notre productivité au moyen d'une gestion efficace des coûts. La productivité est l'un des éléments clés à l'atteinte de nos autres objectifs stratégiques et, en particulier, à la création de valeur pour nos clients et pour notre actionnaire.

Nous sommes conscients du rôle pivot que jouera l'innovation dans la construction d'un réseau électrique intelligent qui favorisera un environnement sain en Ontario. Nous entendons devenir le chef de file de notre secteur en mettant l'innovation au service de l'économie de la province et de ses résidents.

Notre entreprise de transport

Survol

Notre réseau de transport fonctionne à 500 kV, à 230 kV et à 115 kV et transporte l'électricité jusqu'aux abonnés. Ceux-ci comprennent 50 sociétés de distribution locales, nos propres entreprises de distribution et 92 sociétés branchées à notre réseau de transport. L'électricité est également livrée à des entreprises de services publics dans d'autres territoires au moyen d'interconnexions. Les producteurs fournissent l'électricité tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'Ontario, et 95 de ceux-ci situés en Ontario sont branchés directement au réseau de transport. Notre réseau de transport dessert plus de quatre millions d'abonnés, directement ou indirectement, et a transporté environ 142 TWh d'électricité à l'échelle de l'Ontario en 2010. Les revenus de notre entreprise de transport ont compté pour environ 26 % de nos revenus totaux en 2010 et pour environ 24 % et 26 % de nos revenus totaux en 2009 et en 2008, respectivement.

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

Notre réseau de transport est interconnecté avec le réseau de l'est de l'Amérique du Nord, lequel comprend la quasi-totalité des entreprises de services publics de l'électricité à l'est de la ligne continentale de partage des eaux. Notre entreprise de transport possède et exploite 26 interconnexions à 345 kV, à 230 kV, à 115 kV et à 69 kV avec l'État de New York (7), le Québec (11), le Michigan (4), le Manitoba (3) et le Minnesota (1). Deux interconnexions à 69 kV de New York sont actuellement exploitées en mode ralenti. Avant 2009, les interconnexions actuelles avec le Québec étaient exploitées selon une configuration radiale, c'est-à-dire qu'à un moment précis, la charge et/ou la production étaient raccordées soit au réseau ontarien, soit au réseau québécois, mais non aux deux simultanément. Bien que la majorité des interconnexions avec le Québec continuent d'être exploitées selon une configuration radiale, les nouvelles interconnexions avec le Québec, qui ont été mises en service en 2009, permettent désormais aux réseaux de l'Ontario et du Québec d'être exploités selon une configuration « liée » ou « parallèle ».

Grâce à ces 26 interconnexions, nous pouvons faciliter des importations d'environ 4 600 MW et des exportations d'environ 6 000 MW d'électricité. En application, les capacités réelles d'importation et d'exportation peuvent être considérablement limitées par les restrictions dans notre réseau de transport ou ceux d'un autre territoire, les débits de courant imprévus entre les systèmes interconnectés et la charge locale, ainsi que les tendances de production.

La capacité de notre réseau de transport à fournir de l'électricité aux grands centres de consommation à partir des sources de production à l'échelle de l'Ontario est, à l'heure actuelle, relativement peu entravée bien qu'il existe certaines périodes de courte durée où les contraintes de transport limitent l'utilisation économique de la production. Un réseau de 500 kV sert de « dorsale » de transport aux alentours de la région du Grand Toronto avec des connexions de 500 kV jusqu'au nord de l'Ontario, à Ottawa, à London et aux principales installations de production en Ontario. Lorsque de nouveaux projets de production

d'électricité sont étudiés en Ontario, leur incidence sur le réseau de transport est évaluée et, au besoin, des programmes d'investissement dans le transport sont lancés en temps opportun.

Planification du transport

Hydro One élabore des plans de transport pour les nouvelles installations de transport et aux fins de remise en état et de remplacement des installations de transport existantes, au besoin. Les plans pour les nouvelles installations indiquent l'équipement, la configuration et l'acheminement projetés, de même que les capacités qui en découleront pour le réseau, la région et les investissements dans la transformation et le raccordement. Nous consultons également les abonnés pour déterminer les besoins, les moments opportuns et les solutions techniques pour les nouvelles installations de transformation et de raccordement. Nous consultons les communautés touchées, les parties prenantes ainsi que les Premières nations et les Métis dans le cadre du processus d'aménagement de projets de construction ou d'amélioration de lignes de transport.

Le besoin de capacité locale et de réseau supplémentaire est déterminé en consultation avec les abonnés de l'OEO (qui planifie les programmes de CGD et de production d'électricité futurs) et en réponse aux politiques et directives gouvernementales. Le besoin de solutions à court et à long terme peut également être souligné dans les rapports de fiabilité produits par la SIERE. La SIERE évalue l'incidence des installations projetées sur le réseau d'après les demandes faites par Hydro One, conformément aux règles du marché. Les projets portant sur de nouvelles lignes de transport de plus de deux kilomètres doivent être approuvés par la CEO, qui délivre alors un permis de construction. Une ligne de transport ou un poste de transport (au sens attribué aux expressions *transmission line* et *transmission station* dans le *Regulation 116/01* de l'Ontario, pris en vertu de la Loi sur les évaluations environnementales) est assujéti au processus d'examen préalable (au sens attribué à l'expression *environmental screening process* dans le *Regulation 116/01*), ainsi qu'à une évaluation environnementale spécifique ou une évaluation environnementale de portée générale.

Hydro One élabore ses plans de maintenance, de remise en état ou de remplacement des installations existantes d'après les normes en matière de maintenance, les évaluations de l'état des biens et les critères de fin de la durée de vie propres à chaque type d'équipement. La priorité est accordée à chaque type d'investissement d'après les risques qu'il réduit. Les plans d'investissement font également partie des demandes de tarification que nous soumettons à la CEO.

Programmes de dépenses en immobilisations liées au transport

Les dépenses en immobilisations engagées pour le réseau de transport devraient être importantes pour la période allant de 2011 à 2012 et ainsi atteindre environ 2,2 milliards de dollars globalement, à l'exclusion des projets prioritaires en matière de transport désignés par le ministère de l'Énergie, comme il est indiqué ci-après. Notre programme de dépenses en immobilisations est conçu pour répondre aux besoins engendrés par l'évolution du profil de production de la province, favoriser l'accroissement de la charge prévu dans toutes les régions de l'Ontario et soutenir l'augmentation prévue de la production d'énergie renouvelable en application de la Loi sur l'énergie verte, comme il est décrit ci-après. En outre, ce programme cherche à soutenir ou à améliorer nos résultats sur le plan de la fiabilité du transport, soit un positionnement dans le quartile supérieur au Canada pour les réseaux de transport de 230 kV et plus. Ce programme continue d'être axé sur le maintien du rendement des actifs vieillissants grâce à des programmes d'entretien et de remise en état ainsi que sur le remplacement des actifs arrivés à la fin de leur vie utile.

Le 23 novembre 2010, le ministère de l'Énergie a publié le Plan énergétique à long terme et le projet de directive sur l'approvisionnement diversifié qui définissait cinq projets prioritaires en matière de transport dont le coût pourrait atteindre deux milliards de dollars sur sept ans.

Le 22 décembre 2010, nous avons reçu une lettre du ministre de l'Énergie nous demandant d'entamer immédiatement la planification et le travail de mise en œuvre pour faire progresser les trois projets prévus par le Plan énergétique à long terme, à savoir la compensation série dans le sud-ouest de l'Ontario, le recâblage à l'ouest de London et l'établissement d'une nouvelle ligne à l'ouest de London, à un rythme accéléré.

Le 17 février 2011, le ministre de l'Énergie a donné une directive à la CEO pour qu'elle modifie le permis de transport de Hydro One afin que celle-ci élabore les projets indiqués ci-après, selon la portée et le calendrier prévus par les recommandations de l'OEO, et en demande l'approbation, et la CEO a rendu une décision et une ordonnance en ce sens le 28 février 2011. Les projets visés sont les suivants :

1. la mise à niveau d'une ou de plusieurs lignes de transport à l'ouest de London;
2. l'établissement d'une nouvelle ligne de transport à l'ouest de London.

En outre, aux termes de la modification du permis, Hydro One est tenue d'élaborer et de mettre en œuvre les projets suivants en matière de transport, selon la portée et le calendrier prévus par les recommandations de l'OEO :

1. l'amélioration de la capacité de transfert par l'installation d'un ou de plusieurs appareils, comme des compensateurs série ou des compensateurs voltampères réactifs statiques, ou d'autres appareils similaires dans le sud-ouest de l'Ontario;
2. l'accroissement de la capacité de courts-circuits et/ou de la capacité de transfert à au plus 15 postes de transport au cours d'une période de 48 mois débutant le 1^{er} mars 2011 afin de permettre le raccordement de petites installations de production d'énergie renouvelable.

Outre les projets indiqués ci-dessus, nous mettons en œuvre un certain nombre d'autres projets dans le cadre de nos investissements liés au transport. Ces projets, ainsi que ceux qui sont indiqués ci-dessus, nécessiteront diverses approbations, notamment celles de la CEO et celles qui sont prévues par la Loi sur les évaluations environnementales. Nos principaux programmes courants de dépenses en immobilisations liés au transport pour lesquels nous avons obtenu ou nous tentons activement d'obtenir les approbations requises sont décrits ci-après. Ces projets décrits ci-après sont à divers stades d'avancement, et il se pourrait que leur construction ne soit pas entamée si les approbations requises ne sont pas obtenues ou si l'accroissement prévu de la production ne se concrétise pas.

Grands projets d'aménagement du réseau de transport

- Nouvelle ligne de transport double circuit de 500 kV de Bruce à Milton

L'édition de décembre 2007 de l'*Ontario Reliability Outlook* de la SIERE a indiqué que le transport existant dans le sud de l'Ontario ne peut accepter la production qui devrait entrer en service dans la région de Bruce au cours des prochaines années. La province était également de cet avis, et l'OEO a déterminé que la meilleure solution pour accroître la capacité de transfert du réseau actuel de 500 kV de Hydro One est de construire une nouvelle ligne de transport à double circuit de 500 kV entre la centrale nucléaire Bruce et le poste de sectionnement Milton afin d'intégrer de façon sécuritaire les huit unités des installations nucléaires Bruce et la production éolienne potentielle et engagée dans la région. L'approbation de la CEO pour la ligne de 500 kV a été obtenue, sous réserve de certaines conditions, en septembre 2008. En octobre 2009, nous avons obtenu l'approbation de la Commission de l'escarpement du Niagara, mais cette approbation a ensuite fait l'objet d'un appel. L'audition de l'appel a débuté le 26 janvier 2010 et a pris fin le 6 avril 2010. La décision n'a pas encore été rendue aux termes de cet appel. En décembre 2009, une approbation conditionnelle a été obtenue en vertu de la Loi sur les évaluations environnementales. Hydro One a informé la CEO que l'on s'attend à ce que le coût de ce projet excède les estimations initiales. En outre, dans une lettre datée du 7 janvier 2011, Hydro One a informé la CEO qu'en raison d'un changement dans la méthodologie d'établissement des coûts, le coût total projeté de

695 millions de dollars indiqué dans notre demande de tarifs passerait à 755 millions de dollars. La nouvelle ligne devrait être en service d'ici la fin de 2012. Le 26 février 2010, une demande d'expropriation de terrains a été déposée auprès de la CEO en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Dans le cadre de l'audience qui a débuté le 11 novembre 2010, Hydro One visait à obtenir des pouvoirs d'expropriation à l'égard de 57 des 355 terrains touchés par le projet. Hydro One avait conclu des ententes volontaires lui accordant les droits fonciers nécessaires à l'égard de tous les autres terrains et a conclu de telles ententes à l'égard de 10 autres terrains après le début de l'audience, ce qui laisse 47 terrains à exproprier. La construction du projet a débuté au printemps de 2010 et se poursuit sur les terrains où les approbations et les droits fonciers nécessaires ont été obtenus. Le 15 mars 2011, la CEO a rendu une décision et une ordonnance donnant à Hydro One les pouvoirs d'expropriation à l'égard de ces 47 terrains.

- Installation de sept batteries de condensateurs de 230 kV dans le sud-ouest de l'Ontario

Ce projet a été entrepris afin de se conformer à la recommandation de l'OEO d'installer sept batteries de condensateurs shunt de 230 kV à trois postes dans le sud-ouest de l'Ontario à titre de mesure à court terme pour augmenter la capacité de transfert dans la région de Bruce et dans le sud-ouest de l'Ontario. Étant donné que ces installations sont situées à des postes existants, ce projet ne nécessite pas d'approbation particulière par la CEO ni d'approbation découlant d'une évaluation environnementale. Dans le cadre de l'instance portant sur les tarifs de transport pour 2009 et 2010, la CEO avait approuvé l'inclusion de ces installations dans la base tarifaire réglementée. En juillet 2010, toutes les nouvelles batteries de condensateurs étaient en service.

- Du PT Claireville au PT Cherrywood : dégroupement de circuits de 500 kV

Ce projet qui avait trait au dégroupement de deux lignes de transport double-circuit à 500 kV entre le PT Cherrywood et le PT Claireville dans le Grand Toronto a été achevé en octobre 2010. Le nombre de circuits entre le PT Cherrywood et le PT Claireville est passé de deux à quatre, ce qui a amélioré la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité. Le projet offre une plus grande souplesse d'exploitation, réduit la possibilité d'incidence négative sur l'approvisionnement aux abonnés et accroît considérablement la capacité de transfert d'électricité entre les deux postes.

- Renforcement du réseau de transport du nord-est : installation de quatre batteries de condensateurs shunt

Pour permettre une production d'énergie renouvelable dans le nord de l'Ontario conformément à la directive de la province et atténuer la congestion dans l'interface entre le nord de l'Ontario et le sud de l'Ontario, l'OEO a recommandé des mesures à court terme afin de renforcer le réseau de transport du nord-est de l'Ontario. Ces mesures comprenaient l'installation de condensateurs en série sur les circuits nord-sud à 500 kV à la sous-station Nobel (en service au 30 novembre 2010), un compensateur voltampère réactif statique au PT Porcupine (en service au 1^{er} février 2011) et d'un autre compensateur du même type au PT Kirkland Lake (qui devrait être en service d'ici le 31 mars 2011), d'une batterie de condensateurs shunt au PT Essa (245 Mvar), d'une batterie de condensateur shunt au PT Hanmer (149 Mvar) et de deux batteries de condensateurs shunt au PT Porcupine (2 X 100 Mvar). Les batteries de condensateurs shunt devaient être en service en décembre 2011.

Les batteries de condensateurs en série et les compensateurs voltampères réactifs statiques ont augmenté la capacité de transfert de l'interface entre le nord et le sud de 750 MW (ayant porté la capacité totale à 2 150 MW grâce à l'utilisation de la capacité existante affectée au rejet de la production après une situation d'urgence). L'installation des batteries de condensateurs shunt a elle-même accru de 200 MW la capacité de transfert entre le nord et le sud de l'Ontario (ayant porté la capacité totale à 2 350 MW).

L'OEO appuyait ces mesures à court terme dans sa preuve justificative supplémentaire (EB-2008-0272) datée du 21 août 2009.

La CEO a approuvé ces projets dans le cadre de la demande de tarifs de transport pour 2011-2012.

- Renforcement du réseau de transport dans la région de Woodstock

La charge locale fournie dans la région de Woodstock du sud de l'Ontario à 115 kV a dépassé la capacité de transport fiable. Ce projet est conçu pour augmenter la capacité de transport au moyen d'un tronçon de 11 km d'une nouvelle ligne à double circuit de 230 kV sur l'emprise actuelle de la ligne de 115 kV, entre le PT Ingersoll et un nouveau poste appelé PT Karn. Le projet comprend également la construction de la nouvelle installation du PT Karn. Ces projets devraient porter à 290 MW la capacité de transport dans la région de Woodstock en vue d'une croissance future. Toutes les approbations requises pour ce projet ont été obtenues, et sa mise en service est actuellement prévue pour septembre 2011.

- Projet de renforcement du réseau de transport dans les quartiers intermédiaires de Toronto

La charge dans la région des quartiers intermédiaires de Toronto est actuellement fournie par trois circuits de 115 kV entre le PT Leaside et le PT Wiltshire. Ces circuits alimentent le PT Bridgman et le PT Dufferin à partir du PT Leaside et fournissent également une capacité de transfert de charge entre le PT Leaside et le PT Manby. Ce projet, dans le cadre duquel un tronçon de câble vieillissant sera remplacé, devrait offrir une capacité additionnelle par l'ajout d'une ligne de 115 kV entre le PT Leaside et le PT Bridgman. Le conseil d'administration de Hydro One a approuvé ce projet en août 2010 après l'obtention de l'approbation de la CEO et de l'approbation en vertu de la Loi sur les évaluations environnementales en juin 2010. La date de mise en service de ce projet est actuellement prévue pour 2014. Hydro One s'affaire actuellement à conclure l'acquisition des droits fonciers pour mener à terme le projet.

- Reconstruction du poste de sectionnement Hearn

Notre société a initialement déterminé que le poste de sectionnement Hearn existant de 115 kV devait faire l'objet d'une remise à neuf au cours des cinq prochaines années. Une lettre du 21 septembre 2009 du ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure indiquait que les travaux de planification et d'aménagement de la remise à neuf du poste de sectionnement Hearn devaient être accélérés afin de permettre la production d'énergie renouvelable dans cette région. Hydro One projette maintenant de reconstruire le PT Hearn et a entamé les études techniques préliminaires et les travaux d'aménagement. Ce projet vise des travaux sur un poste et ne nécessite pas d'approbation particulière de la CEO. Des approbations découlant de la Loi sur les évaluations environnementales seront obtenues dans le cadre des travaux techniques préliminaires qui sont déjà entamés. La date de mise en service est actuellement prévue pour la fin de 2013.

- Projet de renforcement du réseau dans la région de Niagara

Ce projet comprend la construction d'une ligne de 230 kV sur 76 kilomètres entre notre PT Allanburg dans la région de Niagara et notre PT Middleport dans la région de Hamilton. Le projet de renforcement du réseau dans la région de Niagara est conçu pour atténuer les problèmes de congestion au sein du réseau de transport qui restreignent le transfert de la production provenant de la région de Niagara et les importations provenant de l'État de New York. Le projet de renforcement du réseau dans la région de Niagara progresse essentiellement selon le calendrier établi, exception faite de certains travaux qui ont été retardés en raison de la création, sur une partie de la ligne, d'un blocus lié à des revendications de terres autochtones. En conséquence, la CEO a conclu que ce projet requiert un régime réglementaire spécial et, dans sa décision d'août 2007, elle a établi que l'intérêt capitalisé à l'égard de ce projet pouvait être passé en charges et récupéré à titre de charges de l'exercice à compter du 1^{er} janvier 2007. Ce projet devrait être

achevé environ deux mois après le règlement du dossier des réclamations territoriales entre la province et les Six nations.

Projets de transport au niveau du raccordement à la charge locale

Pour ce qui est du raccordement de la charge locale, nous continuons de traiter les besoins en approvisionnement de notre clientèle de façon à pouvoir répondre à leur charge accrue. Dans le cas des projets qui s'imposent pour assurer un approvisionnement fiable en électricité aux collectivités, la participation et le soutien des SDL concernées aux fins d'études de planification conjointes et tout au long du processus de consultation et d'approbation demeurent essentiels. Parmi les exemples de projets achevés en 2010 ou en cours de construction en vue de répondre aux besoins de notre clientèle, mentionnons un nouveau poste de transformation devant desservir West-Elgin, Chatham-Kent et Mississauga. Quant aux besoins à venir en matière de raccordement de la charge locale, nous avons amorcé des pourparlers avec des abonnés afin de réaliser d'importants travaux d'agrandissement du réseau de transport ou de construire de nouveaux postes de transformation et, au besoin, de procéder à des raccordements de lignes dans des villes comme Mississauga, Oshawa, Woodstock, Essex County, Ancaster et Brampton. Des investissements ciblés dans le rendement au point de livraison à la clientèle, la qualité de l'électricité et nos réseaux de 115 kV et de 230 kV devraient accroître la fiabilité de nos services.

Soutien du transport

Notre plan d'investissement comprend en outre des dépenses accrues en vue du remplacement et de la remise en état de notre infrastructure de transport vieillissante. Un accent accru est placé sur les biens de transport qui sont essentiels pour soutenir les installations de production et l'approvisionnement sans restriction d'électricité à notre clientèle. Des programmes de remplacement ciblés pour des composantes comme l'appareillage de connexion isolé au gaz naturel, des disjoncteurs à air et des transformateurs, ainsi que des programmes de contrôle améliorés pour la protection contre les contacts avec les animaux, ont été adoptés afin que nous restions dans le quartile supérieur de rendement en matière de fiabilité du transport en Amérique du Nord.

Biens de transport

Nos biens de transport peuvent être répartis dans quatre catégories fonctionnelles, soit les postes de transport, les lignes de transport, les activités de réseau et les installations de télécommunications.

Postes de transport

Les postes de transport sont utilisés pour l'approvisionnement en électricité, la transformation de tension et la commutation et comme points de raccordement pour la clientèle et les producteurs.

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

Notre réseau de transport comprend 284 postes de transport dont les composantes peuvent inclure des transformateurs de haute tension, des disjoncteurs de puissance, des commutateurs de haute tension, des batteries de condensateur et des bobines de réactance, des dispositifs de protection et de contrôle, des systèmes de comptage et de surveillance ainsi que des infrastructures incluant des bâtiments et des systèmes de sécurité.

Lignes de transport

Nos lignes de transport sont classées en deux catégories, les lignes de production-transport et les lignes d'approvisionnement local. Les lignes de production-transport sont les lignes principales qui livrent l'énergie entre les centrales ou les interconnexions et les postes récepteurs d'arrivée. Les lignes de production-transport font partie du réseau de transport intégré et fonctionnent habituellement à 500 kV ou à 230 kV, et quelques-unes à 115 kV. Les lignes d'approvisionnement local tirent leur énergie du réseau de transport aux postes récepteurs d'arrivée et la livrent aux postes de transformation d'approvisionnement des abonnés, aux centres de grande consommation. Les tensions habituelles des lignes d'approvisionnement local sont de 230 kV ou de 115 kV. Toutes ces lignes sont des lignes aériennes, à l'exception d'environ 282 kilomètres de câbles souterrains dans les régions urbaines.

Le réseau de transport comporte environ 29 000 kilomètres de lignes à haute tension dont les principales composantes sont constituées de câbles, de conducteurs, de structures porteuses en bois ou en acier, de fondations, d'isolateurs, de matériel de connexion et d'installations de mise à la terre.

Activités de réseau

Nous assurons la gestion de tous nos biens de transport et d'un grand nombre de nos biens de répartition à partir d'un seul endroit, le Centre de contrôle. À titre de propriétaire et d'exploitant de la plus grande partie du réseau de transport de l'Ontario, nous avons la responsabilité, aux termes de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, de faire en sorte que nos biens soient exploités d'une façon sûre et fiable qui optimise le rendement pour les abonnés raccordés à notre réseau.

Par conséquent, le Centre de contrôle est l'autorité de contrôle du réseau de transport de Hydro One et de grandes parties du réseau de répartition. Le Centre de contrôle étudie, approuve, exécute et/ou autorise toutes les opérations de commutation et de contrôle des biens de notre réseau de transport et du réseau de répartition. Nous surveillons continuellement l'intégrité de notre réseau de transport et d'une grande partie de nos biens de répartition afin d'assurer un fonctionnement optimal du réseau.

De plus, le Centre de contrôle coordonne le programme d'interruptions du service planifiées et est responsable d'informer les abonnés touchés. Pour les périodes d'indisponibilité nécessaires, le Centre de contrôle crée des avis d'interruption qui contiennent tous les renseignements pertinents sur l'interruption, l'affectation des équipes sur le terrain, communique l'heure estimative de la réparation et confirme la remise en service aux abonnés de notre réseau.

Le Centre de contrôle est doté d'un personnel complet sur les lieux, affecté au service à la clientèle, aux installations, à la technologie d'exploitation, à la formation, aux procédés et à la planification commerciale. Outre le Centre de contrôle, il existe une installation de secours pleinement fonctionnelle située à Toronto. L'installation de secours serait dotée en personnel en cas d'évacuation du Centre de contrôle.

Installations de télécommunications

Nos besoins en télécommunications comprennent des services visant la protection de réseaux électriques, la transmission de messages vocaux et de données administratives et d'exploitation. Pour la protection et le contrôle des réseaux d'électricité de même que les communications vocales nécessaires au contrôle et à

la réparation des biens de distribution et de transport, les besoins en matière de fiabilité et de sécurité sont très stricts et doivent continuer d'être comblés en cas de panne prolongée. Ces exigences en matière de télécommunications sont essentielles au respect de nos obligations en matière de fiabilité du transport, à la protection de nos biens et la restauration efficace et rapide après des situations impondérables. Ces besoins sont comblés par l'utilisation de nos propres installations et services acquis auprès de prestataires de services de télécommunications. La fiabilité et la disponibilité des services de télécommunications utilisés dans la protection et l'exploitation de notre système de transport sont cruciales pour le respect de nos obligations d'interconnexion, la protection de nos biens et la fiabilité de notre réseau de transport. Dans le passé, lorsque les fournisseurs de services de télécommunications ne pouvaient ou ne désiraient pas fournir les services requis à un coût approprié, nous établissions nos propres installations de télécommunications. Ces installations détenues en propriété comprennent des réseaux faisant appel à diverses technologies de communication comme les câbles à fibres optiques et les câbles métalliques ainsi que le matériel de transmission sans fil et de réseau sur courants porteurs.

Projets liés à l'interconnexion

Québec

Une nouvelle interconnexion avec la province de Québec mise en service en mai 2009 a augmenté d'environ 1 250 MW notre capacité d'interconnexion. Cette interconnexion comprend la construction d'une ligne biterne à 230 kV entre les réseaux à proximité d'Ottawa, ainsi que la mise en place au Québec d'installations de conversion (de courant continu en courant alternatif et de courant alternatif en courant continu) qui relierait les deux réseaux de façon continue (avant les améliorations, la charge ou la production devait être isolée au sein de l'un des réseaux aux fins d'importation ou d'exportation).

Michigan

Deux de nos interconnexions avec l'État du Michigan ont été améliorées par l'installation de deux déphaseurs et d'un autotransformateur. Les déphaseurs ont été mis en service dans le cadre des situations d'urgence survenues en 2005. Ce matériel nous permettra de mieux contrôler les interconnexions du Michigan afin de gérer les débits de courant transfrontaliers entre l'Ontario et le Michigan et, indirectement, entre l'Ontario et l'État de New York. Par conséquent, la capacité d'exportation de l'Ontario augmentera de 1 000 MW et notre capacité d'importation, de 500 MW, une fois qu'elles seront pleinement en exploitation.

En juillet 2010, l'un des deux régulateurs de déphasage appartenant à International Transmission Company (ITC) à ses installations de Bunce Creek, au Michigan, a été remis en service, de sorte qu'un contrôle opérationnel intégral de l'interface entre le Michigan et l'Ontario est maintenant possible. Hydro One et ITC ont conclu des conventions révisées en matière d'interconnexion. La mise en service du régulateur de déphasage dépend maintenant de l'obtention des approbations restantes (un permis présidentiel aux États-Unis) et de la conclusion d'une convention d'exploitation par ITC, la SIERE et le Midwest Independent System Operator aux États-Unis. On prévoit que ces formalités seront remplies en 2011.

Manitoba

Hydro One a examiné des solutions possibles à l'égard d'un nouveau raccordement entre l'Ontario et le Manitoba. Plus précisément, Hydro One et l'un de ses partenaires ont effectué des études conjointes sur la faisabilité de l'utilisation d'un corridor dont se sert une tierce entreprise de services publics en 2009. La nécessité d'effectuer des études supplémentaires n'a pas été établie, de sorte que l'exécution de travaux supplémentaires demeure suspendue. Un nouveau raccordement avec le Manitoba supposera vraisemblablement la signature d'ententes pertinentes entre les entités appropriées au Manitoba et en Ontario.

NERC (North American Electric Reliability Corporation) / NPCC (Northeast Power Coordinating Council Inc.)

En Ontario, les règles du marché nous obligent à respecter les normes de fiabilité établies par la NERC et le NPCC, et notre permis de transport nous oblige à respecter les règles du marché.

Le 18 novembre 2010, la FERC, organisme de réglementation américain qui supervise la NERC, a publié l'ordonnance n° 743 qui donne pour directive à la NERC de réviser sa définition de réseau de production-transport d'électricité (au sens attribué au terme *bulk electric system*) afin de répondre aux préoccupations techniques de la FERC et de s'assurer d'inclure dans cette définition toutes les installations nécessaires à l'exploitation d'un réseau de transport électrique interconnecté. La FERC estime que la meilleure façon d'atteindre ses objectifs consiste a) à éliminer de la définition actuelle le pouvoir discrétionnaire au niveau régional; b) à établir une ligne de démarcation très nette de façon à inclure dans la définition toutes les installations exploitées à 100 kV ou plus, exception faite de certaines installations exploitées selon une configuration radiale et c) à établir des critères et un processus d'exemption afin d'exclure les installations qui ne sont pas nécessaires à l'exploitation d'un réseau de transport interconnecté. Selon l'ordonnance de la FERC, la NERC reçoit pour directive de déposer la définition révisée ainsi que le plan de mise en œuvre d'ici janvier 2012.

Après le dépôt en 2012, la FERC évaluera le document déposé et pourrait l'approuver ou le renvoyer avec des directives supplémentaires. La NERC collabore activement avec les intervenants du secteur d'activité pour respecter la date de dépôt de janvier 2012.

Si la règle proposée par la FERC est adoptée en Ontario, un nombre nettement plus important d'installations de transport (soit toutes les installations exploitées à 100 kV ou plus, exception faite des installations définies exploitées selon une configuration radiale) devront se conformer aux normes de fiabilité de la NERC, ce qui, selon l'évaluation de Hydro One, n'ajouterait guère à la fiabilité du réseau interconnecté de production-transport d'électricité. L'adoption de cette nouvelle mesure imposerait des frais additionnels importants aux propriétaires d'installations de transport comme Hydro One, et nous prévoyons que ces frais seraient étalés sur un certain nombre d'années et pourraient être recouverts au moyen des tarifs. La FERC a lancé un processus de consultation à l'égard de sa proposition. Hydro One ainsi que la SIERE et d'autres entités canadiennes ont l'intention de déposer des réponses auprès de la FERC et de la NERC afin de s'opposer à la proposition et/ou de demander l'instauration d'un processus d'examen des préoccupations que soulèvent les entités ne relevant pas de leur compétence. À la fin de 2010, la FERC n'avait pas encore rendu de décision à cet égard.

Normes de protection des infrastructures essentielles de la NERC

Les normes de protection de l'infrastructure essentielle de la NERC (cybersécurité) sont entrées en vigueur en 2009. Les normes sont conçues afin de s'assurer que les services publics et les autres utilisateurs, propriétaires et exploitants du réseau de production-transport d'électricité en Amérique du Nord ont mis en place des procédures appropriées pour protéger l'infrastructure essentielle contre les cyberattaques.

Par conséquent, les mesures de sécurité à l'égard de l'information et des installations, tant matérielles qu'électroniques, de Hydro One ont été mises à niveau afin de répondre aux exigences de sécurité les plus strictes et de répondre à l'exigence de la NERC.

Les normes de protection de l'infrastructure critique de la NERC sont en voie de changer en réponse à l'ordonnance n° 706 de la FERC du 16 mai 2008, aux termes de laquelle la FERC donnait pour directive à la NERC d'élaborer des modifications à l'égard de sa norme de cybersécurité sur le repérage des actifs électroniques critiques (*Standard CIP-002-1 Cyber Security – Critical Cyber Asset Identification*) en réponse aux préoccupations de la FERC se rapportant au repérage des actifs critiques visés par les

normes. Par suite de la norme faisant l'objet d'une évaluation au sein du secteur d'activité, la liste des actifs dont Hydro One est propriétaire et exploitante auxquels les normes s'appliquent s'allongera, ce qui entraînera des efforts et des frais supplémentaires.

Notre entreprise de distribution

Survol

Nos réseaux de distribution fournissent de l'électricité aux abonnés à l'aide de lignes de distribution à basse tension. En 2010, les réseaux de distribution ont livré environ 29,1 TWh d'électricité à environ 1,3 million d'abonnés dans les régions rurales et urbaines (y compris environ 134 000 abonnés au service de détail urbains situés à Brampton, en Ontario). Les réseaux de distribution desservent en outre 25 sociétés de distribution locales qui ne sont pas directement raccordées à notre réseau de transport, 33 autres sociétés de distribution locales qui sont raccordées à notre réseau de transport et 30 abonnés dont la charge excède 5 MW. Les installations de distribution sont constituées de lignes d'une longueur d'environ 123 500 kilomètres, qui fonctionnent surtout à des tensions de 50 kV ou moins, et de 1 008 postes de distribution et de régulation dont nous sommes propriétaires. Nos réseaux de distribution distribuent l'électricité à partir de notre réseau de transport et de 145 petites génératrices intégrées. À la différence des réseaux que l'on retrouve dans les régions à forte densité de population et qui sont conçus pour être parfaitement redondants, nos réseaux de distribution sont configurés pour approvisionner surtout les régions rurales faiblement peuplées. Pour fournir un service rentable dans ces régions, les réseaux de distribution sont configurés en grande partie comme un réseau en série, c'est-à-dire qu'ils sont configurés en lignes droites, plutôt qu'en boucles, de sorte qu'une panne à n'importe quel point le long de la ligne entraîne une panne de courant pour tous les abonnés en aval de la ligne. En conséquence, les pannes des composantes doivent être immédiatement réparées afin d'assurer la reprise du service. Les revenus de nos entreprises de distribution ont compté pour environ 73 % de nos revenus totaux pour 2010 et environ 74 % et 73 % de nos revenus totaux en 2009 et en 2008, respectivement.

Programmes de dépenses en immobilisations liés à la distribution

Les dépenses en immobilisations de notre entreprise de distribution pour la période allant de 2011 à 2013 sont évaluées à environ 2,3 milliards de dollars. Conformément à notre demande de tarifs de distribution approuvée, les dépenses en immobilisations pour notre entreprise de distribution pour 2011 devraient être axées sur de nouveaux raccordements de la charge, les appels de dépannage, les travaux de réparation après les tempêtes, le remplacement des poteaux de bois et le renforcement de la capacité du réseau. En réponse à la Loi sur l'énergie verte et au programme de TRG administré par l'OEO qui a été adopté pour la mise en œuvre des technologies relatives à l'énergie renouvelable, nous accroissons également nos activités de raccordement de sources de production ainsi que les mises à niveau du réseau de distribution pour permettre l'intégration de cette nouvelle production. Nous poursuivons, à la grandeur de l'Ontario, le remplacement des biens de distribution qui ont atteint leur fin de vie utile par des installations à tension plus élevée et qui répondent aux normes courantes. En outre, nous prévoyons continuer à construire de nouvelles lignes et de nouveaux postes en réponse aux prévisions de croissance du réseau ou aux besoins de forte charge, et nous prévoyons continuer à axer nos efforts sur l'amélioration de l'efficacité du réseau de distribution. Le budget comprend également des investissements dans le réseau intelligent.

En outre, nous continuons à mettre en œuvre des programmes destinés à améliorer le rendement au niveau de la fiabilité de notre réseau de distribution au moyen de pratiques améliorées d'entretien et de dégagement des lignes.

Le moment auquel ces dépenses seront engagées est incertain, car il dépend de diverses approbations, notamment des approbations de demandes tarifaires par la CEO ainsi que de la mesure dans laquelle le coût des investissements que nous avons effectués dans le réseau de distribution pour permettre le raccordement de sources d'énergie renouvelable pourra être récupéré.

Biens de distribution

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

Collectivités éloignées

Par l'intermédiaire de notre filiale Hydro One Remote Communities Inc., nous exploitons 19 réseaux réglementés de production et de distribution dans le nord de l'Ontario qui desservent 21 collectivités éloignées non branchées au réseau de distribution de l'électricité de l'Ontario, dont les installations nous appartiennent ou appartiennent à la SFIEO ou, dans le cas de Marten Falls, à la Première nation de Marten Falls. Ces collectivités éloignées comportent au total quelque 3 500 abonnés. L'électricité destinée à être utilisée par ces collectivités éloignées est produite par 58 génératrices fonctionnant au diesel dont nous sommes les propriétaires-exploitants et auxquelles viennent s'ajouter de petites quantités de production éolienne ou hydroélectrique. Aux termes de l'article 48.1 de la *Loi de 1998 sur l'électricité* et du *Regulation 199/02* pris en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, dans sa version modifiée par le *Regulation 390/09*, nous sommes tenus, par l'intermédiaire d'une ou de plusieurs de nos filiales, d'exploiter et de maintenir des biens de production et de distribution existants dans ces collectivités éloignées et d'y fournir l'électricité.

Notre entreprise de télécommunications

Notre entreprise de télécommunications, que nous exploitons par l'entremise de notre filiale, Hydro One Telecom Inc., commercialise une capacité de câble optique non activé et activé auprès d'entreprises de télécommunications et de abonnés commerciaux qui ont besoin d'un réseau à large bande. Hydro One Telecom Inc. tire profit des biens de télécommunication de la société faisant partie de son groupe et livre des solutions de télécommunication à large bande avant-gardistes aux entreprises de télécommunications, aux fournisseurs de services indépendants et à d'importants abonnés des secteurs privé et public.

Hydro One Telecom Inc., une entreprise dotée d'installations non dominante inscrite auprès du CRTC, fournit des services de télécommunication à large bande en Ontario avec des connexions jusqu'à Montréal et à Buffalo (État de New York) ainsi que jusqu'à Détroit (Michigan). Son réseau de fibres optiques s'étend sur plus de 5 000 kilomètres. Hydro One Telecom Inc. s'acquitte de la gestion des systèmes de télécommunication et des fonctions connexes qui sont nécessaires à notre entreprise de transport et de distribution, notamment des réseaux internes de transmission de données et de communications téléphoniques. Elle fournit également un soutien dans le cadre de nos activités liées aux compteurs intelligents et aux réseaux intelligents.

Personnel

À la fin de 2010, notre filiale Hydro One Networks Inc. comptait 5 363 employés permanents, soit 651 cadres non syndiqués, 3 397 employés représentés par le PWU et 1 315 employés représentés par la Society of Energy Professionals. De plus, notre filiale Hydro One Brampton Networks Inc. comptait 56 employés permanents non syndiqués, 112 employés actifs représentés par les Travailleurs et travailleuses canadien(ne)s de l'automobile et 43 employés représentés par la Fraternité internationale des ouvriers en électricité. Nous comptons également 2 021 employés temporaires, notamment 22 cadres,

5 employés contractuels, 926 employés représentés par le PWU, 83 employés représentés par la Society of Energy Professionals et 985 employés représentés soit par le Canadian Union of Skilled Workers (un syndicat de l'électricité), soit par 16 syndicats de la construction qui ont conclu des conventions collectives avec la Electrical Power Sector Construction Association. Globalement, Hydro One Inc., Hydro One Remote Communities Inc. et Hydro One Telecom Inc. comptent 143 employés au total.

En 2008, nous avons négocié avec le PWU une convention collective d'une durée de trois ans qui expirera le 31 mars 2011. Hydro One et le PWU ont conclu un projet de règlement bilatéral de la convention collective avec le PWU, qui doit expirer le 31 mars 2011. Le conseil d'administration de Hydro One a approuvé le règlement, et le PWU tente de le faire ratifier par ses membres. Également en 2008 nous avons négocié des conventions d'une durée de trois ans, qui expireront dans les deux cas le 31 mars 2011, avec les Travailleurs et travailleuses canadien(ne)s de l'automobile et la Fraternité internationale des ouvriers en électricité, à l'égard de notre filiale de Brampton. Enfin, nous avons négocié une convention collective d'une durée de trois ans avec le Canadian Union of Skilled Workers qui expirera le 30 avril 2011. La convention collective que nous avons conclue avec la Society of Energy Professionals expire le 31 mars 2013. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque lié aux relations de travail ».

Nous prévoyons continuer de nous concentrer sur les activités visant à attirer du personnel et à le conserver ainsi que sur le maintien et le perfectionnement des compétences de tous nos employés afin de promouvoir la productivité en milieu de travail et de gérer les répercussions des départs à la retraite prévus.

L'un de nos objectifs stratégiques réside dans la gestion des caractéristiques démographiques de notre main-d'œuvre. Nous faisons le suivi de cette question, car, en moyenne, notre personnel est âgé de plus de 44 ans et compte environ 16 ans de service. En réponse à cette situation, un programme élaboré de développement de la direction et de planification de la relève a été mis en œuvre. Dans le cadre du programme de planification de la relève, le recrutement de nouveaux employés dans les domaines clés est en cours. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque lié aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre ».

Rémunération

Le 18 mai 2010, la *Loi de 2010 sur les mesures de restriction de la rémunération dans le secteur public visant à protéger les services publics* est entrée en vigueur. Cette loi impose un gel de la structure salariale du personnel politique et des employés de l'Assemblée législative exclus des négociations ainsi que de celle de l'ensemble des employés de la fonction publique exclus de la négociation, pour une période de deux ans allant du 24 mars 2010 au 31 mars 2012. Cette loi s'applique aux employés exclus des négociations de Hydro One. La loi prévoit une exception à l'égard des salariés représentés par des associations de négociation collective, ce qui inclut les syndicats accrédités ou reconnus en vertu de la *Loi sur les relations de travail*.

Arrangement d'impartition avec Inergi LP

Par l'intermédiaire de notre filiale Hydro One Networks Inc., nous avons conclu avec Inergi LP (société du groupe de CapGemini Canada Inc.) une convention d'impartition en date du 28 décembre 2001 à l'égard de services fournis à compter du 1^{er} mars 2002. En date du 1^{er} mai 2010, nous nous sommes prévalus de l'option qui nous était offerte aux termes de la convention afin de prolonger la durée existante jusqu'au 28 février 2015. Aux termes de la convention, Inergi LP nous fournit des services de réponse à la clientèle et de règlement de même que des services de gestion de l'approvisionnement, des services de paie, des services de technologie organisationnelle ainsi que des services financiers et comptables.

Aux termes de la convention, Inergi se voit garantir des revenus minimums globaux d'environ 400 millions de dollars sur les cinq dernières années de la convention. Dans la mesure où nous avons acheté le volume minimum de services auprès d'Inergi correspondant aux revenus garantis, nous sommes ensuite libres d'acheter d'autres services ailleurs. Les frais sont assujettis à des réductions fondées sur des analyses externes facultatives des prix de référence tous les trois ans. Cap Gemini Ernst & Young US LLC a consenti une garantie financière et une garantie de bonne exécution des obligations d'Inergi LP. La convention confère des droits de résiliation à chacune des parties, notamment, dans le cas de notre société, des droits de résiliation par anticipation pour des motifs de commodité et à la réalisation de certains événements commerciaux spécifiés. En pareils cas, nous sommes tenus aux termes de la convention de verser certains frais de résiliation spécifiés et de contribuer aux indemnités de départ et à d'autres frais. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque lié à la convention d'impartition ».

Questions financières

Nous avons pour but de maximiser la valeur de notre société tout en maintenant une capacité d'emprunt efficace grâce à une qualité de crédit stable et en produisant des rendements financiers stables pour notre actionnaire.

Nous avons toujours pour objectif de comprendre et de maintenir les meilleures pratiques applicables aux entreprises de services publics pour exercer nos activités de la façon la plus efficace possible sur le plan des coûts.

Nous croyons pouvoir réaliser de nouvelles compressions de coûts et améliorations de la productivité par la gestion conjointe de nos entreprises de transport et de distribution, l'arrangement d'impartition conclu avec Inergi LP, aux termes duquel nous avons imparti à Inergi LP nos fonctions non essentielles, et le regroupement des fonctions d'exploitation de nos réseaux.

Nous avons réalisé des économies annuelles au cours des dernières années en axant nos efforts sur l'excellence au niveau de l'exploitation, et ces économies ont en grande partie été réinvesties dans nos programmes de travaux ou ont servi à neutraliser les nouvelles pressions sur les coûts. Pour l'avenir, nous continuerons de faire porter nos efforts sur l'efficacité du capital et la productivité au travail, mais les nouvelles possibilités d'économies sont plus rares, plus complexes et difficiles à réaliser.

Régime de retraite

Nous avons établi un régime de pension agréé à prestations déterminées le 31 décembre 1999. Hydro One Inc. gère les éléments d'actif et de passif du régime de retraite et effectue les placements s'y rapportant à titre de répondant et d'administrateur de ce régime. Au 31 décembre 2010, on dénombrait 5 393 membres actifs et 7 511 retraités, participants invalides et prestataires d'une rente différée. Conformément aux exigences de la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario), une évaluation actuarielle préparée au 31 décembre 2009 a été déposée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario en septembre 2010. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque lié au régime de retraite ».

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

Assurance

Nous avons une garantie d'assurance qui comporte une assurance-responsabilité, une assurance des biens multirisques et une assurance contre le bris des machines. Nous avons également une autre garantie d'assurance exigée par la législation provinciale, qui couvre la responsabilité civile automobile, la responsabilité découlant de l'utilisation de pesticides et la responsabilité relative aux aéronefs. Nous ne disposons pas d'une assurance quant aux dommages aux fils, aux poteaux et aux pylônes de nos réseaux de transport et de distribution situés à l'extérieur de nos postes de transport et de distribution, y compris les dommages attribuables aux intempéries, à d'autres désastres naturels ou à des catastrophes ni quant aux coûts de mesures correctives en cas de dommages environnementaux. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque lié aux événements naturels imprévus et autres ».

Environnement

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

Système de gestion environnementale et de la santé et sécurité

La politique environnementale de Hydro One prévoit notamment que nous repérerons, évaluerons et gérerons les risques environnementaux importants et que nous intégrerons des considérations environnementales dans notre processus décisionnel. Dans le cadre de notre système de gestion environnementale et de la santé et sécurité, nous avons un système de gestion environnementale conçu en fonction de la mise en œuvre de notre politique environnementale destinée à repérer et à évaluer les répercussions environnementales de notre exploitation et de nos installations et à contribuer à l'amélioration continue de notre performance environnementale. Notre système de gestion comprend une évaluation annuelle des risques liés à certaines questions environnementales importantes comme les BPC et notre programme de remise en état des terrains. Ce système de gestion environnementale nous a permis de repérer et d'évaluer des risques et de mettre en œuvre des mesures de contrôle afin d'atténuer les risques importants. Nous mettons à jour continuellement notre système de gestion environnementale pour refléter les changements organisationnels et le progrès réalisé dans l'atteinte de nos objectifs environnementaux.

Permis, licences et approbations

Nous sommes tenus d'obtenir et de conserver des permis et des approbations spécifiques des autorités fédérales, provinciales et locales à l'égard de la conception, de la construction et de l'exploitation d'installations de transport et de distribution nouvelles ou mises à niveau. Il s'agit notamment d'approbations découlant d'une évaluation environnementale, de permis à l'égard d'installations qui seront situées dans des parcs ou d'autres secteurs réglementés ou qui franchissent des cours d'eau et d'approbations de rejets dans l'atmosphère et dans l'eau. Bien que la majorité de ces permis et approbations soient prévus par des lois provinciales, certains projets peuvent nécessiter des approbations environnementales du gouvernement fédéral, par exemple des autorisations prévues par la *Loi sur les pêches* (Canada), la *Loi sur la protection des eaux navigables* (Canada) et la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (Canada). La *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* peut s'appliquer à des projets sur des terres de régime fédéral, notamment les réserves des Premières nations et les parcs fédéraux. Les installations d'interconnexion avec des entreprises de services publics établies dans d'autres provinces et États voisins nécessitent également une approbation du gouvernement fédéral et sont soumises à un examen des autorités de réglementation fédérales.

L'aménagement de nouvelles installations de transport et les grands projets d'agrandissement nécessitent une approbation en vertu de la Loi sur les évaluations environnementales. De façon générale, les projets plus importants sont assujettis au processus d'évaluation environnementale individuelle. La majorité des approbations relèvent du processus d'évaluation environnementale de portée générale, qui prévoit un processus d'approbation simplifié. La portée, l'échéancier et le coût des évaluations environnementales dépendent de l'envergure et du type de projet, de son emplacement (en milieu urbain ou en milieu rural), de la sensibilité environnementale de terres touchées et de l'importance des incidences environnementales possibles.

Rejets

La législation environnementale fédérale, provinciale et municipale réglemente le rejet de substances précises dans l'environnement par l'interdiction des évacuations ayant des répercussions qui sont défavorables sur l'environnement, ou qui pourraient l'être. Des déversements et des fuites de substances se produisent dans le cours de nos activités normales. En conséquence, nous avons instauré des programmes de prévention des déversements et des fuites et d'atténuation des fuites comportant l'essai, le remplacement, la réparation et l'installation des systèmes de confinement, notamment le regarnissage des transformateurs et du matériel contenant de l'hexafluorure de soufre. En outre, nous avons instauré des mesures d'urgence que nous croyons suffisantes pour minimiser les répercussions environnementales des déversements et pour respecter nos obligations légales.

Substances dangereuses

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

BPC

Aux termes du règlement adopté par Environnement Canada en 2008, toutes les pièces d'équipement et matières contenant des BPC en concentrations de 500 parties par million (« ppm ») ou plus, sauf les transformateurs sur poteau et l'équipement électrique auxiliaire connexe ainsi que les ballasts de tubes fluorescents, devaient être éliminées avant la fin de 2009. Hydro One a demandé et obtenu un permis d'Environnement Canada qui prolonge le délai aux fins de l'élimination d'équipement électrique particulier contenant ou pouvant contenir des BPC en concentrations de 500 ppm ou plus (la dernière date fixée étant le 31 décembre 2014). Pour ce qui est des BPC présents en concentrations de 50 ppm ou plus dans les transformateurs sur poteau et l'équipement électrique auxiliaire connexe, les ballasts de tubes fluorescents et les autres équipements électriques, ils doivent être éliminés avant la fin de 2025. Par ailleurs, les liquides qui contiennent des BPC en concentrations de deux ppm ou plus et qui ont été retirés des équipements ne peuvent être réutilisés.

Jusqu'à maintenant, environ 97,7 % des BPC de Hydro One ont été détruits de façon sécuritaire. Les déchets contaminés par des BPC sont transportés jusqu'à des installations de destruction détenant une accréditation provinciale pour y être incinérés ou détruits par un processus chimique. Les 2,3 % restants se retrouvent en concentrations extrêmement faibles (généralement de moins de 500 ppm) dans de petits appareils électriques dispersés à l'échelle de l'Ontario. Hydro One estime que, pour se conformer à ce règlement, elle devra inspecter, mettre à l'essai, modifier, remplacer et/ou éliminer environ 598 000 pièces d'équipement.

Notre meilleure estimation à l'égard des dépenses consolidées que Hydro One devra engager pour se conformer au règlement définitif sur les BPC adopté en 2008 est d'environ 308 millions de dollars, ce qui,

compte tenu des dépenses de 2010, correspond à une légère diminution par rapport aux sommes antérieurement utilisées pour comptabiliser la tranche liée aux BPC du passif environnemental inscrit à notre bilan au 31 décembre 2009. Ces dépenses devraient être engagées à un rythme relativement uniforme au cours de la période allant de 2011 à 2025. Par suite de la dernière estimation des coûts devant être engagés pour la conformité aux règlements existants sur les BPC, nous avons réduit notre passif environnemental au 31 décembre 2010 d'environ 15 millions de dollars par rapport à celui du 30 septembre 2010, ce passif représentant la valeur actualisée des dépenses futures estimatives. Comme nous prévoyons que ces dépenses futures continueront de pouvoir être recouvrées au moyen des tarifs futurs, une réduction d'environ 15 millions de dollars a également été inscrite au compte de contrepartie de l'actif réglementaire connexe, afin de refléter la probabilité du recouvrement futur, auprès de la clientèle, de ces dépenses au titre de la contamination par les BPC.

Amiante

À la suite de modifications réglementaires, nous prévoyons engager ultérieurement des dépenses afin de repérer, d'enlever et d'éliminer le matériel contenant de l'amiante se trouvant dans certaines de nos installations. Au cours de l'exercice, la société a effectué une étude avec l'aide d'un expert externe afin d'estimer les dépenses futures associées à l'enlèvement de l'amiante avant la démolition des installations. La société a comptabilisé à cet égard un passif de 7 millions de dollars au 31 décembre 2010 en fonction de la valeur actualisée nette des dépenses totales futures qui, selon les meilleures estimations de la société, s'élèvent à 18 millions de dollars pour l'exécution des activités d'enlèvement de l'amiante. Nous prévoyons que ces dépenses futures pourront être recouvrées dans les tarifs d'électricité des années à venir.

Herbicides

Nous utilisons des herbicides pour la lutte contre la végétation incompatible sur les emprises, le long des lignes de transport et de distribution et pour le contrôle de toute la végétation sur les emplacements des postes. Nous recourons actuellement à une approche de gestion intégrée en vue d'une gestion de la végétation utilisant la coupe manuelle et mécanique et l'emploi d'herbicides. La *Loi sur l'interdiction des pesticides utilisés à des fins esthétiques* (Ontario) et le *Regulation 63/09* prévoient une exception pour les travaux publics, qui permet l'application d'herbicides dans le cadre de programmes de services d'utilité publique. Nous collaborons avec des agences gouvernementales et externes afin de nous assurer de notre conformité. Tel qu'il est indiqué ci-dessous, l'utilisation historique d'herbicides a contaminé certaines de nos propriétés et quelques propriétés avoisinantes.

Le 11 mars 2011, le ministère des Richesses naturelles a constitué un comité indépendant chargé d'enquêter sur la portée et l'échelle de l'utilisation de l'herbicide 2,4,5-T en Ontario. Ce comité enquêtera sur l'utilisation de cet herbicide par les ministères et organismes du gouvernement de l'Ontario et examinera les effets possibles de l'exposition à l'herbicide 2,4,5-T sur la santé. Les conclusions du comité seront rendues publiques. Les sociétés qui ont remplacé Hydro One ont utilisé dans le passé cet herbicide pour la maîtrise de la végétation. On ne peut évaluer pour le moment les répercussions, s'il en est, que les conclusions du comité auront sur Hydro One.

Produits de préservation du bois

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

Généralités

Les passifs environnementaux font l'objet d'une révision annuelle ou à des intervalles plus rapprochés si des modifications importantes sont apportées à la réglementation ou si d'autres événements pertinents surviennent. Les modifications apportées aux estimations sont comptabilisées de manière prospective.

Évaluation et remise en état des terrains

Hydro One Networks Inc. a mis sur pied un programme volontaire d'évaluation de terrains et de remise en état afin de repérer la présence de tout contaminant lié à nos postes de transport et de distribution et à nos centres de réparation. Notre filiale Hydro One Remote Communities Inc. a également un programme destiné aux centrales dont elle est propriétaire ou qu'elle exploite. Ces programmes visent le repérage systématique de toute contamination qui provient de ces installations ou qui s'y trouve et, le cas échéant, la mise au point de mesures correctives pour Hydro One et les propriétés privées adjacentes. Les contaminants potentiels comprennent les huiles isolantes, les substances utilisées dans le passé pour la lutte contre la végétation, comme l'anhydride arsénieux, et d'autres substances telles que le mazout, l'essence, les BPC et les produits de préservation du bois comme le pentachlorophénol. Les évaluations environnementales de phase I ont été exécutées à la plupart des postes de transport, des centres de réparation et des centrales dans les régions éloignées. Un nombre restreint d'évaluations de phase I ont été entreprises aux postes de distribution, compte tenu de leur nombre élevé et de leur historique d'exploitation similaire. Une présélection de sites comprenant un échantillonnage des sols dans les zones probables de contamination a été entreprise à la plupart de ces endroits.

Hydro One possède 2 212 sites. À environ 880 de ces sites, les analyses ont révélé qu'au moins un échantillon de sol ou d'eaux souterraines présentait une teneur supérieure aux normes du ministère de l'Environnement de l'Ontario (pour au moins une substance visée). Nous avons achevé le nettoyage de 175 sites, à certains desquels nous avons enlevé des réservoirs souterrains de stockage de carburant ou de ravitaillement. Nous avons élaboré un système de classification des propriétés fondé sur les risques pour faciliter l'établissement des priorités aux fins d'un échantillonnage de phase II, et ce système est complété par des inspections visuelles des sites et de propriétés réceptrices avoisinantes. Les mesures correctrices et, le cas échéant, de gestion des risques sont prises en fonction des résultats de l'échantillonnage de phase II et des discussions qui sont menées avec les propriétaires des propriétés touchées et les autorités de réglementation. Le ministère de l'Environnement de l'Ontario (au niveau local et au niveau du siège social) ainsi que les autorités locales et les médecins hygiénistes du ministère de la Santé participent activement au programme. D'autres travaux pourraient être nécessaires si nous vendons ou désaffectons ces sites.

Les dépenses consolidées futures reliées au programme d'évaluation de sites et de mesures correctives de Hydro One sont actuellement évaluées à quelque 61 millions de dollars. On prévoit que ces dépenses seront engagées à des intervalles réguliers durant la période qui se termine en 2020. Les dépenses consolidées estimatives pour 2011 s'élèvent à environ 7 millions de dollars.

Champs électriques et magnétiques

Des champs électriques et magnétiques existent chaque fois que de l'électricité est utilisée ou transmise, y compris aux installations d'énergie électrique comme les lignes de transport et de distribution et les sous-stations, et dans chaque immeuble doté du service électrique en Ontario. Des organisations de la santé nationales et internationales, y compris l'Organisation mondiale de la Santé, ont indiqué qu'il n'existe pas suffisamment de preuves pour conclure que le faible niveau d'exposition de nos collectivités à ces champs a des effets indésirables sur la santé.¹⁾ Santé Canada « ne juge pas nécessaire d'élaborer des

¹⁾ Par exemple, Organisation mondiale de la Santé (OMS). *Champs électromagnétiques et santé publique*. Aide-mémoire N° 322, juin 2007; *Extremely Low Frequency Fields, Critères d'hygiène de l'environnement*, Vol. 238, Genève, OMS, juin 2007.

lignes directrices à l'intention de la population canadienne parce que les preuves scientifiques ne sont pas assez fortes pour conclure que l'exposition cause des problèmes de santé ».²⁾ Nous commanditons des recherches et nous surveillons les développements nationaux et internationaux. Les champs électriques et magnétiques ne sont pas actuellement réglementés par les gouvernements fédéral ou provinciaux et, à notre connaissance, aucun de ces échelons gouvernementaux n'a de projet visant à les réglementer.

Poursuites et application de la loi

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

Le 29 mars 1999, la bande de la Première nation Whitesand a intenté une poursuite devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario citant, à titre de défendeurs, la province, le procureur général du Canada, Ontario Hydro, la SFIEO, OPG et notre société. Le 24 mai 2001, la bande de la Première nation Whitesand a exercé un recours presque identique contre les mêmes parties. La bande des Premières nations Red Rock a exercé un recours similaire le 7 septembre 2001 contre les mêmes parties. En 2004, ces diverses actions ont été regroupées. Ces actions visaient l'obtention d'un jugement déclaratoire, d'une injonction et de dommages-intérêts d'un montant non précisé. Les réclamations découlaient des inondations auxquelles Ontario Hydro avait procédé et des effets allégués de ces inondations sur les terres à l'égard desquelles les deux Premières nations revendiquent des droits. En mai 2009, toutes les parties ont conclu une entente prévoyant le rejet de toutes les actions exercées contre Hydro One sans frais. Le 27 juillet 2010, aux termes d'une ordonnance du tribunal, l'action regroupée et la demande reconventionnelle du Procureur général du Canada contre Hydro One ont été rejetées sans frais.

Santé et sécurité

Hydro One estime que la santé et la sécurité d'une importance cruciale pour l'exploitation de son entreprise, maintient un rendement de quartile supérieur dans certains secteurs clés et continue d'élaborer, de mettre en œuvre et de maintenir des programmes et initiatives progressistes. Nous avons à cœur de créer et de maintenir un milieu de travail sûr et de veiller à la sécurité publique, et nous concentrons nos efforts sur l'élimination des blessures graves et des « accidents évités de justesse » qui auraient pu en être l'occasion. Nous avons élaboré et continuons d'élaborer un certain nombre de programmes et de pratiques afin de prévenir les blessures et de réduire au minimum le risque de tout préjudice que nos installations et nos activités peuvent causer au public. Nous avons mis en place des politiques visant la santé et la sécurité des travailleurs et la sécurité publique.

Des mesures sont en place afin d'évaluer le nombre de jours de travail perdus et d'interventions du personnel médical en raison d'accidents du travail. Ces indicateurs font l'objet d'un suivi par la direction et par le comité de santé, sécurité et environnement du conseil d'administration. La rémunération de la direction est en partie liée à l'atteinte des cibles de rendement annuelles en matière de santé et sécurité. En cas de blessure, un programme de suivi efficace nous permet d'assurer que les employés se rétablissent et reviennent au travail le plus tôt possible.

²⁾ Santé Canada. Votre santé et vous : Champs électriques et magnétiques de fréquences extrêmement basses. http://www.hc-sc.gc.ca/iyh-vsv/envIRON/magnet_f.html.

En 2010, nous avons maintenu le programme en matière de sécurité appelé *Journey to Zero* (Objectif zéro), instauré en 2009. Dans le cadre de ce programme, nous comparons notre démarche en matière de gestion de santé et de sécurité avec celle d'entreprises de premier ordre afin de déceler les écarts éventuels. Nous avons établi les priorités parmi les occasions d'amélioration, avons commencé à les mettre en œuvre en 2010 et prévoyons de continuer à le faire à l'avenir.

En 2010, nous avons porté une attention particulière aux mesures liées au programme Objectif zéro, à l'analyse des accidents de véhicules automobiles, à la vérification de la qualité du travail, à la formation, notamment en matière de sécurité, au mentorat et à l'encadrement sur le terrain et à la sécurité des jeunes travailleurs et des nouvelles recrues et à un certain nombre de mesures visant le bien-être des employés. Comme dans le passé, nous nous sommes concentrés sur des domaines précis de risque, notamment les décharges électriques, l'épuisement et les chutes. Grâce à un examen des incidents, nous espérons comprendre et prévenir les facteurs qui y contribuent.

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

RÉGLEMENTATION

Régime législatif et fonctionnement

Généralités

La *Loi de 1998 sur l'électricité*, dans sa version modifiée, et la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, dans sa version modifiée, établissent en grande partie le vaste cadre législatif du marché de l'électricité en Ontario. La *Loi de 1998 sur l'électricité* énonce les principes fondamentaux du secteur de l'électricité en Ontario et a permis le libre accès non discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution. La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* habilite la CEO à régir le marché de l'électricité en Ontario et lui donne le mandat de le faire.

La CEO fournit un cadre pour l'examen des besoins de revenus de distribution et de transport des entreprises de services publics de l'électricité, de manière que les tarifs puissent être rajustés en fonction de la moyenne historique ou des besoins prévus. Se reporter aux rubriques « Réglementation – Ordonnances tarifaires et questions connexes relatives aux entreprises de Hydro One – Distribution – Ordonnances tarifaires en vigueur et examen de la structure tarifaire existante de l'entreprise de transport » et « Réglementation – Ordonnances tarifaires et questions connexes relatives aux entreprises de Hydro One – Distribution – Hydro One Remote Communities Inc. ». Un groupe de travail mis sur pied par la CEO se penche régulièrement sur les questions de répartition des coûts.

Le 27 octobre 2010, la CEO a annoncé qu'elle projetait de renouveler son cadre réglementaire afin de rendre compte de l'importance des investissements futurs destinés au réseau. La CEO a indiqué que ce cadre réglementaire renouvelé sera conçu selon trois mesures stratégiques. D'abord, la CEO a indiqué qu'elle réexaminera sa méthode de planification des investissements destinés au réseau par les transporteurs et les distributeurs, notamment la prise en compte de moyens d'inciter les distributeurs et les transporteurs de prévoir leurs investissements en gardant à l'esprit l'incidence globale sur la facture. Ensuite, elle a indiqué qu'elle passera en revue sa politique en matière de réduction des tarifs en examinant d'autres approches et d'autres traitements des tarifs qui atténueraient l'incidence des hausses de tarifs ou de factures sur les consommateurs. Pour terminer, la CEO a précisé qu'elle passera en revue ses politiques actuelles en matière de tarification pour qu'elles continuent à faciliter la mise en œuvre efficiente et rentable des plans qu'elle a approuvés.

Arrangements contractuels, codes et permis

Convention d'exploitation avec la SIERE

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, la SIERE doit conclure avec les transporteurs des ententes lui donnant l'autorisation de diriger l'exploitation de leurs réseaux. Le 8 juin 2001, nous avons conclu avec la SIERE une convention d'exploitation d'une durée de 10 ans, qui établit les responsabilités spécifiques des parties concernant la prestation du service de transport. On prévoit que la convention conclue entre notre société et la SIERE sera renouvelée.

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

Relations de Hydro One avec d'autres intervenants du marché

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

Certains intervenants du marché, comme les producteurs et les grands consommateurs qui sont intégrés dans les réseaux de distribution, sont approvisionnés à partir du marché de gros par des lignes et des installations que la CEO définit comme étant de la « distribution », ou réputées telles par la CEO, et appartenant à des sociétés de distribution locales. En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, les sociétés de distribution locales doivent, à tout le moins, permettre aux producteurs et aux abonnés admissibles d'accéder sans discrimination aux marchés de gros administrés par la SIERE. Les sociétés de distribution locales doivent informer la SIERE de toute situation dans leur réseau de distribution pouvant influencer sur la capacité des producteurs et des abonnés intégrés de participer aux marchés élargis administrés par la SIERE.

Codes de l'industrie de l'électricité

La CEO a émis et, dans certains cas, modifié plusieurs codes qui régissent l'exploitation des entités ayant obtenu une licence de la CEO en Ontario. Ces codes comprennent le code des relations entre les membres du même groupe pour les distributeurs et transporteurs d'électricité, le code du service d'approvisionnement ordinaire, le code des réseaux de transport, le code des réseaux de distribution, le code du règlement du secteur du détail, le code de conduite des détaillants en électricité, le code relatif aux compteurs divisionnaires intelligents et le code de la conservation et de la gestion de la demande visant les distributeurs d'électricité. Ces codes prescrivent les normes de conduite et les normes de service minimums pour les transporteurs, les distributeurs, les fournisseurs de compteurs divisionnaires intelligents et/ou les détaillants sur le marché de l'électricité. Ces codes sont disponibles sur le site Web de la CEO à www.oeb.gov.on.ca.

Permis dans l'industrie de l'électricité

Les permis de transport et de distribution de Hydro One Networks Inc. ont été délivrés en 2003 et en 2004, respectivement. Les permis se rapportant à toutes nos entreprises réglementées comportent une durée de 20 ans et intègrent les exigences de la CEO en matière d'information et de tenue de registres (*Electricity Reporting and Record Keeping Requirements*). La Loi sur l'énergie verte a modifié nos permis pour permettre le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable et la mise en œuvre du réseau intelligent. Se reporter aux rubriques « Réglementation – Arrangements contractuels, codes et permis – Permis de transport » et « Réglementation – Arrangements contractuels, codes et permis – Permis de distribution ».

Permis de transport

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

- ***Obligation de conclure une convention avec la SIERE*** – Nous sommes tenus de conclure la convention d'exploitation avec la SIERE, qui prévoit la direction, par celle-ci, de l'exploitation de notre réseau de transport. Le 8 juin 2001, nous avons conclu une convention d'exploitation avec la SIERE. Se reporter à la rubrique « Réglementation – Arrangements contractuels, codes et permis – Convention d'exploitation avec la SIERE ».
- ***Accès non discriminatoire*** – Si un producteur, un distributeur, un détaillant, un grossiste ou un abonné nous demande de transporter de l'électricité sur notre réseau de transport, nous devons, sous réserve des contraintes de capacité, offrir de transporter l'électricité pour le compte du demandeur, d'une manière compatible avec les règles du marché pertinentes et le code des réseaux de transport.
- ***Obligation de branchement et accès prioritaire en ce qui concerne le raccordement*** – Nous ne pouvons refuser une offre de raccordement à notre réseau de transport qui a été faite conformément aux modalités de notre ordonnance tarifaire de transport, aux règles du marché et au code des réseaux de transport, à moins d'y être autorisés par la CEO, la législation ou les codes, normes ou règles que nous devons respecter à titre de condition de notre permis. Les responsabilités respectives de Hydro One et du client qui demande un raccordement sont décrites dans la procédure de raccordement énoncées dans notre permis. Nous sommes tenus d'assurer aux installations de production d'énergie renouvelable qui satisfont aux exigences prescrites par la réglementation provinciale un accès prioritaire en ce qui concerne le raccordement au réseau de transport.
- ***Obligation de maintenir l'intégrité du réseau*** – Nous devons maintenir notre réseau de transport en fonction des normes établies dans notre convention avec la SIERE, des règles du marché et de toute autre norme d'exploitation ou de planification reconnue dans l'industrie que la CEO a précisées.
- ***Tarifs de transport*** – Nous ne pouvons exiger des frais de transport d'électricité ou de branchement à notre réseau de transport, sauf conformément à notre ordonnance tarifaire de transport.
- ***Préparation de plans*** – Nous sommes tenus de préparer des plans que nous devons faire approuver par la CEO de la manière et au moment que prescrit la CEO ou la réglementation pour définir l'extension ou le renforcement du réseau de transport qui seront nécessaires pour permettre le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable et de préparer des plans pour l'élaboration et la mise en place du réseau intelligent à l'égard du réseau de transport.
- ***Séparation de l'activité commerciale*** – Notre entreprise de transport doit séparer ses registres financiers de ceux de toute autre entreprise de Hydro One.
- ***Expansion du réseau de transport*** – La construction, l'expansion ou le renforcement de notre réseau de transport est assujéti aux dispositions législatives, aux approbations des organismes de réglementation, aux permis, aux codes et aux règles du marché. La SIERE ou la CEO peut nous demander d'étendre ou de renforcer notre réseau de transport si elle le juge nécessaire pour le maintien de la sécurité, de la fiabilité ou de l'intégrité du réseau. Se reporter à la rubrique « Description de l'entreprise – Notre entreprise de transport – Projets liés à l'interconnexion ».

- **Présentation de l'information** – Nous sommes tenus de maintenir des registres, de fournir à la CEO les renseignements que celle-ci peut exiger à l'occasion et de l'informer de tout changement important de circonstances au plus 20 jours après la date à laquelle le changement s'est produit.
- **Restrictions applicables à la communication d'information** – Certaines restrictions s'appliquent à notre utilisation de l'information concernant des consommateurs, des détaillants, des grossistes et des producteurs ainsi qu'à la communication de cette information. Nous devons obtenir le consentement à la communication de cette information, sauf dans certaines situations précises, et devons informer les parties en cause des conditions auxquelles cette information peut être divulguée sans leur consentement.

Permis de distribution

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

- **Séparation de l'activité commerciale** – obligent l'entreprise de distribution à tenir des registres financiers distincts de ceux de l'entreprise de transport;
- **Tarifs de distribution** – créent une obligation d'exiger des tarifs qui respectent une ordonnance de la CEO et qui sont conformes aux méthodes et techniques imposées par le manuel de tarification de la distribution de l'électricité, le code des réseaux de distribution, le code du service d'approvisionnement ordinaire et le code du règlement des ventes au détail;
- **Respect du code** – exigent le respect du code du règlement des ventes au détail et du code des relations entre les membres du même groupe pour les distributeurs et transporteurs d'électricité;
- **Rabais** – prescrivent la façon dont nous devons transmettre aux abonnés les rabais d'OPG;
- **Obligation en matière de branchement et de service et accès prioritaire en ce qui concerne le raccordement** – imposent l'obligation, à notre entreprise de distribution, de brancher un immeuble à notre réseau de distribution dans les circonstances prescrites, et de vendre de l'électricité ou d'assurer son approvisionnement à chaque personne raccordée à notre réseau de distribution, conformément à nos ordonnances tarifaires de distribution et au code du service d'approvisionnement ordinaire, de même que de vendre l'électricité aux consommateurs d'une manière compatible avec les modalités et conditions de ces dispositions. Nous sommes également tenus d'assurer aux installations de production d'énergie renouvelable qui satisfont aux exigences prescrites par la réglementation provinciale un accès prioritaire en ce qui concerne le raccordement au réseau de distribution;
- **Préparation de plans** – nous obligent à préparer des plans que nous devons faire approuver par la CEO de la manière et au moment que prescrit la CEO ou la réglementation pour définir l'extension ou le renforcement du réseau de distribution qui seront nécessaires pour permettre le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable et de préparer des plans pour l'élaboration et la mise en place du réseau intelligent à l'égard du réseau de distribution.

Hydro One Networks Inc. détient un permis de distribution provisoire pour servir la collectivité de Cat Lake dans le nord-ouest de l'Ontario. Le permis provisoire a été délivré initialement en juillet 2006 et a été renouvelé régulièrement pour des durées consécutives de trois mois chacune.

Ordonnances tarifaires et questions connexes relatives aux entreprises de Hydro One

La CEO approuve tant les besoins de revenus de nos entreprises réglementées que leurs tarifs. Les tarifs sont conçus pour permettre à nos entreprises de recouvrer les coûts autorisés et de gagner un taux de rendement annuel, établi selon une formule des capitaux propres moyens attribuables à nos actions ordinaires par l'application d'une prime du risque des capitaux propres déterminée pour prévoir les taux d'intérêt sur les obligations à long terme.

L'expression « base tarifaire de services publics » vise l'investissement dans l'entreprise réglementée (y compris l'actif brut immobilisé en service, moins l'amortissement cumulé, plus le fonds de roulement nécessaire et, en général, à l'exclusion des travaux de construction en cours). La base tarifaire de services publics est utilisée pour déterminer la structure du capital approuvée pour les entreprises réglementées afin d'établir les frais financiers et le rendement des capitaux propres attribuables à l'actionnaire, autorisés pour ces entreprises.

Transport

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

Les tarifs de transport de Hydro One sont établis à l'aide des tarifs de transport uniforme, qui sont fondés sur les coûts entièrement répartis et liés à la fourniture des trois éléments suivants du service de transport :

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

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

Hydro One Networks Inc. a déposé sa demande d'approbation de besoins de revenus et de tarifs de transport pour 2009-2010 auprès de la CEO le 30 septembre 2008. Les besoins de revenus demandés étaient de 1 233 millions de dollars en 2009 (ce qui représente un accroissement de 6,4 % d'un exercice à l'autre) et de 1 341 millions de dollars en 2010 (ce qui représente un accroissement de 12,1 % d'un exercice à l'autre). Dans la décision que la CEO a rendue le 28 mai 2009, elle a approuvé des besoins de revenus de 1 180 millions de dollars pour 2009, ce qui a entraîné une hausse de 1,5 %. La CEO a refusé des dépenses en immobilisations de 180 millions de dollars liés à l'élaboration d'un certain nombre de projets dont la justification ne lui paraissait pas suffisamment établie, mais elle a laissé entrevoir qu'elle reconsidérerait cet aspect de la décision si Hydro One Networks Inc. choisissait de soumettre une preuve additionnelle. Hydro One Networks Inc. a soumis cette preuve supplémentaire à l'égard de deux projets totalisant environ 160 millions de dollars. Le 5 novembre 2009, la CEO a établi à 8,39 % le taux de rendement des capitaux propres de Hydro One pour 2010. Le 11 décembre 2009, la CEO a publié une décision au terme de son examen du coût du capital et a porté à 9,75 % le taux général de rendement des

capitaux propres aux fins des tarifs de 2010. La CEO a approuvé la demande supplémentaire à l'égard des projets additionnels que Hydro One a soumise le 16 décembre 2009 prévoyant des besoins de revenus de 1 257 millions de dollars pour 2010, ce qui a entraîné une hausse de 9,2 % des tarifs en 2010, soit une augmentation d'environ 0,6 % de la facture totale des abonnés. Toutefois, la décision de la CEO obligeait Hydro One à déposer une ordonnance tarifaire prévoyant un taux de rendement des capitaux propres inférieur (c.-à-d. 8,39 %) plutôt que le taux de rendement des capitaux propres supérieur de 9,75 %. Le 5 janvier 2010, Hydro One a déposé un avis de requête demandant un examen et une modification de la décision du 16 décembre 2009 de la CEO selon laquelle la CEO ordonnait à Hydro One de déposer une ordonnance tarifaire fondée sur le taux de rendement des capitaux propres inférieur (c.-à-d. 8,39 %) plutôt que le taux de rendement des capitaux propres supérieur. La CEO a rendu sa décision ainsi qu'une ordonnance sur la requête le 5 avril 2010, dans laquelle elle a indiqué que sa décision du 16 décembre 2009 ne serait pas modifiée.

Le 19 mai 2010, Hydro One Networks Inc. a déposé sa demande d'approbation de besoins de revenus et de tarifs de transport pour 2011 et 2012. Cette demande comprenait une demande visant l'approbation du plan en matière d'énergie verte relatif à son entreprise de transport. L'audience a débuté le 20 septembre 2010 et a pris fin le 7 octobre 2010.

Le 23 décembre 2010, la CEO a rendu sa décision sur la demande. Dans cette décision, les besoins de revenus pour 2011, qui étaient de 1 446 millions de dollars selon la demande initiale, ont été ramenés à environ 1 350 millions de dollars, et les besoins de revenus pour 2012, qui étaient d'environ 1 547 millions de dollars dans la demande initiale, ont été portés à environ 1 660 millions de dollars. Par suite de ces changements, les tarifs de transport augmentent d'environ 7 % en 2011 et de 26 % (11 % à l'exclusion des effets des normes IFRS) en 2012, contre 15,7 % et 9,8 % dans la demande originale. Les principaux changements comprennent un taux de rendement des capitaux propres inférieur de 9,66 % en 2011 et de 10,09 % en 2012, le refus d'inclure nos travaux de construction en cours dans la demande de base tarifaire à l'égard de la ligne de transport entre Bruce et Milton et des réductions générales de 3 % et de 4 % des charges EE et A pour 2011 et 2012, respectivement. La CEO a ordonné à Hydro One d'adopter les normes IFRS en 2012 et de comptabiliser l'augmentation de 200 millions de dollars dans les besoins de revenus de 2012. Le plan en matière d'énergie verte de Hydro One n'a pas été approuvé. La CEO a approuvé les tarifs de transport uniformes pour 2011 le 17 janvier 2011. Les tarifs sont maintenant en vigueur pour janvier 2011.

Le 17 janvier 2011, le PWU a interjeté appel de la décision de la CEO à l'égard de la demande d'approbation de besoins de revenus et de tarifs de transport de Hydro One pour 2011 et 2012 devant la Cour supérieure de justice (Cour divisionnaire) invoquant une erreur de droit, la CEO ayant fait défaut de permettre à notre société de recouvrer avec prudence les coûts raisonnablement engagés au titre des charges EE et A (13 millions de dollars en 2011 et 18 millions de dollars en 2012). Cet appel ne devrait pas avoir d'incidence sur le recouvrement des nouveaux tarifs de transport de 2011 pendant la durée des procédures. Il sera entendu le 10 juin 2011.

Concurrence

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

Dans le passé, les abonnés avaient la possibilité de construire et de détenir leurs propres installations de branchement au réseau de transport et d'éviter ainsi de payer nos frais de branchement. Seuls quelques grands abonnés industriels et les sociétés de distribution locales se sont prévalus de cette possibilité, probablement en raison des coûts élevés de construction. Selon le nouveau régime de réglementation, en plus d'éviter de nous verser des frais de raccordement, les sociétés de distribution locales qui détiennent

leurs propres installations de raccordement au réseau de transport peuvent inclure ces biens dans leur base tarifaire et gagner à cet égard un rendement réglementé. Toutefois, de façon générale, les abonnés continueront d'avoir le choix de faire intégrer leurs nouvelles installations de raccordement dans nos installations de transport et de transformation et nos groupes de lignes existants ou encore de construire et de détenir leurs installations de raccordement. Nous prévoyons continuer d'entretenir et de restaurer nos biens de raccordement existants et nous présenterons des offres portant sur la construction et la propriété de nouvelles installations.

Évitement

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

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

En août 2005, après un vaste processus de consultation, la CEO a publié une version révisée du code des réseaux de transport qui met en œuvre, entre autres, les principes régissant l'évitement des réseaux de transport.

Demandes relatives aux installations

Les prolongements de plus de deux kilomètres de lignes de transport nécessitent l'approbation préalable de la CEO aux termes de l'article 92 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, ainsi qu'une évaluation environnementale et d'autres approbations. Les exigences de dépôt de la CEO pour les demandes de transport, qui comprennent les exigences de dépôt pour les demandes d'autorisation de construction de projets de transport d'électricité en vertu de l'article 92 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, assurent un examen complet des projets de transport proposés. Que l'autorisation de la CEO pour amorcer la construction soit reçue ou non, le recouvrement des coûts à l'égard des installations approuvées nécessite quand même l'approbation définitive de la CEO dans le cadre d'une demande d'autorisation de tarifs de transport.

Le 29 août 2007, l'OEO a déposé son premier PREI auprès de la CEO aux fins d'approbation. Le 17 septembre 2008, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure a donné une directive supplémentaire ordonnant à l'OEO de réexaminer le PREI courant afin d'accélérer les cibles de conservation et d'accroître le nombre de sources d'énergie renouvelable dans le portefeuille des sources d'approvisionnement. En outre, le ministre a demandé à l'OEO d'entreprendre un processus amélioré de consultation des communautés des Premières nations et des Métis à la lumière d'une obligation potentielle de consultation.

Le 21 septembre 2009, la province a annoncé avoir demandé à Hydro One d'entreprendre 20 projets en matière de transport et d'en demander l'approbation à l'appui de la Loi sur l'énergie verte afin de contribuer au raccordement de sources d'énergie renouvelable au réseau. Au début de mai 2010, le ministre de l'Énergie a demandé à l'OEO de désigner les projets de transport critiques devant être mis en œuvre le plus rapidement possible afin de soutenir le programme de TRG ainsi que la mesure de fabrication et de mise en œuvre liée à l'énergie solaire et/ou éolienne annoncée par la province en janvier 2010. Les travaux portant sur les 20 projets de transport ont été suspendus jusqu'à ce que l'OEO achève son plan modifié en matière de transport. Le 23 novembre 2010, le ministère de l'Énergie a publié le Plan énergétique à long terme, qui définissait trois projets prioritaires en matière de transport que la province demandait à Hydro One de mettre en œuvre. Comme il a été indiqué ci-dessus, dans une lettre datée du 22 décembre 2010, le ministre de l'Énergie a demandé à Hydro One d'entamer la planification et les travaux d'aménagement à l'égard de ces trois projets prioritaires. Par la suite, aux termes d'une directive donnée à la CEO le 17 février 2011 ainsi qu'aux termes d'une décision et d'une ordonnance de la CEO datée du 28 février 2011, le permis de transport de Hydro One a été modifié afin que celle-ci puisse entreprendre ces trois projets et planifier des travaux de mise à niveau et demander l'approbation de ces travaux visant jusqu'à 15 postes de transport.

Le 26 août 2010, la CEO a publié sa nouvelle politique sur les plans d'aménagement de projets de transport (*Framework for Transmission Project Development Plans*). Cette politique prévoit un cadre pour les nouveaux investissements en matière de transport en Ontario et instaure un principe de concurrence pour l'aménagement de projets de transport sous la forme d'un processus ouvert de soumissions à l'égard de la désignation à titre de transporteur.

Responsabilité à l'égard des coûts de raccordement et lignes reliées aux secteurs

En janvier 2008, la CEO a lancé un processus de consultation afin d'examiner la question de la responsabilité des coûts de raccordement des installations de production et des installations de charge aux réseaux de transport d'électricité.

Le 29 octobre 2008, la CEO a publié sa proposition visant à modifier le code des réseaux de transport et a adopté une solution « hybride » à l'égard de la responsabilité des coûts pour les lignes reliées aux secteurs (*enabler lines*) exigées par un PREI approuvé ou motivées par une directive ministérielle. La solution hybride verrait initialement un regroupement des coûts des lignes reliées aux secteurs par le transporteur, les producteurs payant leur quote-part lorsqu'ils seront prêts à se raccorder.

Le 20 octobre 2009, la CEO a adopté les modifications définitives devant être apportées au code des réseaux de transport, n'effectuant que de légers changements aux modifications proposées antérieurement. Dans son avis, la CEO a reconnu que certains producteurs pourraient préférer se raccorder au réseau de distribution plutôt qu'au niveau du réseau de transport pour réduire au minimum leurs frais de raccordement, mais elle n'a proposé aucun changement compensateur à l'égard des règles proposées sur la responsabilité des coûts, déclarant qu'elle s'attendait à ce que les exploitants de réseau de transport planifient en conséquence. Ces nouvelles exigences sont entrées en vigueur immédiatement.

Changements réglementaires touchant la répartition du rajustement global

En octobre 2010, la province a annoncé un changement concernant la méthodologie de répartition du rajustement global. Selon cette nouvelle méthodologie, les abonnés dont la demande de pointe mensuelle moyenne est supérieure à 5 MW se verraient attribuer des frais de rajustement globaux en fonction de la méthodologie dite *High Five*. Cette méthodologie répartit les frais en fonction de la demande des abonnés au cours des cinq demandes de pointe les plus élevées au cours de l'année antérieure, plutôt qu'en fonction d'un tarif fixe de 7,0 \$ par MWh de consommation d'énergie. Les abonnés dont la demande de pointe mensuelle moyenne est inférieure à 5 MW se verraient imputer le rajustement global en fonction de leur consommation d'énergie durant la période de facturation, conformément à la méthodologie

actuelle. Cette nouvelle méthodologie permettrait aux grands clients industriels de réduire leurs frais d'électricité et le paiement affecté au rajustement global, ce qui nécessiterait un accroissement de la contribution d'un abonné résidentiel moyen, laquelle sera reflétée dans les tarifs de la GRT que la CEO établit tous les six mois. Hydro One a mis en œuvre cette modification le 1^{er} janvier 2011, conformément à la nouvelle réglementation.

Distribution

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

Hydro One Brampton Networks Inc.

Le 6 novembre 2009, Hydro One Brampton Networks Inc. a demandé un rajustement de ses tarifs de distribution conformément au mécanisme de réglementation par incitatifs de deuxième génération de la CEO. Cette demande visait une réduction de 1,8 % à l'égard de ses tarifs de base approuvés pour 2009, l'aliénation d'actifs réglementaires du groupe 1 totalisant 8 840 808 \$ sur une période de deux ans et aucune modification des frais supplémentaires de 1,00 \$ liés au financement des compteurs intelligents et des frais de 0,12 \$ par mois pour chaque abonné qui utilise un compteur intelligent à la disposition du compte. Ce rajustement net reflète l'application d'un facteur d'indexation des prix moins la productivité, une réduction des taux de l'impôt des sociétés et une réduction du taux de la taxe sur le capital de l'Ontario. Le 13 mars 2010, la CEO a approuvé les rajustements tarifaires demandés aux fins de l'établissement des tarifs de distribution pour 2010.

Le 30 juin 2010, Hydro One Brampton Networks Inc. a présenté sa demande à l'égard des tarifs de distribution pour 2011. Le 8 novembre 2010, elle a soumis une demande révisée prévoyant des besoins de revenus de 62 847 561 \$ en raison du retrait de l'exigence relative à l'adoption immédiate des normes IFRS. Après le dépôt du 8 novembre 2010, la CEO a publié son rapport sur les paramètres du coût du capital aux fins des demandes fondées sur le coût de prestation du service pour 2011 visant les tarifs prenant effet le 1^{er} janvier 2011, et Hydro One Brampton Networks Inc. a accepté de ramener les besoins de revenus demandés à 62 415 434 \$. Selon la date à laquelle la CEO rend sa décision et son ordonnance, Hydro One Brampton Networks Inc. prévoit que cette approbation prendra effet le 1^{er} janvier 2011 et sera mise en œuvre le 1^{er} mai 2011.

Hydro One Networks Inc.

Le 13 juillet 2009, Hydro One a déposé sa demande de tarifs de distribution pour 2010 et 2011, aux termes de laquelle elle visait à obtenir des besoins de revenus de 1 181 millions de dollars pour 2010 et de 1 294 millions de dollars pour 2011. En réponse à la Loi sur l'énergie verte, notre demande comprenait le plan en matière d'énergie verte de Hydro One, qui définit l'extension ou le renforcement du réseau de distribution qui sera nécessaire afin de permettre le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable et planifie l'aménagement et la mise en place du réseau intelligent par rapport à notre réseau de distribution. Hydro One a déposé une mise à jour de sa preuve déposée préalablement le 25 septembre 2009 afin de refléter les nouveaux renseignements sur les mécanismes de recouvrement et les montants à la charge des clients de l'entreprise de distribution de Hydro One à l'égard des investissements effectués aux termes du plan en matière d'énergie verte. La demande mise à jour visait l'approbation par la CEO de besoins de revenus d'environ 1 150 millions de dollars et 1 264 millions de dollars fondés sur un taux de rendement des capitaux propres de 8,11 % et de 9,09 % pour 2010 et 2011, respectivement. Dans le cadre de l'instance relative aux tarifs de distribution pour 2010-2011, les commissaires de la CEO ont indiqué que l'utilisation du taux de rendement des capitaux propres révisé de 9,75 % établi par la CEO en 2010 était appropriée. Le 18 février 2010, la CEO a rendu une décision intérimaire aux termes de laquelle elle approuve, sur une base provisoire, la méthodologie qu'adopte Hydro One pour la répartition des frais liés au plan en matière d'énergie verte entre Hydro One et tous les abonnés établis dans la province. Le 24 février 2010, la CEO a informé les entreprises de services publics

qu'elle avait révisé le taux de rendement des capitaux propres, le faisant passer de 9,75 % à 9,85 % pour 2010. Le 9 avril 2010, la CEO a rendu une décision dans laquelle elle approuvait des besoins de revenus de 1 146 millions de dollars pour 2010.

Les besoins de revenus pour 2010 ont été rajustés pour qu'il soit tenu compte de la décision de la CEO d'appliquer un taux de rendement des capitaux propres plus élevé, soit 9,85 %, pour 2010 et de réduire de 40 millions de dollars les charges EE et A. La hausse moyenne des tarifs de distribution résultant des besoins de revenus approuvés pour 2010 s'établit à environ 9,3 % pour 2010. Pour un abonné résidentiel moyen qui consomme 1 000 kWh par mois, l'augmentation de la facture moyenne attribuable aux frais de livraison est d'environ 3,3 % ou 4,74 \$ par mois. Pour un abonné résidentiel moyen qui consomme 800 kWh par mois, l'augmentation de la facture totale attribuable aux frais de livraison est d'environ 3,2 % ou 3,77 \$ par mois.

Les besoins de revenus pour 2011 ont été rajustés pour qu'il soit tenu compte de la décision de la CEO de réduire de 40 millions de dollars les charges EE et A et pour que soit reflétée une réduction de 44 millions de dollars du programme de dépenses en immobilisations. Le 15 novembre 2010, la CEO a publié la mise à jour des paramètres relatifs au coût du capital à l'égard des tarifs prenant effet le 1^{er} janvier 2011. Le nouveau taux de rendement des capitaux propres pour 2011 est fixé à 9,66 %. L'application du taux de rendement des capitaux propres inférieur produit des besoins de revenus révisés de 1 218 millions de dollars. Les besoins de revenus approuvés pour 2011 entraînent une hausse moyenne des tarifs de distribution d'environ 8,7 % pour 2011. Pour un abonné résidentiel moyen qui consomme 1 000 kWh par mois, la hausse de la facture totale est d'environ 3,0 % ou 5,03 \$ par mois. Dans le cas d'un abonné résidentiel moyen qui consomme 800 kWh par mois, l'augmentation de la facture totale est d'environ 3,5 % ou 4,83 \$ par mois.

Le 22 juillet 2010, la CEO a publié une lettre à l'égard des consommateurs d'énergie à faible revenu par laquelle elle informait les parties prenantes des mesures qu'elle mettra en œuvre dans les domaines suivants : 1) une aide financière d'urgence, 2) des programmes cibles de conservation et de gestion de la demande et 3) des règles plus souples touchant le service à la clientèle. Par une lettre adressée à tous les distributeurs le 20 octobre 2010, la CEO leur donnait pour directive de mettre sur pied un programme d'aide financière d'urgence en fonction d'une date de prise d'effet prévue pour janvier 2011. La CEO a demandé à chaque distributeur d'établir un fonds d'aide financière d'urgence correspondant à 0,12 % de ses revenus totaux de distribution. Le fonds de Hydro One s'établit à environ 1,5 million de dollars pour 2011. Ce fonds ne peut être financé au moyen des tarifs de distribution ni d'un compte d'écart.

Le 4 août 2010, la CEO a publié une directive définitive sur la tarification selon l'heure de la consommation et a exigé que tous les abonnés admissibles de Hydro One passent à la tarification selon l'heure de la consommation au plus tard en juin 2011. Le 13 août 2010, la CEO a également établi de nouvelles exigences de présentation de l'information à l'égard du déploiement des compteurs intelligents et de l'instauration de la tarification selon l'heure de la consommation. Hydro One a déposé son premier rapport en conformité avec la nouvelle exigence le 10 septembre 2010. Hydro One a déposé une demande de dispense auprès de la CEO à l'égard d'environ 150 000 abonnés auxquels ces mesures ne peuvent s'appliquer en raison de limitations technologiques.

La CEO a accordé à Hydro One la dispense relative à l'application de la tarification selon l'heure de la consommation au plus tard en juin 2011 à l'égard des 150 000 abonnés visés par la demande de dispense. Cette dispense s'applique jusqu'au 31 décembre 2012. La CEO a demandé à Hydro One de déposer un rapport trimestriel sur les progrès réalisés dans l'application de la tarification selon l'heure de la consommation aux abonnés visés par la dispense. Le premier rapport à cet égard doit être remis le 31 octobre 2011.

Hydro One Remote Communities Inc.

L'entreprise de Hydro One Remote Communities Inc. est dispensée de l'application d'un certain nombre d'articles de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, laquelle concerne le marché concurrentiel. Nous continuons notamment d'appliquer des tarifs groupés aux abonnés des collectivités éloignées. L'entreprise de Hydro One Remote Communities Inc. est exploitée au seuil de rentabilité. Par conséquent, tout bénéfice ou toute perte de l'exercice est reporté dans un compte d'écart réglementaire afin d'être inclus dans le calcul des tarifs futurs exigés des abonnés.

Hydro One Remote Communities Inc. a déposé sa demande de tarifs pour 2010 aux termes du mécanisme de réglementation par incitatifs de troisième génération de la CEO le 4 novembre 2009. Dans sa décision du 14 avril 2010, la CEO a approuvé une augmentation de 0,38 % des tarifs de base de la distribution et de la production d'électricité à compter du 1^{er} mai 2010.

Le 15 octobre 2010, Hydro One Remote Communities Inc. a déposé sa demande de tarifs pour 2011 aux termes du mécanisme de réglementation par incitatifs de troisième génération de la CEO. Hydro One Remote Communities Inc. tente de faire approuver une augmentation de 0,38 % des tarifs de base de la distribution et de la production d'électricité à compter du 1^{er} mai 2011.

Protection de la tarification en régions rurales et éloignées

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

Depuis le 1^{er} janvier 2003, le montant de la réduction tarifaire pour nos abonnés qui occupent des locaux résidentiels en régions rurales s'élève à 127 millions de dollars par année, moins les sommes spécifiques établies à l'égard des distributeurs dans trois localités qui étaient auparavant des collectivités éloignées.

En 2009, la CEO a approuvé un montant annuel de 27,5 millions de dollars au titre de la protection tarifaire pour nos abonnés en région éloignée.

Protection tarifaire et détermination des avantages directs découlant de l'obligation de permettre le raccordement des installations de production d'énergie renouvelable.

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, dans sa version modifiée par la Loi sur l'énergie verte, comprend maintenant un nouveau mécanisme de protection tarifaire aux termes duquel certains ou la totalité des frais approuvés par la CEO qu'engage un distributeur pour effectuer un investissement admissible dans le but de raccorder une source de production d'énergie renouvelable ou d'en permettre le raccordement à son réseau de distribution peuvent être recouvrés auprès de tous les abonnés provinciaux, plutôt qu'auprès seulement des abonnés du distributeur qui effectue l'investissement. Par conséquent, le 25 septembre 2009, la CEO a informé toutes les sociétés de distribution locales et toutes les autres parties prenantes de son intention de lancer un processus de consultation sur la façon dont la CEO devrait établir les avantages qui reviennent directement aux consommateurs d'un distributeur qui a engagé des frais pour effectuer un investissement admissible dans son réseau de distribution afin d'en permettre l'accès à des installations de production d'énergie renouvelable. La CEO a publié un document de travail le 14 décembre 2009 instaurant une consultation avec les distributeurs et d'autres parties prenantes sur le mécanisme proposé de répartition des coûts. La politique de la CEO est en grande partie compatible avec la démarche que Hydro One a adoptée pour la répartition des avantages directs, de sorte que Hydro One n'a pas soumis de nouveau sa répartition des avantages directs pour le moment. En juin 2010, la CEO a publié un rapport qui reconnaît la nécessité

d'établir un cadre tenant compte de la grande diversité des distributeurs par rapport à la quantité d'énergie renouvelable devant être raccordée et de l'ampleur de l'investissement admissible connexe.

Responsabilité des coûts de raccordement

En réponse à l'adoption de la Loi sur l'énergie verte, la CEO a publié le 5 juin 2009 un avis de modifications proposées au code des réseaux de distribution. Par ces modifications proposées, la CEO visait à réviser sa démarche actuelle en ce qui a trait à la répartition des coûts entre un distributeur et un producteur pour le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable. Dans le cadre de ces modifications, dont le libellé est devenu définitif le 21 octobre 2009, la CEO définit trois types d'actifs de distribution associés au raccordement d'installations d'énergie renouvelable, soit les actifs de raccordement, les actifs d'extension et les améliorations liées à l'implantation de l'énergie renouvelable. Les coûts des actifs de raccordement seront à la charge des producteurs. Les distributeurs seront tenus de financer les coûts suivants :

- tous les coûts d'extension indiqués dans le cadre d'un plan;
- tous les autres coûts d'extension engagés à la demande d'un producteur jusqu'à concurrence d'un plafond de 90 000 \$ par MW et par projet (le producteur payant le reste);
- toutes les améliorations liées à l'implantation de l'énergie renouvelable.

Comme il a été indiqué ci-dessus, Hydro One Networks Inc. a déposé avec sa demande de tarifs de distribution pour 2010-2011 un plan en matière d'énergie verte qui reflète les catégories d'investissement indiquées ci-dessus. Le 10 mars 2010, la CEO a proposé que d'autres modifications soient apportées au code des réseaux de distribution qui engloberaient dans ce mécanisme les abonnés des sources de production visés par le programme de TRG. Ces dernières modifications sont conformes à la tâche continue qui incombe à la CEO de répartir convenablement entre un distributeur et un producteur les coûts liés au raccordement d'une installation de production d'énergie renouvelable à un réseau de distribution.

Le 15 juillet 2010, la CEO a publié des modifications à l'égard du code des réseaux de distribution qui concerne les règles relatives à la responsabilité des coûts pour le raccordement des installations de production d'énergie renouvelable. Avant ces modifications, les distributeurs avaient intérêt à retarder le raccordement dans l'espoir qu'un autre producteur le fasse avant eux et, ce faisant, qu'il absorbe le coût du raccordement. Les modifications ont pour objet d'éliminer l'intérêt qu'avaient les distributeurs à retarder les raccordements pour éviter de contribuer au coût d'agrandissement.

Hydro One s'est engagée à raccorder un certain nombre de producteurs conformément aux modalités de diverses conventions qu'elle avait signées avant de découvrir certains problèmes techniques liés à ces raccordements. Ces problèmes, que nous n'aurions pu raisonnablement prévoir au moment de la conclusion de ces conventions, ont causé ou causeront des problèmes de qualité du service de l'électricité à nos abonnés. Aux termes du Code des réseaux de distribution, les producteurs prendraient normalement en charge les frais liés au règlement des problèmes de raccordement. Toutefois, ces frais sont considérables et sont aussi imprévus pour les producteurs. Par conséquent, le problème pour notre société réside dans le recouvrement des frais supplémentaires liés au raccordement de ces producteurs. Nous avons demandé à la CEO de permettre à Hydro One de recouvrer les frais engagés au moyen des fonds tarifaires. En décembre 2010, la CEO a décidé que Hydro One devrait comptabiliser les frais engagés dans des comptes de report et en demander le recouvrement dans les demandes tarifaires futures pourvu que Hydro One fournisse une preuve quant au caractère raisonnable des frais engagés.

FACTEURS DE RISQUE

Propriété par la province

La province détient la totalité de nos actions en circulation. Par conséquent, elle a le pouvoir de déterminer la composition de notre conseil d'administration et d'en nommer le président, et peut influencer directement sur nos principales décisions d'affaires et d'entreprise. Le gouvernement de l'Ontario et nous-mêmes avons conclu une entente de principe relativement à certains aspects de la gouvernance de notre société. En septembre 2008 et en vertu de cette entente, la province a produit une déclaration retirant certains pouvoirs aux administrateurs de la société en matière de délocalisation d'emplois aux termes de la convention d'impartition conclue avec Inergi L.P. Se reporter à la rubrique « Dirigeants et autres personnes intéressés dans des opérations importantes – Entente de principe ». En 2009, le gouvernement de l'Ontario a demandé aux organismes, et notamment à Hydro One, de se conformer à certaines mesures de reddition de comptes concernant les contrats de consultation ainsi que les frais de déplacement des employés, de repas et de représentation. La province pourrait nous demander de respecter d'autres mesures de reddition de comptes ou de produire d'autres déclarations semblables dans l'avenir et certaines d'entre elles pourraient nuire sensiblement à nos activités. Les notes attribuées à Hydro One pourraient changer en fonction des notes attribuées à la province dans la mesure où les agences de notation relient les deux notes étant donné que Hydro One appartient à la province.

Des conflits d'intérêts entre Hydro One et la province peuvent surgir en raison de l'obligation qu'a la province d'agir dans l'intérêt des résidents de l'Ontario à l'égard d'un grand nombre de questions, y compris la réglementation du secteur de l'industrie de l'électricité et des questions environnementales, toute cession ou opération future par la province relativement à sa participation dans notre entreprise, la propriété de la province d'OPG et le calcul du montant du dividende ou des montants en remplacement des impôts. Nous pourrions être dans l'incapacité de résoudre tout conflit potentiel avec la province, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

Risque lié à la réglementation

Nous sommes assujettis au risque lié à la réglementation, y compris l'approbation par la CEO des tarifs pour nos activités de transport et de distribution offrant une possibilité raisonnable de recouvrer les coûts estimatifs de la prestation du service sûr et fiable en temps opportun et de réaliser les taux de rendement approuvés.

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

Notre charge pourrait aussi subir l'incidence négative des programmes de CGD. Le Plan énergétique à long terme proposé récemment donne pour directive à l'OEO d'atteindre des objectifs provisoires de CGD qui consistent en une réduction de 4 550 MW de la demande de pointe estivale provinciale et en des économies d'énergie cumulatives de 13 TWh d'ici la fin de 2015. La directive du ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure datée du 31 mars 2010 a établi un objectif de CGD à l'échelle de la province pour les SDL, cet objectif étant une réduction de 1 330 MW de la demande de pointe estivale dans la province et des économies d'énergie cumulatives de 6 000 GWh pour la période allant de 2011 à 2014. Pour la période allant de 2011 à 2014, les objectifs de Hydro One Networks Inc. ont été établis à 214 MW et à 1 130 GWh, et ceux de Hydro One Brampton Networks Inc., à 46 MW et à 190 GWh. Ces prévisions sont prises en compte dans nos besoins en matière de produits en vue de leur approbation par la CEO afin de

nous assurer que les mesures de CGD visées n'entraînent pas une baisse de nos produits. Nous courons le risque que nos produits diminuent si ces objectifs sont dépassés. En septembre 2010, le Code de conservation et de gestion de la demande visant les distributeurs d'électricité a été établi. Ce Code énonce les obligations et les exigences que doivent remplir les distributeurs qui détiennent un permis à l'égard des objectifs de CGD énoncés dans leur permis. Il prévoit également les conditions et les règles auxquelles les distributeurs détenant un permis doivent se conformer s'ils choisissent d'utiliser les programmes de CGD approuvés par la CEO pour atteindre leurs objectifs de CGD. La mise en application de ce Code pourrait entraîner une détérioration supplémentaire de nos produits sans une indemnisation appropriée. La CEO a reconnu le besoin de compenser les services publics pour toute perte de produits découlant de ces programmes, mais l'approche, l'ampleur et l'échéancier d'un tel mécanisme de compensation n'ont pas encore été établis. Nous sommes aussi assujettis au risque de perte de produits en raison d'autres facteurs, comme les tendances économiques et les conditions météorologiques.

Conformément au Plan énergétique à long terme, nous prévoyons effectuer, au cours des prochaines années, des investissements pour raccorder de nouveaux postes de production d'énergie renouvelable. En outre, il est toujours possible que nous devions engager des dépenses en immobilisations imprévues pour entretenir ou améliorer nos actifs étant donné, surtout, qu'une nouvelle technologie est nécessaire pour permettre la production d'énergie renouvelable et que des problèmes techniques non prévus pourraient être décelés dans la mise en œuvre des projets. Il existe également un risque que la CEO ne nous autorise pas à recouvrer la totalité de ces investissements à l'avenir. Dans la mesure du possible, nous nous efforçons d'atténuer ce risque en nous assurant d'effectuer des dépenses prudentes, en demandant à l'organisme de réglementation des directives claires sur le partage des coûts ainsi que l'approbation préalable de nos dépenses en immobilisations.

Même si nous prévoyons que toutes ces dépenses seront entièrement recouvrables après examen par la CEO, toute décision réglementaire future de rejeter ou d'en limiter le recouvrement pourrait entraîner une dépréciation des actifs et des imputations à nos résultats d'exploitation, ce qui pourrait avoir une incidence négative importante sur notre société.

Risque lié au financement par emprunt

Nous prévoyons contracter des emprunts pour rembourser notre dette existante et financer une partie de nos dépenses en immobilisations. Un montant élevé de notre dette actuelle viendra à échéance de 2011 à 2014, dont une tranche de 500 millions de dollars en 2011 et une autre de 600 millions de dollars en 2012. Nous prévoyons engager des dépenses en immobilisations d'environ 1,8 milliard de dollars en 2011, et les dépenses en immobilisations devraient augmenter pour atteindre environ 1,9 milliard de dollars en 2012. Les flux de trésorerie d'exploitation, après le paiement des dividendes prévus, ne seront pas suffisants pour financer le remboursement de notre dette existante et nos dépenses en immobilisations. Notre capacité à obtenir un financement par emprunt suffisant et à un coût raisonnable pourrait subir considérablement l'incidence négative de nombreux facteurs, y compris le cadre réglementaire en Ontario, nos résultats d'exploitation et notre situation financière, les conditions du marché, les cotes attribuées à nos titres d'emprunt par les agences de notation et la conjoncture économique générale. Notre incapacité à emprunter des montants importants selon des modalités satisfaisantes pourrait entraver notre capacité à rembourser la dette arrivant à échéance, à financer des dépenses en immobilisations et à respecter d'autres obligations et engagements et, par conséquent, pourrait avoir une incidence négative sur notre société.

Risque lié aux projets de transport

La quantité d'énergie pouvant être transmise par les réseaux de transport est limitée en raison des caractéristiques physiques des lignes de transport et des restrictions en matière d'exploitation. En Ontario, les raccordements nouveaux et prévus à des installations de production, y compris les raccordements aux installations de production d'énergie renouvelable découlant du programme de TRG dans le cadre de la

Loi sur l'énergie verte, et la croissance de la charge ont augmenté si bien que certains tronçons de nos réseaux de transport et de distribution atteignent leur pleine capacité ou presque. Ces contraintes ou congestions limitent la capacité de notre réseau de transporter l'électricité de manière fiable à partir des nouvelles sources de production et de sources existantes (y compris au moyen d'interconnexions élargies avec les services publics voisins) aux grands centres de consommation ou de satisfaire aux charges accrues des abonnés. Par conséquent, nous avons commencé à investir dans l'accroissement de la capacité de transport et l'amélioration de la fiabilité des livraisons des sources de production existantes et de sources futures aux abonnés ontariens.

Dans de nombreux cas, ces investissements sont tributaires d'un ou de plusieurs processus et/ou approbations suivants : les approbations environnementales, l'obtention des approbations de la CEO, dont éventuellement des expropriations, des processus de consultation appropriés, et s'il y a lieu, des accommodements avec les Premières nations et les Métis qui peuvent être touchés par un projet. L'obtention de ces approbations et la mise en œuvre de ces processus peuvent également faire l'objet d'une opposition de la part du public quant à l'emplacement projeté des réseaux de transport. Les approbations requises risquent donc de ne pas être obtenues à temps, voire de ne pas être obtenues du tout. Cette situation pourrait nuire à la fiabilité du transport et/ou à la qualité de notre service et avoir par conséquent une incidence défavorable importante sur notre société.

Par suite de l'instauration du processus concurrentiel de planification de la mise en valeur de projets de transport de la CEO le 26 août 2010, tous les transporteurs intéressés devront déposer une soumission auprès de la CEO relativement aux projets d'amélioration du réseau et des installations d'implantation visés. Par le passé, de tels projets auraient été accordés en fonction des tarifs et du permis de construction prévu par l'article 92. L'augmentation de la concurrence dans le secteur du transport pourrait avoir une incidence sur notre programme de travaux futurs et sur notre capacité d'élargir l'empreinte de notre réseau de transport actuel. En outre, seuls les frais de soumission du soumissionnaire retenu sont recouvrables.

État des actifs

Nous vérifions continuellement l'état de nos actifs et effectuons leur entretien, leur remise en état ou leur remplacement afin de nous assurer de leur bon fonctionnement et de garantir la constance de la qualité du service. Nos programmes de dépenses en immobilisations et d'entretien ont été ajustés à la hausse afin d'assurer le bon fonctionnement de nos actifs vieillissants. La réalisation de ces programmes est tributaire en partie de facteurs externes, y compris le fait que les occasions de retirer de l'équipement du service pour effectuer des travaux de construction et d'entretien se font de plus en plus rares par suite des priorités accordées aux abonnés et aux producteurs. Les délais pour obtenir du matériel et de l'équipement ont augmenté considérablement en raison de la hausse de la demande et de la capacité limitée des fournisseurs.

Nous avons modifié notre processus de planification afin de tenir compte de ces facteurs de dépendance externes. Toutefois, si nous ne pouvons mettre à exécution ces programmes en temps opportun et de façon optimale, le rendement de l'équipement fléchira, ce qui risque de compromettre la fiabilité du réseau provincial ainsi que notre capacité de livrer suffisamment d'électricité et/ou d'assurer la sécurité de l'approvisionnement des abonnés, et d'accroître les coûts d'exploitation et d'entretien de ces actifs. Cette situation pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre

À la fin de 2010, environ 18 % de nos employés étaient admissibles à la retraite et d'ici 2012, ce pourcentage pourrait atteindre environ 22 %. Par conséquent, notre réussite dépend de notre capacité d'attirer et de garder à notre service suffisamment d'employés compétents pour remplacer ceux qui partiront à la retraite. Il s'agira d'un défi de taille puisque nous prévoyons une vive concurrence sur le

marché de la main-d'œuvre qualifiée dans les années à venir. De plus, nombre de nos employés possèdent une expérience et des compétences qui seront aussi très recherchées par les autres entreprises du secteur de l'électricité notamment. Nous avons déjà perdu un nombre important de membres de la direction, tant ceux qui occupaient des postes de cadre que ceux qui étaient les successeurs logiques à des postes de cadre. De surcroît, nous devons continuer de parfaire nos programmes de formation et d'apprentissage et nos plans de relève pour nous assurer de pouvoir combler nos besoins futurs en personnel opérationnel. Notre incapacité à recruter et à garder à notre service du personnel compétent pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque environnemental

Notre système de gestion des questions de santé, de sécurité et d'environnement est conçu pour nous assurer que les dangers et risques sont détectés et évalués et que des contrôles sont instaurés afin d'atténuer les risques importants. Ce système comprend un comité permanent de notre conseil d'administration qui a des pouvoirs de direction en matière environnementale (se reporter à la rubrique « Comités du conseil d'administration – Comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement »). Compte tenu du territoire que traverse notre réseau et de la quantité de matériel que nous détenons, nous ne pouvons toutefois garantir que tous ces risques seront décelés et atténués sans que cela entraîne des coûts et des dépenses importants pour notre société. Ce qui suit décrit certaines questions pouvant influencer fortement sur nos activités.

Nous sommes assujettis à une réglementation environnementale détaillée aux échelons fédéral, provincial et municipal au Canada. En cas de non-conformité, nous pourrions faire l'objet d'amendes et autres pénalités. En outre, la présence ou l'émission de substances dangereuses ou autres substances nocives pourraient donner lieu à des réclamations de tiers et/ou à des ordonnances gouvernementales exigeant des mesures précises de notre part, comme la tenue d'une enquête, le contrôle et la mise en œuvre de mesures correctives à l'égard des effets de ces substances. Nous participons actuellement à un programme volontaire d'évaluation et de remise en état de terrains touchant la plupart de nos postes et centres de service. Ce programme comprend le repérage systématique de toute contamination qui provient de ces installations ou qui s'y trouve et, le cas échéant, la mise au point de plans de remise en état pour notre entreprise et les propriétés privées adjacentes. La contamination de nos biens pourrait limiter notre capacité de vendre ces actifs ultérieurement.

Nous constatons un passif en nous fondant sur nos meilleures estimations de la valeur actualisée des dépenses qu'il nous faudra engager afin de nous conformer au règlement d'Environnement Canada sur les biphényles polycyclisés (les « BPC ») et de la valeur actualisée des dépenses futures qu'il nous faudra engager pour mener à terme notre programme d'évaluation et de remise en état de terrains. Les dépenses requises afin de nous acquitter de notre obligation au titre des BPC devraient être engagées sur la période se terminant en 2025, alors que les dépenses liées à l'évaluation et à la remise en état de terrains devraient l'être sur la période se terminant en 2020. Le montant réel des dépenses environnementales futures et réelles pourrait différer considérablement des estimations ayant servi au calcul des passifs environnementaux paraissant dans notre bilan. Nous ne disposons pas d'une couverture d'assurance à l'égard de ces dépenses environnementales.

À la suite de modifications réglementaires, nous prévoyons engager ultérieurement des dépenses afin de repérer, d'enlever et d'éliminer le matériel contenant de l'amiante se trouvant dans certaines de nos installations. À l'aide d'un expert externe, nous avons terminé une étude en vue d'évaluer les dépenses associées à l'enlèvement de ce matériau de nos installations. Nous avons utilisé ces données pour enregistrer une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations au 31 décembre 2010.

Nous sommes aussi exposés au risque que posent l'obtention d'approbations et de permis gouvernementaux et le renouvellement des approbations et permis existants relatifs à la construction ou à

l'exploitation de nos installations, ce qui pourrait nécessiter la tenue d'évaluations environnementales ou l'imposition de conditions, ou les deux, et ainsi causer des retards et des hausses de coûts.

Nous prévoyons que l'ensemble de nos dépenses environnementales futures pourra continuer à être recouvert par les tarifs d'électricité futurs. Par contre, toute décision réglementaire future de rejeter ou d'en limiter le recouvrement pourrait avoir une incidence défavorable sur notre société.

Les scientifiques et les spécialistes en santé publique étudient la possibilité que l'exposition aux champs électriques et magnétiques émanant des lignes d'électricité et d'autres sources électriques puisse causer des problèmes de santé. S'il devait être conclu que ces champs présentent de fait un risque pour la santé ou si l'État décidait d'instaurer des limites quant à l'exposition, des litiges pourraient s'ensuivre, et nous pourrions être tenus de prendre des mesures d'atténuation coûteuses comme la relocalisation de certaines de nos installations, ou bien éprouver des difficultés à trouver des emplacements pour de nouvelles installations et à en construire. N'importe laquelle de ces mesures pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié aux événements naturels imprévus et autres

Nos installations sont exposées aux effets de conditions climatiques difficiles, de catastrophes naturelles, d'événements d'origine humaine, y compris des cyberattaques et des attaques physiques de type terroriste, et éventuellement, d'événements désastreux, tels qu'un accident ou incident majeur à l'installation d'un tiers (comme une centrale) à laquelle nos biens de transport ou de distribution sont raccordés. Bien que leur construction, leur exploitation et leur entretien soient conformes aux normes de l'industrie, nos installations pourraient ne pas résister à de telles éventualités en toute circonstance. Nous ne disposons pas d'une assurance contre les dommages causés à nos câbles, poteaux et pylônes de transport et de distribution situés à l'extérieur de nos postes de transport et de distribution dans ces circonstances. Les pertes de produits d'exploitation et les coûts des réparations pourraient être substantiels, surtout en ce qui concerne bon nombre de nos installations qui sont situées dans des régions éloignées. Nous pourrions aussi être visés par des réclamations pour des dommages causés par l'omission de transporter ou de distribuer de l'électricité. Notre risque est partiellement atténué du fait que notre réseau de transport est conçu et exploité pour pouvoir résister à la perte d'un élément important et que notre équipement est redondant, ce qui nous permet de livrer de grandes quantités d'électricité par d'autres moyens. Advenant une importante perte non assurée, nous présenterions une demande de recouvrement auprès de la CEO. Toutefois, rien ne garantit que la CEO approuverait notre demande, en totalité ou en partie, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre résultat net.

Risque lié à l'infrastructure de technologie de l'information

Notre capacité à exercer nos activités de manière efficiente dans le marché ontarien de l'électricité dépend en partie du développement, du maintien et de la gestion de systèmes de technologie de l'information complexes qui sont utilisés pour faire fonctionner nos installations de transport et de distribution, nos systèmes financiers et nos systèmes de facturation et de gestion. Notre dépendance croissante à l'égard de nos systèmes d'information et l'élargissement des réseaux de données augmentent notre exposition aux menaces informatiques. Bien que des systèmes de sécurité et de contrôles en cas de sinistres soient en place, une défaillance de ces systèmes ou des infractions à la sécurité pourrait avoir de lourdes conséquences pour notre société.

Risque lié au régime de retraite

Nous offrons un régime de retraite enregistré à prestations déterminées à la majorité de nos salariés. Les cotisations versées sont fondées sur des évaluations actuarielles qui sont déposées auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario tous les trois ans. L'évaluation la plus récente établie le 31 décembre 2009 a été déposée en septembre 2010. En 2010, notre société a versé des cotisations de

145 millions de dollars à son régime de retraite pour répondre aux besoins de capitalisation minimaux. Un montant supplémentaire non récurrent de 48 millions de dollars a été versé en décembre 2010. Les cotisations qui seront versées après 2010 dépendront des rendements des placements, des variations des prestations et des hypothèses actuarielles, et elles pourraient comprendre d'autres cotisations volontaires versées de temps à autre. Néanmoins, il est prévu que les cotisations futures soient importantes. Si la CEO établissait que certaines de nos charges au titre du régime de retraite n'étaient pas recouvrables auprès des abonnés, cette décision aurait une incidence défavorable importante sur notre société, et ce risque pourrait être accru si le montant des cotisations requises devait augmenter.

Risque de marché et de crédit

Le risque de marché renvoie principalement au risque de pertes qui pourraient résulter des variations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. Nous ne sommes pas exposés au risque lié aux marchandises. Nous sommes assujettis au risque de change puisque, dans le cadre de nos programmes et projets d'investissement, nous concluons des contrats d'achat d'équipement et de matériel que nous réglons en devises. Ce risque de change est négligeable. Il se peut que nous émettions des titres d'emprunt libellés en devises dans l'avenir, titres que nous devrions couvrir en dollars canadiens conformément à notre politique de gestion des risques. Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt puisque notre taux de rendement réglementé est établi à l'aide d'une formule fondée en partie sur les prévisions de rendement des obligations à long terme du Canada. Nous estimons qu'une diminution de 1 % du rendement prévu des obligations à long terme du gouvernement du Canada réduirait le bénéfice net de nos entreprises de transport d'environ 16 millions de dollars et celui de nos entreprises de distribution d'environ 10 millions de dollars. Notre bénéfice net subit les contrecoups des hausses des taux d'intérêt puisque notre dette à long terme qui vient à échéance est refinancée aux taux du marché. Nous recourons périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments du risque de taux d'intérêt.

Les actifs financiers comportent le risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, entraînant une perte financière. Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit étant donné que la contrepartie pourrait ne pas respecter ses engagements. Nous surveillons et tentons de réduire au minimum le risque de crédit en recourant à différentes techniques, y compris traiter avec des contreparties qui jouissent d'une note élevée, limiter le degré d'exposition totale à des contreparties individuelles, conclure des ententes-cadres permettant un règlement au net et surveiller la situation financière de nos contreparties. Nous ne négocions pas de dérivés dans le secteur de l'énergie. Cependant, nous avons de temps à autre des swaps de taux d'intérêt en cours. À l'heure actuelle, il n'existe aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard d'une catégorie donnée d'actifs financiers. Nous devons fournir de l'électricité pour le compte de détaillants concurrents et de SDL intégrées aux fins de sa revente à leurs clients. Les concentrations du risque de crédit en résultant sont atténuées grâce à divers accords de garantie, notamment des lettres de crédit, qui sont intégrés à nos contrats de services avec ces détaillants conformément au code des règlements de détail de la CEO. Une gestion inadéquate de ces risques pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié aux relations de travail

La vaste majorité de nos employés sont représentés par le PWU ou la Society of Energy Professionals. Au cours des dernières années, des efforts considérables ont été déployés afin d'accroître notre souplesse pour permettre une exploitation plus efficace sur le plan des coûts. Même si nous sommes parvenus à une meilleure souplesse dans nos conventions collectives (nous avons notamment négocié une réduction des prestations de retraite pour les employés représentés par la Society of Energy Professionals engagés après novembre 2005 similaire à une réduction antérieure visant le personnel de direction), nous ne serons pas nécessairement en mesure d'apporter d'autres améliorations. La convention collective actuelle du PWU arrivera à échéance le 31 mars 2011 et celle de la Society of Energy Professionals, le 31 mars 2013. Nous courons des risques financiers liés à notre capacité de négocier des conventions collectives conformes à

nos ordonnances tarifaires. De plus, en cas de conflit de travail, nous pourrions être exposés à un risque opérationnel lié au respect continu des exigences relatives à notre permis d'assurer le service aux abonnés. N'importe lequel de ces événements pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié au transfert d'actifs situés dans des terres indiennes

Les ordonnances de transfert au moyen desquelles nous avons acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro le 1^{er} avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété de certains actifs situés dans des terres appartenant à des bandes ou à des organisations autochtones en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Se reporter à la rubrique « Dirigeants et autres personnes intéressés dans des opérations importantes – Relations avec la province et d'autres parties – Ordonnances de transfert ». La SFIEO détient actuellement ces actifs. Selon les modalités des ordonnances de transfert, nous sommes tenus de gérer ces actifs jusqu'à ce que nous obtenions tous les consentements nécessaires pour parachever le transfert de leur titre de propriété en notre faveur. Nous ne sommes pas en mesure de prévoir le total du montant que nous pourrions avoir à verser, sur une base annuelle ou ponctuelle, pour obtenir les consentements nécessaires. Toutefois, nous nous attendons à devoir payer plus que la somme de 761 500 \$ que nous avons versée à ces bandes et organisations autochtones en 2010. Si nous ne sommes pas en mesure d'obtenir les consentements de celles-ci, la SFIEO continuera de détenir ces actifs pour une durée indéterminée. Si nous sommes incapables d'obtenir un règlement satisfaisant, nous pourrions devoir déplacer ces actifs situés sur des terres indiennes à d'autres endroits, et le coût de ce déplacement pourrait être élevé, ou, dans un petit nombre de cas, devoir abandonner une ligne et la remplacer par une centrale diesel. Ces coûts potentiels pourraient avoir une incidence négative importante sur notre bénéfice net si nous étions dans l'incapacité de les recouvrer par le truchement des ordonnances tarifaires futures.

Risque lié à la convention d'impartition

Conformément à notre stratégie de réduction des charges d'exploitation, nous avons modifié et prolongé notre convention d'impartition de services avec Inergi LP, laquelle sera en vigueur jusqu'au 28 février 2015. Se reporter à la rubrique « Description de l'entreprise – Arrangement d'impartition avec Inergi LP ». Si cette convention prenait fin pour une quelconque raison, nous pourrions devoir engager des charges importantes pour changer de fournisseur, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos clients éventuels.

Risque lié à la propriété de la province des corridors de transport

Conformément à la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*, le gouvernement de l'Ontario a acquis la propriété des terrains de nos corridors de transport constituant notre réseau de transport. Bien que la loi nous autorise à utiliser les corridors de transport, nous pourrions être limités dans notre capacité d'agrandir nos réseaux. Aussi, d'autres utilisations des corridors de transport par des tiers parallèlement à l'exploitation de nos réseaux pourraient faire augmenter les risques liés à la sécurité ou à l'environnement.

DIVIDENDES

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

Nous avons pour politique de déclarer et de verser des dividendes en espèces sur nos actions ordinaires en fonction d'un calcul fondé sur notre bénéfice net réglementé, déduction faite des dividendes privilégiés, et

notre bénéfice net non réglementé. Tout facteur ayant une incidence défavorable sur le bénéfice net de notre société serait probablement reflété dans nos dividendes.

Nous avons déclaré des dividendes annuels sur nos 100 000 actions ordinaires en circulation et avons versé à ce titre à la province un montant de 10 millions de dollars en 2010, comparativement à 170 millions de dollars en 2009 et à 241 millions de dollars en 2008. Nous avons déclaré un dividende cumulatif annuel total sur nos 12 920 000 actions privilégiées de série A en circulation et avons versé à ce titre à la province environ 18 millions de dollars au cours de chacune des années 2010, 2009 et 2008, ce dividende ayant été calculé au taux de 1,375 \$ par année par action, comme le prévoient les statuts constitutifs de notre société. En outre, nous avons effectué des versements en remplacement d'impôts d'environ 48 millions de dollars à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario en 2010, comparativement à 77 millions de dollars en 2009.

DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

Description générale de la structure du capital

Le capital-actions autorisé de notre société se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires (les actions comportant droit de vote de notre société) et d'un nombre illimité d'actions privilégiées. Au 31 décembre 2010, 100 000 actions ordinaires et 12 920 000 actions privilégiées de série A étaient émises et en circulation, la totalité desquelles appartiennent directement à la province.

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

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

Notre société n'a émis aucun titre assujéti à des restrictions.

NOTATION

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

Agence de notation	Dette à court terme	Dette à long terme
Standard & Poor's Rating Services Inc. (« S&P »)	A-1	A+
DBRS Limited (« DBRS »)	R-1 (moyen)	A (élevé)
Moody's Investors Services Inc. (« Moody's »)	Prime-1	Aa3

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

Les notes visent à fournir aux épargnants une mesure indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les agences de notation notent les titres de créance à long terme en fonction de catégories allant de la plus haute, soit « AAA », à la plus faible, soit « D » (« C » dans le cas de Moody's). Lorsque S&P attribue une note A à des titres de créance à long terme, cela signifie que le débiteur a une forte capacité de respecter ses engagements financiers en dépit du fait que ces titres soient considérés comme plus susceptibles de subir les contrechocs de changements défavorables des circonstances ou de la conjoncture économique que des obligations dont la note est plus élevée. Toutefois, la capacité du débiteur de respecter ses engagements financiers et ses obligations demeure élevée. S&P utilise le symbole « + » ou « - » pour indiquer le rang relatif au sein d'une catégorie. Les titres de créance à long terme auxquels DBRS attribue la note A sont considérés comme ayant une qualité de crédit satisfaisante et une protection appréciable de l'intérêt et du capital. Toutefois, les entités notées A sont considérées comme étant plus sensibles à une conjoncture économique défavorable et comme étant plus cycliques que les titres auxquels une note supérieure est attribuée. La mention « élevé » indique le rang relatif attribué par DBRS au sein de cette catégorie. Les titres de créance à long terme auxquels Moody's attribue la note Aa sont considérés comme des obligations de qualité élevée et comportent un risque de crédit très faible. Moody's ajoute un modificateur numérique aux catégories générales de notation allant de Aa à Caa. Le modificateur 3 indique une note située dans la partie inférieure de cette catégorie générale de notation.

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

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Nos débentures (7,35 %) échéant en 2030, nos billets de série 1 (6,40 %) échéant en 2011, nos billets de série 2 (6,93 %) échéant en 2032, nos billets de série 3 (5,77 %) échéant en 2012, nos billets de série 4 (6,35 %) échéant en 2034, nos billets de série 5 (6,59 %) échéant en 2043, nos billets de série 9 (5,36 %) échéant en 2036, nos billets de série 10 (4,640 %) échéant en 2016, nos billets de série 11 (5,000 %) échéant en 2046, nos billets de série 12 (4,89 %) échéant en 2037, nos billets de série 13 (5,18 %) échéant en 2017, nos billets de série 14 (4,08 %) échéant en 2011, nos billets de série 15 (5,00 %) échéant en 2013, nos billets de série 17 (6,03 %) échéant en 2039, nos billets de série 18 (5,49 %) échéant en 2040, nos billets de série 19 (3,13 %) échéant en 2014, nos billets de série 20 (4,4 %) échéant en 2020, nos billets de série 21 (2,95 %) échéant en 2015 et nos billets de série 22 (taux variable correspondant au taux des acceptations bancaires de trois mois majoré de 0,40 %) échéant en 2015 sont actuellement en circulation et ils ne sont inscrits à aucune bourse ni à aucun marché similaire.

Cours et volume des opérations

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

Placements antérieurs

Notre société a émis les tranches suivantes de billets à moyen terme en 2010 :

Billet	Capital (en millions de dollars)	Prix de vente par tranche de 100 \$ de capital (\$)	Produit brut (\$)
Série 11 (5,00 %) échéant en 2046	250	100,765	251 912 500 \$
Série 18 (5,49 %) échéant en 2040	200	101,088	202 176 000 \$
Série 19 (3,13 %) échéant en 2014	250	100,43	502 150 000 \$
Série 20 (4,40 %) échéant en 2020	300	99,957	299 871 000 \$
Série 21 (2,95 %) échéant en 2015	250	99,991	249 977 500 \$

Le 19 janvier 2011, nous avons émis des billets de série 21 (2,95 %) échéant en 2015 d'un capital supplémentaire de 250 millions de dollars à un prix de vente de 99,581 \$ par tranche de 100 \$ de capital, ce qui représente un produit brut de 248 952 500 \$. Le 24 janvier 2011, nous avons émis des billets de série 22 (taux variable correspondant au taux des acceptations bancaires de trois mois majoré de 0,40 %) échéant en 2015 d'un capital de 50 millions de dollars à un prix de vente de 100 \$ par tranche de 100 \$ de capital, ce qui représente un produit brut de 50 millions de dollars.

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Administrateurs

Le tableau suivant présente le nom, la municipalité de résidence et le poste principal de chacun de nos administrateurs au 31 décembre 2010.

Nom et municipalité de résidence

James Arnett²⁾
Toronto (Ontario)
Canada
(Administrateur et président du conseil du 31 mars 2008 au 8 décembre 2008 et administrateur et président du conseil du 17 février 2009 jusqu'à ce jour)

Sami Bébawi⁶⁾
Montréal (Québec)
Canada
(Administrateur depuis le 8 octobre 2004)

Kathryn A. Bouey¹⁾⁵⁾⁶⁾
Toronto (Ontario)
Canada
(Administratrice depuis le 30 mars 2007)

Poste principal

Président du conseil d'administration,
de Hydro One Inc.

Conseiller du président
Groupe SNC-Lavalin Inc.
Président, Geracon Inc.

Présidente,
TBG Strategic Services Inc.
Administratrice de sociétés

Nom et municipalité de résidence

George Cooke¹⁾⁴⁾⁷⁾

Toronto (Ontario)

Canada

(Administrateur depuis le 25 janvier 2010)

Laura Formosa

Toronto (Ontario)

Canada

(Administratrice depuis le 30 mars 2007)

Janet Holder⁴⁾⁵⁾⁷⁾

Toronto (Ontario)

Canada

(Administratrice depuis le 1^{er} juillet 2010)

Don MacKinnon⁴⁾⁵⁾

Chatsworth (Ontario)

Canada

(Administrateur depuis le 11 juin 2002)

Michael J. Mueller¹⁾²⁾⁶⁾

Tecumseh (Ontario)

Canada

(Administrateur depuis le 30 mars 2007)

Walter Murray¹⁾³⁾⁷⁾

Bracebridge (Ontario)

Canada

(Administrateur depuis le 10 novembre 2005)

Robert L. Pace²⁾³⁾⁷⁾

Halifax (Nouvelle-Écosse)

Canada

(Administrateur depuis le 30 mars 2007)

Gale Rubenstein²⁾³⁾⁴⁾

Toronto (Ontario)

Canada

(Administratrice depuis le 30 mars 2007)

Douglas E. Speers³⁾⁵⁾⁶⁾

Coldwater (Ontario)

Canada

(Administrateur depuis le 10 novembre 2005, président du conseil du 8 décembre 2008 jusqu'au 17 février 2009)

Poste principal

Président et chef de la direction,
Compagnie d'assurance générale
Dominion du Canada

Présidente et chef de la direction
Hydro One Inc.

Présidente, Enbridge Gas
Distribution Inc.

Président, PWU

Administrateur de sociétés

Administrateur de sociétés

Président et chef de la direction,
The Pace Group Ltd.

Associée, Goodmans LLP

Administrateur de sociétés

- 1) Membre du comité d'audit et des finances
- 2) Membre du comité de gouvernance
- 3) Membre du comité des ressources humaines
- 4) Membre du comité de la réglementation et des politiques publiques

- 5) Membre du comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement
- 6) Membre du comité de la transformation opérationnelle
- 7) Membre du comité des placements et du régime de retraite. Le comité des placements et du régime de retraite a été établi et approuvé par le conseil le 9 décembre 2010.

James Arnett a été nommé président du conseil de Hydro One Inc. le 31 mars 2008. M. Arnett a eu une brillante carrière à titre de haut dirigeant, d'administrateur de sociétés et d'avocat. Il a été avocat-conseil auprès de Fraser Milner Casgrain S.E.N.C.R.L. jusqu'à ce qu'il prenne sa retraite le 31 janvier 2010. M. Arnett a présidé le comité d'examen des organismes, mis sur pied par la province d'Ontario en 2007, qui était chargé d'étudier le mode d'établissement de la rémunération des cadres supérieurs œuvrant dans le secteur de l'électricité en Ontario et l'instauration d'une collaboration plus efficace entre les sociétés de l'électricité en Ontario. Il a été conseiller spécial du premier ministre de l'Ontario à l'égard de l'industrie sidérurgique de 2004 à 2006 et à l'égard de l'industrie de l'automobile en 2008 et 2009. M. Arnett a été président et chef de la direction de Molson Inc., société de portefeuille diversifiée qui, de 1997 à 2000, s'est transformée sous sa direction en une société brassicole spécialisée. Auparavant, il a été associé principal au sein d'un grand cabinet d'avocats canadien, dont il a dirigé le groupe de droit des sociétés et de droit commercial à Toronto en plus d'avoir été associé résident au bureau de Washington, D.C. de ce cabinet. Il a été président du conseil du Toronto East General Hospital. M. Arnett est titulaire d'un baccalauréat ès arts et d'un baccalauréat en droit de l'Université du Manitoba et d'une maîtrise en droit de la Harvard Law School.

Sami Bébawi est président de sa propre société de gestion de projets de construction, Geracon Inc. De 1999 au 31 décembre 2006, il a été vice-président directeur du Groupe SNC-Lavalin Inc. et membre du bureau du président ainsi que président de la société de construction lourde Socodec Inc. M. Bébawi a également été responsable de la politique en matière de gestion de projets du Groupe SNC-Lavalin Inc. et est actuellement conseiller du président de ce groupe. Il est ingénieur titulaire d'une maîtrise et compte plusieurs années d'expérience dans la conception et la construction de centrales thermiques, hydroélectriques et nucléaires. M. Bébawi est membre de l'Ordre des ingénieurs du Québec. Il est professeur associé à l'Université Concordia, à Montréal. M. Bébawi est administrateur de notre société depuis le 8 octobre 2004.

Kathryn A. Bouey est présidente de TBG Strategic Services Inc., société de conseils en gestion. De 2001 à 2005, elle était sous-ministre du Secrétariat du Conseil de gestion de l'Ontario et, auparavant, elle a occupé divers postes de cadre supérieur auprès du gouvernement de la province, notamment ceux de sous-ministre des Affaires intergouvernementales (de 1999 à 2001) et de sous-ministre adjointe du Groupe des services généraux du ministère de la Santé et des Soins de longue durée (de 1997 à 1999). Elle est actuellement administratrice du Sheridan College Institute of Technology and Applied Learning et du St. Joseph's Health Centre. Auparavant, elle a été présidente du conseil de la Commission de la fonction publique de l'Ontario et a siégé aux conseils de la Fondation canadienne pour la vérification intégrée, d'Ontario Power Generation, de l'Office ontarien de financement et de la Commission du Régime de retraite de l'Ontario. M^{me} Bouey a obtenu une maîtrise ès arts (économie) de l'université Carleton en 1981 et a été certifiée par l'Institut des administrateurs de société en 2006. Elle est administratrice de notre société depuis le 30 mars 2007.

George L. Cooke a été nommé président et chef de la direction de la Compagnie d'assurance générale Dominion du Canada en 1992. Avant sa nomination à ce titre, M. Cooke a été vice-président (division de l'Ontario) de S.A. Murray Consulting Inc. (société de consultation en relations gouvernementales) entre 1990 et 1992. Parmi les postes qu'il a occupés auparavant figurent ceux de conseiller spécial, Politiques auprès du vice-premier ministre et trésorier ontarien (1989-1990), de directeur général de l'Ontario Automobile Insurance Board (1988-1989) et des fonctions auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario (1980-1988). M. Cooke est titulaire d'un baccalauréat ès art spécialisé en sciences politiques (1975) et d'une maîtrise en administration des affaires (1977) de l'université Queen's, située à Kingston,

en Ontario. Il détient également un doctorat honorifique en droit (1999) de l'université Assumption, située à Windsor. Il est actuellement administrateur de la Compagnie d'assurance générale Dominion du Canada, d'E-L Financial Corporation Limited, du Bureau d'assurance du Canada et de la Société d'indemnisation en matière d'assurances IARD. M. Cooke est administrateur de notre société depuis le 26 janvier 2010.

Laura Formusa a été nommée présidente et chef de la direction de Hydro One Inc. le 23 novembre 2007, après y avoir assumé les fonctions de présidente et chef de la direction par intérim depuis le 8 décembre 2006. M^{me} Formusa compte plus de 30 ans de service auprès d'Ontario Hydro et de Hydro One Inc. Elle a exercé à titre d'avocate dans les domaines du droit des sociétés et du droit commercial, de la réglementation et de l'environnement et a occupé divers postes de cadre supérieur au sein de la société avant d'être nommée chef du contentieux de Hydro One en 2003. M^{me} Formusa est titulaire d'un baccalauréat en droit de la Osgoode Hall Law School et a été admise au Barreau du Haut-Canada en 1980, après son admission au Barreau de l'Ontario. M^{me} Formusa remplit actuellement un deuxième mandat à titre de fiduciaire de la Banting Research Foundation et est administratrice de DHX Media Ltd. Elle est administratrice de notre société depuis le 30 mars 2007.

Janet Holder a été promue au poste de présidente, Distribution de gaz d'Enbridge Inc. en octobre 2010. Elle demeure présidente d'Enbridge Gas Distribution Inc., fonction qu'elle occupe depuis janvier 2008. M^{me} Holder est responsable de la direction générale et de l'exploitation d'Enbridge Gas Distribution, le plus grand service public de gaz naturel au Canada, ainsi que d'Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick Inc., de Gazifère Inc. et de St. Lawrence Gas Company, Inc. Elle a occupé un certain nombre de postes de direction auprès de diverses entreprises d'Enbridge depuis 1992, dont les plus récents sont notamment ceux de vice-présidente, Services de soutien, de Pipeline Enbridge Inc. (de 2006 à 2008) et de vice-présidente, Services-marchés d'Enbridge Inc. (de 2004 à 2006). M^{me} Holder est titulaire d'un baccalauréat ès science (génie chimique) de l'Université du Nouveau-Brunswick (1979) et d'une maîtrise en administration des affaires (1982) de l'université McMaster, située à Hamilton, en Ontario. Elle est également membre du conseil d'administration de plusieurs organismes, dont les suivants : l'Association canadienne du gaz (première vice-présidente du conseil), l'Ontario Energy Association, Saint Elizabeth Health Care Foundation (présidente du conseil), Saint Elizabeth Health Care, West Park Healthcare Centre Foundation (vice-présidente du conseil), Enbridge Gas Distribution Inc., et membre du conseil des gouverneurs de l'Université du Nouveau-Brunswick. Elle est également présidente de la campagne de Centraide Toronto pour 2011. M^{me} Holder est également titulaire de l'accréditation de *Chartered Director* (université McMaster). Elle est administratrice de notre société depuis le 1^{er} juillet 2010.

Don MacKinnon est président du PWU depuis mai 2000 et est monteur de ligne professionnel depuis 1971. Il a été vice-président du syndicat durant 11 ans avant son élection à titre de président. En 2000, M. MacKinnon a été nommé par le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie au Electricity Transition Committee. Il a été membre du conseil d'administration de l'Electrical and Utilities Safety Association et du Retail Management Board d'Ontario Hydro. En 2003, M. MacKinnon a été nommé par le ministre de l'Énergie au Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité, formé par le gouvernement. En 2005, M. MacKinnon est devenu membre du conseil d'administration de l'Association nucléaire canadienne. Il est également membre de la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, est membre du comité consultatif du ministre de l'Énergie de l'Ontario et membre du Conseil consultatif sur le développement durable du ministère de l'Environnement du gouvernement du Canada. M. MacKinnon est administrateur de notre société depuis le 11 juin 2002.

Michael J. Mueller est ancien leader mondial de la pratique des services aux sociétés privées/des marchés intermédiaires de PricewaterhouseCoopers (PwC) et ancien membre de l'équipe du leadership en vérification mondiale, de l'équipe du leadership en conseil mondial et du Conseil des marchés mondiaux de PwC. Avant son départ à la retraite en juillet 2007, il avait également occupé chez PwC le poste d'associé directeur national pour le Canada et d'associé en relations principal pour un certain nombre des

principaux clients du cabinet. Il est également comptable agréé et évaluateur d'entreprises agréé. Jusqu'en 2009, il a été conseiller agréé en matière d'insolvabilité. En décembre 2008, M. Mueller a été nommé au comité consultatif économique de l'Ontario par le ministre des Finances de l'Ontario et, juillet 2010, il a été nommé administrateur de SMART Technologies Inc. Par le passé, il a participé comme suit dans la collectivité : il a été membre du Conseil des gouverneurs du Stratford Shakespearean Festival of Canada; président de la Windsor Symphony Society, président du Better Business Bureau of Windsor and Essex Counties et il est actuellement administrateur de la Windsor Essex Development Commission. Il est administrateur de notre société depuis le 30 mars 2007.

Walter Murray a été vice-président du conseil et membre du comité de direction de RBC Marchés des Capitaux qui offre des services bancaires d'investissement et des services financiers aux entreprises. Durant sa carrière de 38 ans auprès de RBC Banque Royale et jusqu'à son départ à la retraite en avril 2005, il a notamment occupé le poste de cadre supérieur des services bancaires d'investissement chargé de superviser et de diriger toutes les activités financières et de prestations de conseils pour un portefeuille de comptes canadiens et internationaux importants, le poste de dirigeant des services bancaires aux entreprises à l'échelle canadienne ainsi que plusieurs autres postes de cadre, notamment celui de responsable régional de la division des services bancaires aux entreprises de RBC pour le Midwest américain. M. Murray est administrateur de notre société depuis le 10 novembre 2005.

Robert L. Pace est président et chef de la direction de The Pace Group Ltd, le propriétaire-exploitant d'un certain nombre de sociétés situées dans le Canada atlantique, dont : Maritime Broadcasting System Ltd., groupe composé de 24 stations de radio; MBS Realty Ltd. et Shredder's. Il a commencé sa carrière professionnelle auprès du cabinet d'avocats Chandler Moore situé à Halifax, où il a pratiqué le droit de la famille et le droit commercial. De 1981 à 1984, il a fourni des conseils sur les provinces de l'Atlantique au Premier ministre du Canada. M. Pace est actuellement membre du conseil d'administration de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada, de Canadian Health Care Consulting Services Ltd., de High Liner Foods Incorporated, de la Atlantic Salmon Federation, de l'Asia Pacific Foundation, du Public Gardens Restoration Committee (Halifax) et de la Walter and Duncan Gordon Foundation. M. Pace a été admis au Barreau de la Nouvelle-Écosse en 1981 après avoir obtenu son baccalauréat en droit de l'université Dalhousie, où il est également devenu titulaire d'un MBA en 1977. Il est administrateur de notre société depuis le 30 mars 2007.

Gale Rubenstein est associée du cabinet d'avocats Goodmans LLP et membre du comité de direction de ce cabinet. Elle se spécialise en restructuration et en insolvabilité commerciale, en mettant l'accent sur les institutions financières, tant nationales qu'internationales, et sur les restructurations des régimes de retraite. M^{me} Rubenstein a été conseillère juridique principale auprès des liquidateurs de nombreuses institutions financières et conseillère juridique auprès du Surintendant des institutions financières du Canada et du Surintendant des services financiers de l'Ontario. Elle a rédigé de nombreux articles sur l'insolvabilité des sociétés d'assurance et des banques, et a aidé à mettre à jour le document intitulé Canada's Insurance Companies Act: Legislation and Commentary publié par LexisNexis. Elle a obtenu son baccalauréat en droit de la Osgoode Hall Law School et est actuellement membre de l'Institut de l'insolvabilité du Canada et d'Insol International, de même qu'administratrice de la Canadian Lawyer Liability Assurance Society. Elle est administratrice de notre société depuis le 30 mars 2007.

Douglas E. Speers est l'ancien président du conseil et administrateur d'Emco Corporation, important distributeur canadien de matériaux sur les marchés de la construction résidentielle, commerciale et industrielle. Avant sa nomination à titre de président du conseil d'Emco Corporation, M. Speers a été président et chef de la direction de cette société de 1997 à 2004. Entre 1971 et 1988, il a occupé plusieurs postes supérieurs auprès de Compagnie Pétrolière Impériale Limitée, au Canada, et auprès d'Exxon International, à New York. M. Speers détient le titre d'ingénieur professionnel en Ontario et est membre du conseil consultatif de la Richard Ivey School of Business et président sortant du conseil et administrateur de la Ivey Management Services Company. Il est membre du conseil d'administration de diverses sociétés privées et est administrateur de notre société depuis le 10 novembre 2005.

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

Renseignements sur certains administrateurs

Walter Murray était administrateur d'Ivernia Inc. (« Ivernia ») lorsque la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario a rendu une ordonnance d'interdiction d'opérations temporaire visant la direction et les initiés le 22 mai 2003 par suite d'un retard dans le dépôt des états financiers consolidés annuels vérifiés de l'exercice 2002 et de certains autres documents d'information dans les délais prescrits par les lois canadiennes sur les valeurs mobilières. Les dépôts exigés ont été retardés en raison de l'existence de négociations continues à propos d'une coentreprise et l'obtention d'un financement pour Ivernia, dont l'issue aurait influé sur la présentation des états financiers d'Ivernia. Tous les dépôts de documents d'information ont été effectués, et l'ordonnance d'interdiction d'opérations a expiré le 23 juillet 2003.

Membres de la haute direction

Le tableau suivant présente le nom, la municipalité de résidence et le poste de chacun des membres de notre haute direction en date du 31 décembre 2010.

<u>Nom et municipalité de résidence</u>	<u>Poste auprès de notre société</u>
James Arnett Toronto (Ontario) Canada	Président du conseil d'administration de Hydro One Inc.
Laura Formusa Toronto (Ontario) Canada	Présidente et chef de la direction
Sandy Struthers Toronto (Ontario) Canada	Vice-président directeur et chef des finances (avec prise d'effet le 1 ^{er} novembre 2010)
Joseph Agostino Toronto (Ontario) Canada	Chef du contentieux
Myles D'Arcey Toronto (Ontario) Canada	Premier vice-président, Exploitation des services aux abonnés
Tom Goldie Mississauga (Ontario) Canada	Premier vice-président, Services de gestion (il a pris sa retraite avec prise d'effet le 1 ^{er} janvier 2011)
Nairn McQueen Dundas (Ontario) Canada	Premier vice-président, Ingénierie et construction
Carmine Marcello Thornhill (Ontario) Canada	Vice-président directeur, Stratégie (avec prise d'effet le 1 ^{er} novembre 2010)

Nom et municipalité de résidence**Poste auprès de notre société**

Wayne Smith
Toronto (Ontario)
Canada

Premier vice-président, Exploitation du réseau

Peter Gregg
Oakville (Ontario)
Canada

Vice-président directeur, Exploitation

John Fraser
Mississauga (Ontario)
Canada

Premier vice-président, Audit interne et chef de la gestion des risques

John Macnamara
Waterdown (Ontario)
Canada

Vice-président, Santé, sécurité et environnement

Anne-Marie Thomas
Toronto (Ontario)
Canada

Première vice-présidente, Chef des placements et des régimes de retraite (avec prise d'effet le 25 novembre 2010)

La notice biographique de James Arnett est présentée ci-dessus à la rubrique « Administrateurs ».

La notice biographique de Laura Formusa est présentée ci-dessus à la rubrique « Administrateurs ».

Sandy Struthers a été nommé vice-président directeur et chef des finances avec prise d'effet le 1^{er} novembre 2010, après avoir occupé le poste de premier vice-président et chef des finances. M. Struthers s'est joint à Hydro One en 2000, à titre de directeur dans le domaine des finances, et a occupé divers postes supérieurs en finances, notamment celui de directeur, Stratégies financières et directeur, Fusions et acquisitions Finances. En 2005, il a été nommé chef de l'information, poste dans le cadre duquel il a mis en œuvre diverses avancées importantes dans l'infrastructure de TI de la société. Avant de se joindre à Hydro One, M. Struthers était associé au sein d'un cabinet national d'experts-comptables.

Joseph Agostino a été nommé chef du contentieux le 13 décembre 2007 après avoir assumé les fonctions de chef du contentieux par intérim depuis le 8 décembre 2006. Il s'est joint à Ontario Hydro en 1995 et a auparavant occupé le poste de chef du contentieux adjoint de Hydro One Networks Inc.

Myles D'Arcey a été nommé premier vice-président, Exploitation des services aux abonnés de Hydro One Networks Inc. le 1^{er} mai 2005. M. D'Arcey est également président et chef de la direction de Hydro One Remote Communities Inc. Il s'est joint à Ontario Hydro en 1978 et a exercé les fonctions de vice-président, Services de postes de Hydro One Networks Inc.

Tom Goldie a été nommé premier vice-président, Services de gestion de Hydro One Networks Inc. le 16 septembre 2002. Il s'est joint à Ontario Hydro en 1977 et a exercé les fonctions de vice-président, Ressources humaines de Hydro One Inc. M. Goldie a pris sa retraite avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011.

Nairn McQueen a été nommé premier vice-président, Ingénierie et construction avec prise d'effet le 15 avril 2009 après avoir occupé le poste de vice-président, Ingénierie et construction de Hydro One Networks Inc. depuis le 28 août 2002. Avant d'entrer au service de Hydro One Networks Services Inc.

en 2000 à titre de directeur du Service d'ingénierie, M. McQueen a été vice-président, Services d'ingénierie et de gestion de projets d'Agra Monenco.

Carmine Marcello a été nommé vice-président directeur, Stratégie, avec prise d'effet le 1^{er} novembre 2010. Auparavant, il était premier vice-président, Gestion de l'actif et projets corporatifs de Hydro One Networks Inc. depuis le 15 avril 2009, après avoir occupé les postes de vice-président, Gestion de l'actif depuis le 6 mars 2009 et de vice-président, Projets corporatifs de Hydro One Networks Inc. depuis le 21 mars 2007. M. Marcello s'est joint à Ontario Hydro en 1987 et a occupé divers postes de direction, y compris celui de directeur, Investissements dans le réseau et de directeur, Transformation du centre de contrôle du réseau de l'Ontario.

Wayne Smith a été nommé premier vice-président, Exploitation du réseau de Hydro One Networks Inc. avec prise d'effet le 15 avril 2009, après avoir occupé le poste de vice-président, Exploitation du réseau de Hydro One Networks Inc. depuis le 1^{er} janvier 2005. Il s'est joint à Hydro One en 1980 et a occupé le poste de directeur de la planification des investissements et de la gestion de l'actif de Hydro One Networks Inc.

Peter Gregg a été nommé vice-président directeur, Exploitation avec prise d'effet le 1^{er} novembre 2010. Auparavant, il était premier vice-président, Affaires générales et réglementaires de Hydro One Networks Inc. depuis le 1^{er} avril 2009. M. Gregg s'est joint à Hydro One Networks Inc. en 2004 à titre de vice-président, Affaires générales et a été nommé vice-président, Bureau de direction en 2005 puis vice-président, Affaires générales et réglementaires au début de 2007. Avant de travailler pour Hydro One Networks, M. Gregg était responsable des affaires internes et des communications auprès de l'Autorité aéroportuaire du Grand Toronto.

John Fraser a été nommé vice-président, Audit interne et chef de la gestion des risques le 1^{er} mai 2003. Avant de se joindre à Hydro One Networks Inc. le 12 mai 1999, il a été vice-président principal, Assurance de la qualité de Newcourt Credit Group Inc. Il a occupé auparavant les postes de vérificateur général de Ontario Hydro Services Company Limited, de vérificateur général et de chef de la gestion des risques de Ontario Hydro Services Company Limited et de vérificateur général et chef de la gestion des risques de Hydro One Networks Inc.

John Macnamara a été nommé vice-président, Santé, sécurité et environnement le 4 mai 2009. Avant de se joindre à ce titre à Hydro One Networks Inc. en 2009, M. Macnamara a été vice-président international, Santé et sécurité et coprésident du comité mixte international de santé et sécurité d'Arcelor Mittal.

Anne-Marie Thomas a été nommée première vice-présidente et chef des placements et des régimes de retraite le 25 novembre 2010. Avant de se joindre à notre société, M^{me} Thomas était première vice-présidente, Investissements au sein de la Commission du régime de retraite de l'Ontario, avant quoi M^{me} Thomas était consultante en placement pour les caisses de retraite et fonds de dotation de l'université Dalhousie.

Les administrateurs et les membres de la haute direction n'ont aucun lien de parenté entre eux.

Prêts aux administrateurs et aux membres de la haute direction

Aucun administrateur, membre de la haute direction, employé, ex-administrateur, ex-membre de la haute direction ni ex-employé ni personne ayant des liens avec un administrateur ou membre de la haute direction de Hydro One ou de l'une de ses filiales n'était endetté envers Hydro One ou l'une de ses filiales à l'exception des prêts de nature courante ni n'avait une dette qui faisait l'objet d'un cautionnement, d'une convention de soutien, d'une lettre de crédit ou d'autres arrangements ou ententes similaires consentis par Hydro One ou l'une de ses filiales.

DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Relations avec la province et d'autres parties

Survol

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

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

L'OEO a pour mandat de prévoir l'offre et la demande d'électricité à moyen et à long terme et de faire de la planification et de prendre les mesures visant à répondre à l'offre et à la demande. Les membres de son conseil d'administration sont nommés par le gouvernement de la province.

Ordonnances de transfert

Les ordonnances de transfert aux termes desquelles nous avons acquis les entreprises de transport et de distribution de l'électricité et de services reliés à l'énergie d'Ontario Hydro en date du 1^{er} avril 1999 n'ont pas opéré le transfert des éléments d'actif, des droits, des éléments de passif et des obligations dont le transfert aurait constitué une violation des modalités s'y rapportant ou une violation d'une loi ou d'une ordonnance. Les ordonnances de transfert n'ont pas transféré non plus certains éléments d'actif situés sur des terrains détenus pour des bandes ou des organismes indiens en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Le transfert de la propriété de ces éléments d'actif n'a pas eu lieu parce que les autorisations initialement accordées par le ministre canadien des Affaires indiennes et du Nord canadien pour la construction et l'exploitation de ces éléments d'actif ne pouvaient être transférées sans le consentement de ce ministre et des bandes ou organismes indiens concernés ou, dans plusieurs cas, parce que les autorisations avaient expiré ou qu'elles n'avaient jamais été données en bonne et due forme. Ces éléments d'actif consistent principalement en des lignes de transport et de distribution d'environ 70 kilomètres qui sont utilisées pour livrer de l'électricité sur les réserves (dont environ 14 kilomètres sont utilisés uniquement pour servir des abonnés situés à l'extérieur des réserves). La SFIEO détient ces éléments d'actif.

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

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

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

Indemnisation

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

L'engagement d'indemnisation exclut plus particulièrement toute question à l'égard de laquelle nous avons convenu ou nous sommes tenus d'indemniser la SFIEO aux termes ou dans le cadre de toute ordonnance de transfert. Cet engagement exclut également toute réclamation reliée à des titres ou droits autochtones ou à l'absence d'un permis, d'un droit de passage, d'une servitude ou d'un droit similaire relatif à des terres détenues pour des bandes d'Indiens en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Cet engagement exclut également tout paiement versé ou tous les frais que nous avons engagés, toutes les pertes que nous avons subies ou toutes les dettes que nous avons contractées parce qu'une ordonnance de transfert a omis de transférer un élément d'actif d'Ontario Hydro décrit dans les dispositions de l'ordonnance de transfert concernant les transferts inopérants.

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

La province a également convenu d'indemniser les administrateurs de Hydro One de toute responsabilité raisonnable qu'ils pourraient engager à la suite de toute poursuite civile, criminelle ou administrative à laquelle ils pourraient être parties, dans la mesure où cette responsabilité résulte d'une réclamation ou d'une décision selon laquelle leur approbation de cet engagement d'indemnisation par la SFIEO

constituait un manquement à leur devoir d'exercer le degré de soin, de diligence ou de compétence qu'une personne raisonnablement prudente exercerait dans des circonstances similaires.

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

Questions relatives à l'exploitation

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

Hydro One et la SIERE ont conclu une convention d'exploitation qui a pris effet en mai 2002 et qui énonce les responsabilités précises de chacune des parties à l'égard de la fourniture des services de transport. Hydro One achète également de l'électricité sur le marché au comptant que gère la SIERE.

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

Paielements en remplacement des impôts sur les sociétés

Nous et nos filiales sommes exonérés de l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada), de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) et de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) parce que nous sommes détenus par la province en propriété exclusive et que chacune de nos filiales nous appartient (directement ou indirectement) en propriété exclusive. Toutefois, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, nous et chacune de nos filiales sommes tenus de verser à la SFIEO, pour chaque année d'imposition, des sommes, appelées paiements en remplacement des impôts sur les sociétés, qui correspondent généralement aux impôts que nous aurions eu à payer en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) pour les années d'imposition se terminant avant le 1^{er} janvier 2009, de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) et de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) par la suite si nous n'avions pas été exonérés de l'impôt en vertu de ces lois.

Entente de principe

Nous avons conclu une entente de principe avec la province en mars 2008 relativement à notre mandat, nos responsabilités, nos attentes en matière de rendement et la rémunération de nos cadres. Aux termes de cette entente, nous devons préparer des plans d'investissement à l'égard de nouveaux projets de transport et de distribution et prioriser les investissements dans la capacité de transport et de distribution afin de soutenir les projets qui sont nécessaires pour le maintien de la sécurité et de la fiabilité permanentes du réseau. Cette entente exige également que nous réalisions des projets spéciaux que nous communiquera à l'occasion la province au moyen d'une convention d'actionnaire unanime ou d'une déclaration conforme aux dispositions de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario). En outre, cette entente exige que nous obtenions préalablement l'approbation de la province sur tout projet d'émission ou de transfert d'actions

de Hydro One ou de l'une de ses filiales, toute opération importante, notamment la vente d'éléments d'actif, qui pourrait avoir un effet important sur la participation financière de la province ou sur notre capacité d'effectuer des paiements à la SFIEO ou des paiements en remplacement des impôts en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*.

Avec prise d'effet le 24 septembre 2008, la province a fait une déclaration aux termes de l'entente de principe et de l'article 108 de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) (la « directive de l'actionnaire ») relativement à la délocalisation d'emplois aux termes de la convention d'impartition conclue avec Inergi LP (la « convention avec Inergi »). La déclaration permet à la province d'assumer tous les pouvoirs décisionnels relativement à la délocalisation d'emplois aux termes de la convention avec Inergi et retire ces pouvoirs au conseil d'administration de Hydro One. Les administrateurs et membres de la direction de Hydro One sont chargés de prendre des mesures nécessaires pour mettre en application l'intention de la directive de l'actionnaire. Des copies de l'entente de principe et de la directive de l'actionnaire ont été déposées auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières dans chacune des provinces du Canada, et on peut en prendre connaissance à www.sedar.com.

FIDUCIAIRES ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES

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

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

CONTRATS IMPORTANTS

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

- a)
 - i) une troisième convention de fiducie complémentaire datée du 31 janvier 2003 relative à l'émission des billets de série 4 pour un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 200 000 000 \$ a été prélevée le 31 janvier 2003, une tranche 120 000 000 \$ a été prélevée le 25 juin 2004 et une tranche de 65 000 000 \$ a été prélevée le 24 août 2004, aux termes de la convention de fiducie conclue en date du 4 juin 2001 entre Hydro One et Société de fiducie Computershare du Canada (la « convention de fiducie »);
 - ii) une quatrième convention de fiducie complémentaire datée du 22 avril 2003 relative à l'émission des billets de série 5 pour un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 250 000 000 \$ a été prélevée le 22 avril 2003 et une tranche 65 000 000 \$ a été prélevée le 20 août 2004, aux termes de la convention de fiducie;
 - iii) une cinquième convention de fiducie complémentaire datée du 23 juin 2003 relative à l'émission des billets de série 6 pour un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 500 000 000 \$ a été prélevée le 23 juin 2003, aux termes de la convention de fiducie;
 - iv) une sixième convention de fiducie complémentaire datée du 24 février 2004 relative à l'émission des billets de série 7 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 250 000 000 \$ a été prélevée le 24 février 2004 et une tranche de 150 000 000 \$ a été prélevée le 19 mai 2005, aux termes de la convention de fiducie;

- v) une septième convention de fiducie complémentaire datée du 15 novembre 2004 relative à l'émission des billets de série 8 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 400 000 000 \$ a été prélevée le 15 novembre 2004, aux termes de la convention de fiducie;
- vi) une huitième convention de fiducie complémentaire datée du 19 mai 2005 relative à l'émission des billets de série 9 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 350 000 000 \$ a été prélevée le 19 mai 2005 et une tranche de 250 000 000 \$ a été prélevée le 24 avril 2006, aux termes de la convention de fiducie;
- vii) une neuvième convention de fiducie complémentaire datée du 3 mars 2006 relative à l'émission des billets de série 10 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 300 000 000 \$ a été prélevée le 3 mars 2006 et une tranche de 150 000 000 \$ a été prélevée le 22 août 2006, aux termes de la convention de fiducie;
- viii) une dixième convention de fiducie complémentaire datée du 19 octobre 2006 relative à l'émission des billets de série 11 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 75 000 000 \$ a été prélevée le 19 octobre 2006 et dont une tranche de 250 000 000 \$ a été prélevée le 13 septembre 2010, aux termes de la convention de fiducie;
- ix) une onzième convention de fiducie complémentaire datée du 13 mars 2007 relative à l'émission de billets de série 12 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 400 000 000 \$ a été prélevée le 13 mars 2007, aux termes de la convention de fiducie;
- x) une douzième convention de fiducie complémentaire datée du 18 octobre 2007 relative à l'émission de billets de série 13 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 300 000 000 \$ a été prélevée le 18 octobre 2007 et une tranche 300 000 000 \$ a été prélevée le 3 mars 2008, aux termes de la convention de fiducie;
- xi) une treizième convention de fiducie complémentaire datée du 3 mars 2008 relative à l'émission de billets de série 14 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 250 000 000 \$ a été prélevée le 3 mars 2008, aux termes de la convention de fiducie;
- xii) une quatorzième convention de fiducie complémentaire datée du 10 novembre 2008 relative à l'émission de billets de série 15 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 400 000 000 \$ a été prélevée le 10 novembre 2008 et une tranche 200 000 000 \$ a été prélevée le 14 janvier 2009, aux termes de la convention de fiducie;
- xiii) une quinzième convention de fiducie complémentaire datée du 19 novembre 2008 relative à l'émission de billets de série 16 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 100 000 000 \$ a été prélevée le 19 novembre 2008 et une tranche 100 000 000 \$ a été prélevée le 13 janvier 2009, aux termes de la convention de fiducie;
- xiv) une seizième convention de fiducie complémentaire datée du 3 mars 2009 relative à l'émission de billets de série 17 d'un capital global de 1 000 000 000 \$,

dont une tranche de 300 000 000 \$ a été prélevée le 3 mars 2009, aux termes de la convention de fiducie;

- xv) une dix-septième convention de fiducie complémentaire datée du 16 juillet 2009 relative à l'émission de billets de série 18 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 300 000 000 \$ a été prélevée le 16 juillet 2009 et une tranche de 200 000 000 \$ a été prélevée le 15 mars 2010, aux termes de la convention de fiducie;
- xvi) une dix-huitième convention de fiducie complémentaire datée du 19 novembre 2009 relative à l'émission de billets de série 19 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 250 000 000 \$ a été prélevée le 19 novembre 2009 et une tranche de 500 000 000 \$ a été prélevée le 22 janvier 2010, aux termes de la convention de fiducie;
- xvii) une dix-neuvième convention de fiducie complémentaire datée du 15 mars 2010 relative à l'émission de billets de série 20 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 300 000 000 \$ a été prélevée le 15 mars 2010, aux termes de la convention de fiducie;
- xviii) une vingtième convention de fiducie supplémentaire datée du 13 septembre 2010 relative à l'émission de billets de série 21 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 250 000 000 \$ a été prélevée le 13 septembre 2010, aux termes de la convention de fiducie;
- xix) une vingt et unième convention de fiducie supplémentaire datée du 24 janvier 2011 relative à l'émission de billets de série 22 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 50 000 000 \$ a été prélevée le 24 janvier 2011, aux termes de la convention de fiducie.

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

- b) une convention de placement pour compte datée du 27 juillet 2009 conclue entre, d'une part, notre société et, d'autre part, BMO Nesbitt Burns Inc., Casgrain & Compagnie Limitée, Marchés mondiaux CIBC inc., Valeurs mobilières HSBC (Canada) Inc., Valeurs mobilières Banque Laurentienne Inc., Financière Banque Nationale Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., Scotia Capitaux Inc. et Valeurs Mobilières TD inc. (collectivement, les « courtiers initiaux »), dans sa version modifiée par la modification n° 1 datée du 2 mars 2010 conclue entre notre Société et les courtiers initiaux afin d'ajouter Valeurs mobilières Desjardins inc. et Merrill Lynch Canada Inc. à titre de courtiers aux termes de la convention (collectivement avec les courtiers initiaux, les « courtiers »), relativement à un appel public à l'épargne sous forme de billets à moyen terme non garantis de Hydro One d'un capital global maximum de 3 000 000 000 \$. La convention de placement pour compte, dans sa version modifiée, prévoit la nomination des courtiers à titre de mandataires non exclusifs de Hydro One afin de solliciter à l'occasion des offres d'achat de ses billets à moyen terme au Canada et, dans certaines circonstances, aux États-Unis.

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

INTÉRÊTS DES EXPERTS

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. a fourni les services suivants à notre société :

- a) l'examen trimestriel des états financiers consolidés de notre société;
- b) l'audit annuel des états financiers consolidés de notre société;
- c) l'audit annuel des états financiers des entreprises de transport et de distribution de Hydro One Networks Inc., de Hydro One Remote Communities Inc. et de Hydro One Brampton Networks Inc.;
- d) l'audit annuel de la caisse de retraite de notre société et des sociétés suivantes qui détiennent nos autres investissements : HOPF-HFG Investments Ltd., HOPF-HFM Investments Ltd., HOPF-PEJ Investments Ltd. et HOPF-PEP Investments Ltd.

Le cabinet KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. est indépendant au Canada conformément à ses règles de déontologie.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, Deloitte & Touche s.r.l. a fourni une évaluation annuelle du solde des écarts d'acquisition de notre société.

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

- a) l'évaluation actuarielle comptable annuelle (préparation du rapport d'évaluation) à l'égard des régimes de retraite enregistrés et non enregistrés et des autres régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi;
- b) l'évaluation actuarielle triennale de la capitalisation (dernière évaluation achevée au 31 décembre 2009 et déposée en septembre 2010);
- c) l'évaluation actuarielle comptable annuelle du régime de retraite complémentaire aux fins des lettres de crédit (préparation du rapport d'évaluation).

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

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

Étant donné que nous n'avons qu'un actionnaire, la province, nous ne sommes pas tenus de préparer une circulaire de sollicitation de procurations. Des renseignements financiers supplémentaires sont fournis dans nos états financiers consolidés comparatifs audités et le rapport des auditeurs s'y rapportant et dans notre rapport de gestion pour le dernier exercice complet, ces documents pouvant être consultés sur le site de SEDAR à www.sedar.com.

DÉCLARATION SUR LA RÉMUNÉRATION DES MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Analyse de la rémunération

Hydro One a adopté une démarche rigoureuse à l'égard de la rémunération des membres de la haute direction. En 2010, elle a appliqué cette démarche en conformité avec la *Loi de 2010 sur les mesures de restriction de la rémunération dans le secteur public visant à protéger les services publics* (la « Loi sur

les mesures de restriction ») qui est entrée en vigueur le 18 mai 2010. Cette loi impose, pour une période de deux ans allant du 24 mars 2010 au 31 mars 2012, un gel de la structure salariale de l'ensemble des employés du secteur public exclus de la négociation, ce qui comprend les cadres et les membres de la haute direction visés de Hydro One. Sous réserve d'exceptions qui y sont prévues, la Loi sur les mesures de restriction impose un gel des programmes de rémunération des employés du secteur public, notamment du salaire de base et des dispositions relatives au régime incitatif des programmes de rémunération qui étaient en vigueur au 24 mars 2010. Hydro One s'est conformée à la Loi sur les mesures de restriction en 2010.

Aperçu

Par son programme de rémunération des membres de la haute direction, Hydro One vise à établir des niveaux de rémunération fondés sur le rendement, à être concurrentielle par rapport aux sociétés énergétiques et de services publics canadiennes et à d'autres sociétés comparables, ouvertes et fermées, et d'attirer, de motiver et de conserver à son service des membres de la haute direction. Le recrutement et la conservation d'une équipe de gestion ayant les habiletés nécessaires pour soutenir et développer un réseau de fourniture d'électricité sûr, efficace et fiable sont essentiels à la réussite à court terme et à long terme de Hydro One. Compte tenu des risques liés aux caractéristiques démographiques de nos employés et de la concurrence à l'égard de l'embauche d'employés du secteur énergétique compétents décrite ci-après, le recrutement et le maintien en poste de dirigeants expérimentés et motivés sont les fondements de notre programme et de notre stratégie de rémunération des membres de la haute direction.

Hydro One est confrontée aux mêmes défis que les autres entreprises de services publics canadiennes, plus particulièrement les mêmes défis auxquels fait face le secteur de l'électricité en Amérique du Nord pour ce qui est des caractéristiques démographiques des employés et de la concurrence à l'égard d'employés compétents. Pour prospérer, Hydro One a besoin d'attirer, de garder à son service et de rémunérer des employés compétents en nombre suffisant pour remplacer ceux qui prennent leur retraite ainsi que pour permettre à la société d'entreprendre son programme futur de travaux et d'infrastructures.

Un grand nombre de cadres de Hydro One possèdent l'expérience et les habiletés qui sont très recherchées par d'autres organisations, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur du secteur de l'électricité. Par conséquent, la conservation du personnel de direction est un objectif important de notre stratégie de rémunération des membres de la haute direction.

En matière de rémunération globale, la société vise à faire en sorte que la rémunération totale (le salaire de base, les valeurs aux termes des régimes incitatifs, les prestations de retraite et les avantages sociaux) se situe au 50^e centile de la rémunération totale (c.-à-d. le salaire majoré de la prime cible, de la valeur actualisée nette annualisée des versements incitatifs à long terme, des avantages sociaux et des prestations de retraite) de notre groupe de sociétés comparables qui est composé à parts égales d'entités du secteur public et d'entités du secteur privé, comme il est décrit ci-après.

Notre programme de rémunération est conçu pour récompenser le rendement soutenu au moyen de l'élément salaire de base du programme, et le rendement à long terme ou axé sur des projets, au moyen du régime incitatif à court terme (le « régime incitatif »). Globalement, le programme vise à récompenser le travail qui favorisera le rendement et la productivité de la société et qui favorisera la mise en œuvre de sa stratégie.

Gouvernance – Le comité des ressources humaines (le « comité RH »)

Le comité RH, auparavant appelé comité des ressources humaines et des politiques publiques, du conseil d'administration de Hydro One est entièrement indépendant de la direction. Il s'acquitte au nom du conseil de la surveillance des questions relatives aux ressources humaines, notamment de la rémunération. Dans le cadre de ses fonctions de consultation liées à la rémunération de la haute direction, le comité a

pour mandat d'examiner chaque année les éléments suivants et de les soumettre au conseil pour approbation :

- toutes les fourchettes de salaire de la direction;
- les pratiques de Hydro One concernant la rémunération totale de tous les employés;
- tout rajustement du salaire de base du président et chef de la direction;
- le versement incitatif à court terme devant être fait au président et chef de la direction;
- les mesures de rendement internes applicables à Hydro One;
- le rendement de Hydro One par rapport à ses mesures de rendement internes.

En outre, le comité HR étudie chaque année les éléments suivants et les approuve :

- les rajustements du salaire de base des dirigeants qui relèvent directement du président et chef de la direction, le comité informant le conseil de sa décision à cet égard;
- les versements incitatifs à court terme devant être faits aux dirigeants qui relèvent directement du président et chef de la direction, le comité informant le conseil de sa décision à cet égard;
- les rajustements des salaires de base de la direction (globalement), le comité informant le conseil de sa décision à cet égard;
- les résultats aux fins des versements incitatifs à court terme devant être faits à la direction (globalement), le comité informant le conseil de sa décision à cet égard.

En décembre 2008, le comité RH, en conformité avec les pouvoirs d'obtenir les conseils d'experts indépendants, a retenu les services de Hugessen Consulting Inc., société de consultation indépendante qui fournit des conseils aux conseils d'administration et aux comités de rémunération sur la rémunération de membres de la haute direction, afin qu'elle fournisse au comité RH des conseils sur la compétitivité et l'efficacité des programmes de rémunération de la société, notamment sur tous les éléments de la rémunération des cadres de Hydro One. Des représentants de Hugessen Consulting Inc. ont assisté à toutes les réunions du comité RH en 2010 et ont exprimé leurs vues indépendantes au comité RH, notamment en ce qui a trait aux questions de rémunération. Hugessen Consulting Inc. continue de fournir ses services au comité RH et ne fournit à Hydro One aucun autre conseil en matière de rémunération. Pour ses conseils en 2010, Hugessen Consulting Inc. a touché une rémunération de 21 036,81 \$.

Éléments de la rémunération

La rémunération des membres de la haute direction comprend un salaire de base, une rémunération au rendement attribuée aux termes du régime incitatif, un régime de retraite et des programmes de soins de santé et de soins dentaires, qui sont décrits ci-après. Chacun des membres de la haute direction visés, soit M^{me} Formusa, M. Struthers, M. D'Arcey, M. Marcello et M. Gregg, a droit à ces éléments de rémunération aux termes de son contrat de travail. Hydro One n'offre pas aux membres de sa haute direction de frais d'adhésion à des clubs personnels, d'allocations d'automobiles ni de comptes de frais de représentation.

La composante de la rémunération en espèces totale (« RET ») du programme comprend le salaire de base plus le régime incitatif. La RET est établie par rapport à la rémunération directe totale au sein de l'ensemble du groupe de sociétés comparables (salaire de base, versements incitatifs à court terme et

versements incitatifs à long terme). Pour tous les employés faisant partie de la direction, le maximum payable au titre du régime incitatif correspond à un pourcentage de la rémunération de base établi selon l'échelle et la fourchette de salaire de l'employé. Dans le cas des membres de la haute direction visés autres que le président et chef de la direction, le maximum payable au titre du régime incitatif correspond à 60 % du salaire de base du membre de la haute direction visé. Pour tous les membres de la haute direction visés, le montant de la RET maximum correspond au salaire de base et à l'attribution complète aux termes du régime incitatif. La valeur de la composante du régime incitatif dans la RET reflète les versements incitatifs à court terme dans le groupe de sociétés comparables. On a établi le salaire de base à un niveau plus élevé que dans le groupe de sociétés comparables pour contrebalancer la composante de rémunération à long terme qu'offrent bon nombre d'entités figurant dans le groupe de sociétés comparables, puisque Hydro One n'a pas de régime incitatif à long terme.

Le comité d'examen des organismes (le « comité d'examen ») a été établi par la province en janvier 2007 afin d'examiner la rémunération des cadres de cinq institutions nommées du secteur de l'électricité dans la province, dont Hydro One, et de faire des recommandations à cet égard. Le comité d'examen a fait des recommandations sur la rémunération des cadres à la province, qui les a acceptées. Hydro One s'est conformée aux recommandations pertinentes et a mis en place des lignes directrices concernant la rémunération des nouveaux cadres et des membres de la haute direction. À compter de 2009 et pour les années postérieures, Hydro One a établi la méthodologie suivante à l'égard des employés actuels et nouveaux faisant partie de la direction de la société, notamment des cadres actuels et nouveaux et des membres de la haute direction :

- On utilisera des données comparatives sur le marché à partir d'un groupe composé à 50 % de sociétés du secteur public et à 50 % de sociétés du secteur privé pour établir la rémunération globale.
- On établira la rémunération globale au 50^e centile de la rémunération totale (c.-à-d. le salaire plus les primes cibles, la valeur actuelle nette annualisée des versements incitatifs à long terme, les avantages sociaux et les prestations de retraite) des données sur le marché utilisées.

Le comité RH a approuvé un groupe de sociétés comparables soumis par la direction avec l'aide de ses conseillers en rémunération externes, le Groupe Hay Limitée. La direction de la société a retenu les services du Groupe Hay Limitée, afin d'obtenir des conseils en matière de rémunération, notamment sur la rémunération de la haute direction. Ces services sont distincts de ceux que Hugessen Consulting Inc. a fournis directement au comité RH, comme il a été indiqué ci-dessus. En 2010, le Groupe Hay Limitée a touché une rémunération de 34 572,89 \$ pour ses conseils et ses services qui comprenaient des consultations et des évaluations, notamment des évaluations de postes, pour des postes de direction et de cadres.

Le groupe de sociétés comparables se compose de 32 sociétés canadiennes (16 du secteur public et 16 du secteur privé). Cinq de ces entités ne sont pas présentées comme des secteurs isolables dans les états financiers de leur société mère devant présenter de l'information financière et, par conséquent, l'information financière n'était pas disponible sur ces entités. Des 27 entités faisant partie du groupe de sociétés comparables pour lesquelles l'information financière est disponible, environ 63 % sont de plus petite taille que Hydro One en fonction des revenus et de l'actif, selon leurs états financiers annuels publics les plus récents.

On trouvera ci-après la liste des sociétés du groupe de sociétés comparables :

Secteur public	Secteur privé
Association canadienne de normalisation – Groupe CSA	ArcelorMittal Dofasco Inc.
Banque de développement du Canada	Bruce Power
British Columbia Hydro and Power Authority	Chemin de fer Canadien Pacifique
Enersource Hydro Mississauga	Chemins de fer nationaux du Canada
Financement agricole Canada	Enbridge Gas Distribution Inc.
Gouvernement de l'Ontario	Fortis Inc.
La Corporation de portefeuille Énergie NB	Newfoundland Power
Newfoundland and Labrador Hydro	NOVA Chemicals Corporation
Office de l'électricité de l'Ontario	Nova Scotia Power Inc.
Ontario Power Generation	Petro-Canada
SaskEnergy Incorporated	Rio Tinto Alcan
SaskPower	Siemens Power Corporation
SaskTel	Société aurifère Barrick
Société canadienne d'hypothèques et de logement	Ultramar Ltée
Société canadienne des postes	Vale Inco Limitée
Toronto Hydro Corporation	Xstrata Nickel Canada
Total 16	Total 16

1) Salaire de base

Le salaire (annuel) de base vise à rémunérer les membres de la haute direction visés pour le rendement soutenu au quotidien. Le conseil d'administration de Hydro One établit des fourchettes de salaires de base pour chaque membre de la haute direction visé en fonction de comparaisons de postes comparables au sein du groupe de sociétés comparables.

Le niveau réel du salaire de base, au sein de la fourchette approuvée pour chaque membre de la haute direction, y compris chaque membre de la haute direction visé, est établi selon les fonctions liées au poste et le rendement et l'expérience de la personne. Le président et chef de la direction soumet chaque année une recommandation à l'égard du salaire de base au comité RH pour chaque personne qui relève directement de lui. Comme il a été mentionné ci-dessus, le comité RH établit le salaire de base de ces membres de la haute direction puis fait rapport de sa décision au conseil d'administration. Dans le cas du président et chef de la direction, le comité RH propose un salaire de base au conseil d'administration, pour approbation.

Le positionnement du membre de la haute direction visé dans la fourchette est fonction de son niveau de rendement relativement aux exigences du poste. Le conseil d'administration de Hydro One établit une augmentation du salaire de base fondée sur des comparaisons par rapport au marché. Le rendement est établi selon le rendement quotidien à ce poste, tant pour ce qui est des résultats que des comportements, et est souvent lié au niveau d'expérience aux fonctions en question. L'augmentation du salaire de base est attribuée aux membres de la haute direction visés seulement en fonction du rendement. Hydro One n'accorde pas d'augmentation salariale d'office ou qui sont fonction des conditions économiques à ses membres de la haute direction visés. Le salaire de base d'un membre de la haute direction visé peut augmenter une fois l'an, mais pas nécessairement. De plus, jusqu'au 31 mars 2012, les hausses du salaire de base sont assujetties aux mesures de restriction que prévoit la Loi sur les mesures de restriction de

sorte qu'en conformité avec cette loi, aucune hausse du salaire de base n'a été accordée aux membres de la haute direction visés en 2010.

2) Rémunération au rendement

Notre société n'attribue à ses membres de la haute direction aucune option, aucun bon de souscription ni aucun autre droit permettant l'achat de ses actions, notamment aucun droit à la plus-value des actions. La rémunération au rendement, soit la rémunération autre que le salaire de base, se limite au régime incitatif.

Le régime incitatif de Hydro One est un mécanisme qu'utilise la société pour stimuler le rendement qui est distinct des rajustements au salaire de base. Le régime incitatif a été conçu de façon à établir un lien étroit entre le rendement de la société, le rendement de la personne et la rémunération à risque. Le régime incitatif de Hydro One offre aux participants, y compris les membres de la haute direction visés, la possibilité d'obtenir un versement incitatif annuel au comptant en fonction de deux éléments. Le premier est l'atteinte des cibles de rendement de la société établies par le conseil d'administration. Le deuxième est l'apport du participant à l'atteinte de ces cibles.

Afin de déterminer le montant du versement incitatif payable au président et chef de la direction, le comité RH a établi des pondérations et des niveaux d'atteinte spécifiques pour chaque mesure du rendement de la société intégrée dans son entente de rendement et pour d'autres objectifs qualitatifs et en matière de leadership. L'évaluation du président et chef de la direction est effectuée par le comité RH et approuvée par le conseil d'administration de Hydro One.

Dans le cas des employés faisant partie de la direction, le versement incitatif à court terme maximum est établi en fonction de chaque catégorie d'employé faisant partie de la direction et correspond à un pourcentage de la rémunération de base pour cette catégorie particulière. Pour chacun des membres de la haute direction visés, les attributions possibles varient entre 0 % et un maximum de 60 % du salaire de base. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, les fourchettes d'attributions possibles pour les membres de la haute direction visés étaient les suivantes : entre 0 % et 25 % du salaire de base dans le cas de M^{me} Formusa et entre 0 % et 60 % du salaire de base dans le cas de MM. Struthers, D'Arcey, Marcello et Gregg. La fourchette applicable à M^{me} Formusa a été établie par le comité RH et approuvée par le conseil en 2007. La fourchette applicable aux membres de la haute direction visés autres que le président et chef de la direction a été établie par le comité RH en 2006 et approuvée par le conseil. Les fourchettes applicables aux membres de la haute direction visés n'ont pas changé de 2009 à 2010. La rémunération au rendement pour les membres de la haute direction visés autres que le président et chef de la direction comporte deux éléments, soit l'établissement du montant des fonds et l'attribution des fonds. Ces éléments seront décrits séparément.

Établissement du montant des fonds : Le pourcentage maximum des fonds est établi au gré du conseil d'administration de Hydro One, en fonction d'une recommandation du comité RH. Les fonds disponibles pour les personnes qui relèvent directement du président et chef de la direction (qui comprennent les membres de la haute direction visés autres que le président et chef de la direction) est un pourcentage du montant total qui serait payable dans l'hypothèse où chaque personne a gagné son attribution à court terme maximum. En 2010, le pourcentage maximum des fonds disponibles pour les personnes qui relèvent directement du président et chef de la direction a été établi à 70 % de ce montant potentiel total. Le comité RH a effectué cette détermination, qui a été recommandée au conseil d'administration et approuvée par celui-ci, en mesurant le rendement de la société à la fin de l'année par rapport à diverses cibles de rendement et mesures de la société établies au début de l'année.

Attribution des fonds : Les fonds sont attribués parmi les membres de la haute direction en fonction du rendement. Il ne s'agit pas d'une attribution générale à l'ensemble de ceux-ci. Les membres de la haute direction visés sont évalués par rapport à leur entente de rendement et aux autres personnes qui relèvent directement du président et chef de la direction, en fonction d'évaluations objectives et subjectives. Ces

évaluations des membres de la haute direction visés, à l'exception du président et chef de la direction, sont effectuées par le président et chef de la direction et approuvées par le comité RH. Aucune personne relevant directement du chef de la direction ne peut recevoir plus que son paiement incitatif à court terme maximum. On trouvera ci-après un exposé supplémentaire concernant l'évaluation du rendement des membres de la haute direction visés, dans la partie touchant le rendement individuel.

a) Mesures et cibles de rendement de la société

Le comité RH élabore annuellement, à la fin de chaque année pour l'année suivante, les mesures et cibles de rendement de Hydro One au moyen d'une fiche de pointage équilibrée. La fiche de pointage équilibrée vise à mesurer le rendement de la société de façon large, couvrant tous les aspects clés de son rendement. Les mesures qui figurent sur la fiche de pointage visent à faire en sorte que la société augmente sa productivité et réalise sa stratégie.

À l'automne de chaque année, la direction de Hydro One définit des mesures et des cibles clés qui devraient selon elle favoriser le rendement de la société au cours de l'année à venir et soumet ces mesures et cibles recommandées au comité RH. Pour 2010, les mesures du rendement de la société étaient liées à la stratégie d'entreprise de Hydro One qui a été mise à jour en 2009 et en 2010. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Description de l'entreprise – Notre stratégie ». La direction et le comité RH ont étudié et évalué les mesures et les cibles afin de s'assurer qu'elles couvraient tous les aspects clés du rendement de la société et qu'elles étaient assez rigoureuses pour soutenir un rendement supérieur et la mise en œuvre de la stratégie d'entreprise. Le comité RH a ensuite recommandé à l'ensemble du conseil d'administration d'approuver ces mesures et ces cibles, qui sont fondées sur les objectifs stratégiques clés de Hydro One dans les domaines de la sécurité, de la satisfaction des abonnés, de l'innovation en permanence, de la fiabilité du réseau de transport et de distribution, de la protection de l'environnement, du recrutement et du transfert des connaissances, de la valeur pour l'actionnaire et de la productivité.

Le tableau suivant indique les mesures du rendement de l'entreprise de Hydro One pour 2010, qui ont été harmonisées avec ses objectifs stratégiques, ainsi que les cibles établies pour chacune de ces mesures. En 2010, Hydro One a atteint ou dépassé 14 des 18 cibles. Le contexte de ces cibles est décrit plus en détail à la rubrique qui traite de chaque objectif stratégique ci-après.

Objectif stratégique	Mesure de rendement	Clôture de l'exercice	
		Réel	Cible
Milieu de travail où ne survient aucune blessure	Blessures avec perte de temps (nombre de blessures avec perte de temps par tranche de 200 000 heures travaillées)	0,05	0,23
	Blessures nécessitant des soins médicaux (devant être signalées à la CSPAAT) (nombre de blessures par tranche de 200 000 heures travaillées)	2,8	3,6
Satisfaction des abonnés	Satisfaction des abonnés du secteur du transport	89 %	88 %
	Satisfaction des abonnés du secteur de la distribution	89 %	81 %
Innovation en permanence	Compteurs intelligents permettant la tarification selon l'heure de la consommation	1,14 M	1,17 M
	Implantation du réseau vert (territoire appelé <i>smart zone</i>) – pourcentage des étapes clés	100 %	90 %
Fiabilité du réseau de transport et de distribution	Transport – fréquence des interruptions imprévues sur le réseau de 115/230KV (interruption imprévue par point de livraison)	0,25	0,25

Objectif stratégique	Mesure de rendement	Clôture de l'exercice	
		Réel	Cible
	Transport – durée des interruptions imprévues sur le réseau de 115/230KV (durée des interruptions imprévues par point de livraison)	9,1 minutes	16 minutes
	Distribution – durée des interruptions (durée de l'interruption par abonné)	7,1 heures	6,9 heures
Protection de l'environnement	Projet d'installation de lignes entre Bruce et Milton (pourcentage des étapes atteintes)	100 %	90 %
	Réduction des gaz à effet de serre (nombre de tonnes métriques de gaz à effet de serre supprimées)	2 595	8 400
Recrutement/transfert des connaissances	Sondage auprès des employés (note moyenne globale)	3,70	3,73
Valeur pour l'actionnaire	Bénéfice net après impôts (en millions de dollars)	591	460
	Note (attribuée à la dette à long terme)	A	A
Productivité	Transport – coûts unitaires (pourcentage des dépenses en immobilisations de maintien et charges d'exploitation et d'entretien par actif)	4,6	4,8
	Distribution – coûts unitaires (dépenses en immobilisations et charges d'exploitation et d'entretien par kilomètre de ligne) en milliers de dollars par kilomètre	6,6	6,9
	Collaborative Planning Index	86 %	85 %
	Économies liées au projet Cornerstone	33,6 M\$	28 M\$

La fiche de pointage est non pondérée. Chaque mesure est une mesure clé pour assurer le rendement de la société et toutes les mesures sont reliées. Pour ce qui est de l'évaluation du rendement, le comité RH est tenu d'exercer son jugement lorsqu'il s'agit de pondérer les résultats de chaque mesure et de déterminer si le rendement cible global de la société, comme l'indique la fiche de pointage, est atteint. Si, globalement, le rendement figurant sur la fiche de pointage est atteint ou dépassé, le fonds incitatif à court terme peut être provisionné en fonction d'un certain pourcentage des versements incitatifs à court terme maximums, ce pourcentage allant jusqu'à 100 %, selon la recommandation du comité RH, mais sous réserve, en dernier lieu, de l'appréciation du conseil d'administration. Si, globalement, le rendement figurant sur la fiche de pointage n'est pas atteint, le comité RH établit et recommande un niveau de provisionnement inférieur, toujours sous réserve de l'appréciation du conseil d'administration. Pour 2010, le conseil d'administration a adopté une démarche conforme aux pratiques antérieures, selon lesquelles le niveau des fonds avait été fixé à 75 % du montant maximum pouvant être affecté au régime incitatif à court terme si tous les objectifs étaient atteints ou dépassés. Compte tenu des pratiques antérieures, l'établissement du niveau des fonds à 75 % au maximum est compatible avec les dispositions de la Loi sur les mesures de restriction. Si certains objectifs n'étaient pas atteints, le conseil se réservait le droit de réduire le pourcentage des fonds affectés au régime incitatif à court terme. Pour 2010, bien que, tout compte fait, les cibles aient été atteintes, le conseil d'administration a exercé son pouvoir discrétionnaire et établi à son gré que le niveau des fonds serait fixé à 70 % du montant maximum affecté au régime incitatif à court terme.

1. Sécurité; milieu de travail où ne survient aucune blessure

La sécurité est au centre des préoccupations de la société et son premier objectif stratégique clé. La sécurité de nos employés revêt la plus grande importance. Pour 2010, Hydro One a établi deux mesures

de rendement pour cet objectif stratégique, à savoir les blessures avec perte de temps et les blessures nécessitant des soins médicaux. Les blessures avec perte de temps correspondent au nombre d'incidents avec perte de temps par tranche de 200 000 heures travaillées, qui est une mesure utilisée dans l'ensemble de l'industrie. Les résultats obtenus selon cette mesure peuvent être rapprochés de ceux qu'obtiennent de grandes sociétés comparables. En 2010, Hydro One visait un taux de fréquence des blessures avec perte de temps par tranche de 200 000 heures travaillées d'au plus 0,23 incident et a réussi à atteindre cet objectif de réduction des incidents devant être signalés. Les mesures nécessitant des soins médicaux correspondent au nombre d'incidents qui sont signalés à la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail (CSPAAT) et sont calculées par tranche de 200 000 heures travaillées. En 2010, Hydro One avait fixé un objectif d'au plus 3,6 incidents par 200 000 heures travaillées et a réussi à atteindre cet objectif, réduisant ainsi le nombre de blessures nécessitant des soins médicaux.

2. Satisfaction des abonnés

La satisfaction des abonnés des secteurs du transport et de la distribution mesure le degré selon lequel ils sont satisfaits du service qu'ils reçoivent de nous. La réputation de la société exerce une influence clé sur la satisfaction de la clientèle, et Hydro One continue de se concentrer sur l'amélioration de sa réputation. En 2010, Hydro One figure de nouveau parmi les cinq entreprises en tête sur le plan de la responsabilité sociale au Canada et la première à ce titre parmi les entreprises de services publics, selon les classements annuels que Corporate Knights prépare sur les 50 entreprises les mieux cotées sur le plan de la responsabilité sociale au pays. La satisfaction des abonnés se mesure en fonction des résultats obtenus de divers sondages qui sont effectués par des tiers indépendants pour le compte de Hydro One. Pour les abonnés du secteur du transport en 2010, nous avons ciblé un taux de satisfaction de 88 % et avons atteint cet objectif. Pour nos abonnés du secteur de la distribution, nous avons ciblé un taux de satisfaction de 81 % et avons dépassé cet objectif.

3. Innovation en permanence

Nous cherchons à élaborer et à proposer des solutions novatrices qui améliorent la fiabilité et l'efficacité de nos services d'électricité et permettent à nos abonnés de mieux gérer leur consommation d'énergie. Parmi les mesures continues en matière d'innovation, l'implantation de compteurs intelligents dans un réseau fiable permettant la tarification selon l'heure de la consommation était une priorité en 2010. Notre objectif portant sur l'implantation de 1,17 million de compteurs intelligents comprenait ceux qu'implantait notre filiale Hydro One Brampton Networks Inc. En 2010, bien que nous ayons implanté 1,14 million de compteurs intelligents, nous n'avons pas atteint notre objectif pour cette mesure de rendement en raison de difficultés et de retards imprévus liés à des défauts de fabrication découverts au moment de l'installation des compteurs. Notre mesure portant sur l'implantation d'un réseau vert reflète d'autres projets dans le territoire appelé *smart zone* aux fins du déploiement du réseau intelligent, qui fait partie intégrante de la Loi sur l'énergie verte et qui comprend une série d'étapes clés liées à la connectivité WiMax dans le territoire appelé *smart zone* (la connectivité WiMax a trait à la capacité de lire les compteurs intelligents à distance par l'utilisation de la technologie sans fil), à la facilitation de la production distribuée par des solutions de TI perfectionnées et à l'élaboration de la preuve de nécessité commerciale d'un déploiement à l'échelle de la province de la technologie WiMax dans l'ensemble de notre territoire de desserte. L'objectif consiste à atteindre 90 % de ces étapes clés. Pour 2010, nous avons dépassé notre objectif.

4. Fiabilité du transport et de la distribution

Hydro One cherche à accroître et à conserver la confiance du public dans ses activités, à titre de gérant du réseau d'électricité de l'Ontario. En 2010, Hydro One a continué à mettre l'accent sur cette priorité stratégique en investissant dans les éléments d'actif principaux de son réseau de transport d'électricité et en exploitant le réseau actuel pour les abonnés de façon sécuritaire, fiable et efficace. La fiabilité du

transport mesure la fréquence et la durée des interruptions imprévues du service aux abonnés et compare les résultats du rendement obtenus par Hydro One avec ceux obtenus par d'autres sociétés de grande taille membres de l'Association canadienne de l'électricité (« ACÉ »). La fiabilité est en partie tributaire des conditions météorologiques et des contraintes de production et, par conséquent, pour atteindre des résultats, Hydro One a besoin d'un rendement efficace des réseaux de transport et de distribution. La fiabilité du réseau de distribution est évaluée par la durée des interruptions de service. Hydro One est consciente du fait que, quelle que soit leur taille, les entreprises ont besoin d'un service fiable pour pouvoir livrer leurs produits et leurs services et que les abonnés s'attendent à ce que les interruptions soient d'une durée raisonnablement limitée.

Pour ce qui est du réseau de transport, en 2010, Hydro One ciblait un taux d'interruption de 0,25 par point de livraison quant à la fréquence des interruptions imprévues. À la clôture de l'exercice, la fréquence des interruptions imprévues s'établissait à 0,25, ce qui correspond à la cible.

Quant à la durée des interruptions imprévues sur le réseau de transport, la cible était de 16 minutes par point de livraison. La durée des interruptions imprévues à la clôture de l'exercice s'établissait à 9,1 minutes, et nous avons dépassé cette cible.

Quant à la durée des interruptions au sein du réseau de distribution, la cible pour 2010 avait été établie à 6,9 heures par abonné pour 2010. Un certain nombre de difficultés que nous avons éprouvées au dernier trimestre de 2010 ont réduit la fiabilité de notre réseau de distribution sur le plan de la durée des interruptions. En particulier, deux orages intenses cet hiver ont nui à la fiabilité de notre réseau de distribution au cours du dernier trimestre de 2010. En conséquence, la durée des interruptions s'est établie à 7,1 heures, soit 0,2 heure de plus que la cible, que Hydro One n'a donc pas atteinte.

5. Protection de l'environnement

Les mesures que prend Hydro One pour protéger l'environnement s'harmonisent avec la Loi sur l'énergie verte sont la preuve de notre engagement de livrer une énergie propre et renouvelable. Dans cet esprit, Hydro One a mis au point deux mesures de rendement clés, à savoir i) le projet d'installation d'une ligne entre Bruce et Milton et ii) la réduction des gaz à effet de serre. Pour le projet d'installation d'une ligne entre Bruce et Milton, Hydro One visait un achèvement à 90 % des étapes critiques aux dates fixées en 2010. Nous avons dépassé notre cible à l'égard de ce projet pour 2010. Quant à la réduction des gaz à effet de serre, Hydro One a établi comme cible l'élimination de 8 400 tonnes métriques de gaz à effet de serre au moyen des mesures suivantes : a) le programme portant sur son parc de véhicules (100 tonnes), b) le programme de réduction des émissions d'hexafluorure de soufre (SF₆) (7 150 tonnes), c) les postes de livraison de carburant diesel de notre filiale Hydro One Remote Communities Inc. (1 000 tonnes) et d) les installations d'électricité (150 tonnes). Hydro One a réussi à éliminer 2 595 tonnes métriques de gaz à effet de serre au moyen des mesures décrites aux points a), c) et d), et a donc dépassé ses cibles pour ces mesures. Toutefois, elle n'a pu atteindre sa cible globale car elle n'a pas été en mesure de vérifier les résultats quant aux quantités de SF₆ et a déterminé que le montant récupéré devait être de zéro. Néanmoins, Hydro One s'est vu attribuer deux prix de l'Association canadienne de l'électricité en 2010 pour ses efforts en matière de protection de l'environnement, soit le prix du développement durable pour 2009, qui nous a été décerné pour les efforts que nous déployons afin de réduire les impacts environnementaux de nos activités, et le prix de l'engagement environnemental, qui nous a été décerné pour nos mesures de protection de la biodiversité dans le cadre de l'aménagement de la ligne de transport entre Bruce et Milton.

6. Recrutement/transfert de connaissances

Les atouts les plus précieux de Hydro One sont ses employés. En 2010, Hydro One a été classée par Mediacorp parmi les meilleurs employeurs du Grand Toronto, ce qui souligne le fait que nous offrons à nos employés un milieu de travail exceptionnel. Comme il a été indiqué ci-dessus, Hydro One analyse les

caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre et se penche sur le départ à la retraite inévitable d'un nombre important d'employés. De tels départs créent des défis pour la société, non seulement en raison de la perte d'employés compétents, mais également quant à sa capacité de conserver et de recruter des personnes talentueuses et de soutenir la productivité dans toutes les facettes de son organisation. Pour atteindre cet objectif en matière de maintien en poste et de recrutement de personnel, Hydro One s'est attachée à accroître l'esprit d'engagement des employés et à faire en sorte que les employés adhèrent aux valeurs fondamentales de l'entreprise que sont la sécurité, la gestion responsable, l'excellence et l'innovation. L'esprit d'engagement s'accroît lorsque les employés offrent et reçoivent de la formation, notamment dans le cadre d'un transfert de connaissances, type important de formation des employés qui se répandra dans un proche avenir, compte tenu des caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre de la société. La Société a commencé à mesurer et à améliorer cet esprit d'engagement en 2008 au moyen de questionnaires gérés par un tiers expert indépendant, son objectif étant d'améliorer le pointage moyen total d'une année à l'autre. Le taux de réponse au questionnaire a été le plus élevé obtenu jusqu'à ce jour. Toutefois, l'objectif de faire passer le pointage moyen total de 3,68 (sur 5) obtenu en 2009 à 3,73 en 2010 n'a pas été atteint, puisque le pointage réel a été de 3,70.

7. Valeur pour l'actionnaire

L'atteinte d'un solide rendement financier est établie à l'aide de deux mesures de rendement, soit le bénéfice net après impôts et une note élevée. Nos objectifs consistaient à enregistrer un bénéfice net après impôts de 460 millions de dollars et à obtenir une note « A ». Le bénéfice net s'est établi à 591 millions de dollars pour 2010, ce qui est supérieur à l'objectif. Par ailleurs, les notes que Standard & Poor's, Moody's et DBRS ont attribuées aux titres de créance à long terme de Hydro One ont atteint l'objectif de la note « A ». Le maintien d'une note « A » nous permet d'avoir accès au marché des titres de créance à long terme de façon efficace sur le plan des coûts, ce qui est encore plus critique dans le contexte actuel des marchés financiers et compte tenu de nos besoins de capitaux à moyen terme.

8. Productivité

L'un de nos objectifs stratégiques consiste à accroître la productivité par des améliorations de l'efficience et la gestion efficace des coûts. Pour atteindre des objectifs liés aux coûts unitaires de transport et aux coûts unitaires de distribution, Hydro One a comparé ses résultats aux mesures de productivité reconnues dans l'industrie de l'électricité. Les deux mesures les plus comparables sont a) les coûts unitaires de transport (dépenses en immobilisations de maintien et charges EE et A) en pourcentage (c.-à-d. les coûts par tranche de valeur d'actif de l'entreprise de transport) et b) les coûts unitaires de distribution (dépenses en immobilisations de maintien et charges EE et A par kilomètre de ligne) (c.-à-d. les coûts par unité de longueur de ligne de l'entreprise de distribution), et ces mesures ont été adoptées comme nos mesures de rendement. Notre programme de travaux et d'investissement permanent a pour objectif de maintenir et d'améliorer nos éléments d'actif de manière que la fiabilité de la livraison pour nos abonnés soit maintenue ou accrue, et nous avons pour objectif de réaliser ces travaux de façon productive. Pour comparer notre rendement et suivre notre productivité d'une année à l'autre, nous établissons des cibles de coût qui sont mesurées dans un écart de plus ou moins 5 %. Notre cible de coûts unitaires de transport a été établie à 4,8 %, et Hydro One a atteint cette cible. Sur le plan des coûts unitaires de la distribution, notre cible a été établie à 6 900 \$ par kilomètre de ligne. Hydro One a également atteint cette cible.

Deux mesures supplémentaires liées à nos objectifs de productivité ont été instaurées en 2010, soit le Collaborative Planning Index et les économies liées au projet Cornerstone. Le Collaborative Planning Index mesure l'efficacité du flux de travail entre les principales unités d'affaires et les efficacités résultantes qui favorisent la productivité des équipes. Le Collaborative Planning Index est fondé sur la moyenne de trois paramètres, soit l'attribution du travail (qui correspond au décaissement des fonds au niveau du programme et du projet à l'égard des travaux définis et acceptés par les groupes affectés à l'exploitation), l'indice de planification (qui correspond à la mesure en pourcentage du nombre total de commandes de matériel entrées dans le système, divisé selon les délais de production dont les parties

intéressées ont convenu) et le taux d'exécution des commandes (qui correspond à la mesure en pourcentage du nombre de commandes qui ont été livrées au bon endroit, au bon moment par le nombre total de commandes de matériel). Pour 2010, nous visions une moyenne de 85 % pour ces trois paramètres, et nous avons dépassé cette cible.

Le programme Cornerstone a trait au remplacement graduel des systèmes clés de technologie de l'information. Dans le cadre de ce projet, on examine divers processus afin de repérer des possibilités d'économie dans les diverses unités d'affaires. Pour 2010, nous visions des économies de 28 millions de dollars, et cette cible a été dépassée, puisque nous avons dégagé des économies de 33,6 millions de dollars grâce à nos mesures stratégiques en matière d'achats et à des efficacies dans l'affectation de personnel.

Rendement global pour 2010

Pour 2010, le comité RH a établi que, tout compte fait, les cibles avaient été atteintes et a recommandé d'établir les fonds à 70 % des versements incitatifs à court terme maximums. Le conseil d'administration a étudié la recommandation du comité RH et a décidé que, tout compte fait, les cibles avaient été atteintes et a approuvé l'établissement des fonds à 70 % des versements incitatifs à court terme maximum. Ainsi, les fonds établis à 70 % des versements incitatifs à court terme maximums concernaient tous les employés faisant partie de la direction, y compris les membres de la haute direction visés.

b) Rendement individuel

Le deuxième élément permettant d'établir le montant des versements incitatifs à court terme devant être faits aux membres de la haute direction visés aux termes du régime incitatif est leur rendement individuel. Des cibles de rendement individuel sont décrites dans des ententes de rendement individuel, qui comprennent tant de larges cibles pour la société que des cibles spécifiques pour les personnes. On s'attend des membres de la haute direction visés qu'ils concentrent leurs efforts sur l'atteinte des mesures et cibles de rendement de la société abordées ci-dessus. Étant donné que Hydro One a lancé le programme Objectif zéro (*Journey to Zero*) dans le but d'atteindre des résultats de classe mondiale en matière de santé et de sécurité dans un proche avenir, les membres de la haute direction visés devaient démontrer leur détermination quant à la mise en œuvre fructueuse des mesures clés liées au programme Objectif zéro pour 2010. En outre, les caractéristiques de leadership qui suivent font partie intégrante des cibles de rendement individuel : la personne communique la vision et les objectifs, est capable de clarifier les ambiguïtés, obtient le soutien des abonnés et des parties prenantes, se comporte conformément aux valeurs de la société, possède un bon sens des affaires, établit des priorités, fait preuve de courage en tant que membre de la direction, est axé sur les résultats, est capable de travailler en équipe et développe les capacités du personnel. Des ententes de rendement sont conclues chaque année entre le président et chef de la direction et les personnes qui relèvent directement de lui. Le conseil d'administration approuve à son tour l'entente de rendement conclue entre le président et chef de la direction et le président du conseil d'administration.

Les attributions possibles pour les membres de la haute direction visés sont exprimées en pourcentage du salaire de base comme il est décrit ci-dessus.

Les attributions possibles pour chaque membre de la haute direction visé étaient fondées sur leur atteinte relative de cibles de rendement individuel déterminées. Comme nous l'avons fait remarquer plus haut, ces cibles doivent être des cibles objectives fondées sur des chiffres ou des cibles subjectives. Ces cibles sont liées à la totalité ou à une partie des mesures de rendement de la société et des mesures liées à l'unité d'exploitation des membres de la haute direction visés et ont été conçues afin de permettre à notre société de réaliser son plan stratégique. L'évaluation du rendement par rapport aux cibles est importante. Hydro One n'adopte pas une approche mécanique à l'évaluation. Chaque membre de la haute direction visé est évalué objectivement par rapport à ses cibles individuelles propres. Une fois cette évaluation

terminée, une deuxième évaluation, qui compare l'atteinte relative parmi les membres de la haute direction visés est également réalisée. Cette approche exige du jugement de la part du président et chef de la direction et du comité RH (à l'égard des membres de la haute direction visés autres que le président et chef de la direction) ainsi que du comité RH (à l'égard du président et chef de la direction), mais permet d'obtenir une meilleure évaluation du rendement étant donné qu'elle tient compte tant du rendement absolu (par rapport à un ensemble de cibles) que du rendement relatif par rapport aux autres membres de la haute direction visés (à l'exception du président et chef de la direction). Cette approche pourrait faire en sorte qu'un membre de la haute direction visé satisfasse à toutes ces cibles, mais reçoive beaucoup moins que le versement incitatif maximum si d'autres membres de la haute direction visés ont eu un meilleur rendement par rapport à leurs cibles.

Les cibles de M^{me} Formusa étaient pondérées et comprenaient des cibles tant quantitatives que qualitatives. Les facteurs quantitatifs concernaient l'aspect financier (25 %), la fiabilité du transport et de la distribution et la satisfaction des abonnés (15 %), les employés, la sécurité et l'environnement (15 %), ainsi que l'innovation permanente et la productivité (15 %). Ces cibles quantitatives étaient identiques et liées à l'atteinte des mesures et des cibles de rendement de l'entreprise décrites ci-dessus. Les facteurs qualitatifs (30 %) ont été repérés, notamment les qualités de leadership, la culture de l'entreprise, les relations avec le conseil d'administration et les parties prenantes, la gestion des groupes de parties prenantes, l'accent sur la communication avec les employés, la stabilité et l'engagement, la formation de successeurs pressentis pour occuper le poste de chef de la direction et la conformité aux politiques constamment améliorées de la société.

Les cibles de M. Struthers comprenaient un certain nombre de composantes financières, notamment le maintien d'une note « A », l'atteinte de la cible de bénéfice net, la conclusion fructueuse du programme de titres de créance pour 2010 et l'amélioration de l'efficacité du processus de planification aux fins d'une amélioration des dépôts réglementaires, notamment par la participation à titre de témoins clés à la demande de tarifs de transport. En outre, les cibles fixées à l'égard de M. Struthers concernaient le soutien et la surveillance de la rationalisation du secteur de la distribution et d'autres activités de fusion et acquisition, le soutien et la surveillance du programme de partenariat lié à la Loi sur l'énergie verte et le parachèvement de la mise en œuvre des normes internationales d'information financière.

Les cibles de M. D'Arcey avaient trait à la sécurité, à la satisfaction des abonnés, à la fiabilité de la distribution, notamment l'instauration du programme relatif au système d'information géospatiale, la planification de la relève, le passage du nombre cible d'abonnés à la tarification selon l'heure de la consommation dans le cadre du programme relatif au compteur intelligent, l'atteinte des cibles de productivité dans l'unité d'exploitation des services aux abonnés, l'atteinte du pointage et des mesures et cibles de Hydro One Remote Communities Inc. pour 2010, l'intégration des processus de production d'énergie renouvelable distribuée dans les flux de travail de l'entreprise afin de fournir aux producteurs un raccordement au moment opportun, l'amélioration de l'esprit d'engagement des employés au moyen d'objectifs précis, la participation aux négociations du contrat avec Inergi LP, le lancement du programme de remplacement du système d'information sur les abonnés et la participation à des programmes environnementaux, notamment ceux qui portent sur les impacts environnementaux des BPC. Dans ses fonctions de président et chef de la direction de Hydro One Remote Communities Inc., M. D'Arcey a réussi à atteindre les objectifs de la fiche de pointage de 2010 pour les communautés éloignées en matière de santé et sécurité, de solidité financière, de gestion responsable de l'environnement, de relations avec les abonnés, de fiabilité du réseau, d'efficacité opérationnelle et de l'esprit d'engagement de la main-d'œuvre.

Les priorités stratégiques de M. Marcello avaient trait à la mise en place de l'équipe de l'unité de la gestion de l'actif en 2010, l'harmonisation de ses pratiques commerciales avec les exigences du programme Cornerstone et l'élaboration d'une démarche cohérente en matière de gestion de l'actif. Plus précisément, M. Marcello devait s'acquitter de toutes ces responsabilités à l'égard du système de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement de Hydro One, s'assurer que les programmes de dépenses

en immobilisations de soutien et les programmes de charges EE et A de Hydro One étaient élaborés conformément aux exigences, assister à titre de témoin clé à l'instance portant sur les tarifs de transport, fournir un milieu de travail stimulant pour favoriser l'esprit d'engagement des employés, soutenir l'amélioration des processus de gestion liés aux principaux éléments d'actif, achever l'analyse des écarts des pratiques actuelles par rapport aux exigences de la norme PAS55 (norme de gestion d'actif corporel de la British Standards Institution) et faire correspondre le rendement de l'actif avec le plan stratégique de Hydro One, diriger les examens diligents aux fins des plans d'intervention en cas d'urgence et de maintien de l'exploitation, diriger le projet de réseau intelligent, faire en sorte que les activités de maintien de la production distribuée répondent aux exigences du programme de TRG de l'OEO et du *Renewable Energy Standard Offer Program*, diriger efficacement le projet Cornerstone, gérer les projets liés à la Loi sur l'énergie verte et continuer de représenter Hydro One dans des groupes de travail externes reliés au secteur d'activité.

Les objectifs clés de M. Gregg consistaient à soutenir les demandes de tarifs de transport et de distribution afin de répondre aux besoins de revenus de Hydro One, à s'assurer que les étapes critiques étaient atteintes dans le cadre des projets prioritaires liés à la Loi sur l'énergie verte, à établir et à diriger le processus d'examen annuel et de mise à jour du plan stratégique interne, à améliorer l'efficacité des services d'approvisionnement, à veiller à une mise en œuvre efficace de notre stratégie de communication des tarifs, à assurer la réalisation d'un projet d'amélioration des installations du siège social d'une façon efficace sur le plan des coûts, à soutenir les mesures liées à l'esprit d'engagement des employés et au programme Objectif zéro (*Journey to Zero*) par des outils de communications internes efficaces et à rechercher des occasions de partenariat aux fins de projets de transport liés à la Loi sur l'énergie verte.

En 2010, tous les membres de la haute direction visés ont pour l'essentiel atteint leurs objectifs de rendement individuel propres, en fonction d'une évaluation du rendement relatif des autres membres de la haute direction pour ce qui est de leur rendement par rapport à leurs cibles respectives.

La gestion responsable est une valeur clé de Hydro One. Il est donc important que les membres de la haute direction visés se conforment aux politiques et aux procédures de Hydro One. Afin de prouver que leur gestion responsable est fondée sur une gestion financière prudente et à titre de modalité de leur entente de rendement, les membres de la haute direction visés devaient se plier à certaines règles à l'égard des opérations sur carte de crédit qui leur sont soumises et qu'ils approuvent au sein de l'unité relevant d'eux. Ces opérations sur carte de crédit devaient respecter une cible de conformité de 95 % mesurée par rapport aux trois critères suivants :

- le relevé de la carte de crédit doit être approuvé au moyen d'une signature dans les 30 jours qui suivent la date du relevé;
- des reçus détaillés doivent être joints;
- l'objectif rattaché à l'entreprise doit être documenté.

Si ces cibles de conformité n'étaient pas atteintes, l'attribution effectuée aux termes du régime incitatif à l'intention du membre de la haute direction visé en question aurait été réduite de 25 %. Chacun des membres de la haute direction visés a atteint ces cibles.

L'établissement des sommes du régime incitatif pour les membres de la haute direction visés est indépendant de l'évaluation des rajustements au salaire de base. Toutefois, la somme en argent finale d'un versement annuel aux termes du régime incitatif est fonction de tout changement au salaire de base, étant donné qu'elle constitue un pourcentage de celui-ci.

3) Avantages

Outre le salaire de base et la rémunération au titre du régime incitatif offerte dans le cadre de leur rémunération globale, les membres de la haute direction visés participent également au régime de pension

agréé et au régime de retraite complémentaire de Hydro One ainsi qu'à un régime d'avantages flexibles, dont peuvent se prévaloir tous les autres membres de la direction. Le régime d'avantages flexibles prévoit divers avantages, notamment l'assurance-vie, des prestations d'invalidité de longue durée, une assurance accident, des vacances et des prestations d'assurance maladie complémentaires. Hydro One fournit à chaque membre du personnel de direction et à chaque dirigeant certains avantages principaux, qui comprennent une assurance-vie de base, une assurance accident, des prestations d'invalidité de longue durée, une assurance invalidité de longue durée, congé de maladie, soins dentaires et médicaux à l'extérieur du pays, des prestations de retraite et des vacances de base. En outre, les membres de la haute direction engagés avant 2004 ont le choix de recevoir une évaluation médicale d'un tiers. Le régime d'avantages flexibles fournit des crédits pour l'assurance-vie et les vacances calculés chaque année du régime sur les revenus annuels de base de la personne au moment de son adhésion au régime. Ces crédits aux termes du régime d'avantages flexibles peuvent ensuite être affectés par chaque cadre et membre de la direction à la souscription d'une assurance-vie additionnelle, à des vacances additionnelles jusqu'à concurrence du nombre de jours autorisés ainsi qu'à un compte de soins de santé. Les crédits non attribués sont versés à l'employé à la fin de l'exercice, déduction faite des retenues d'impôt.

Les avantages fournis aux membres de la haute direction, à l'exception de M. Gregg, visés sont les mêmes que ceux qui sont fournis à tous les autres cadres, à l'exception des conseils financiers et de l'évaluation médicale par un tiers, et pourraient être supérieurs ou inférieurs à ceux des employés représentés par une unité de négociation, selon l'avantage en question. Les avantages sont relativement indépendants du salaire de base et des versements au titre du régime incitatif, bien que certains constituent un pourcentage du salaire de base. Un grand nombre des avantages liés à la santé sont accordés selon un taux fixe et ne sont pas liés au salaire de base ou au niveau du régime incitatif.

Les avantages de retraite pour les membres de la haute direction visés, à l'exception de M. Gregg, sont identiques à ceux de tous les autres cadres ou dirigeants de notre société dont l'emploi a commencé à la même date, et sont calculés de la même façon pour tous les employés de notre société. Se reporter à la rubrique « Régime de retraite » ci-après.

Rôle des membres de la haute direction visés dans l'établissement de la rémunération des membres de la haute direction

Un membre de la haute direction visé ne joue aucun rôle dans l'établissement de sa propre rémunération. Le vice-président directeur et chef des finances, dont les responsabilités incluent les ressources humaines, de concert avec des membres du personnel et Le Groupe Hay Limitée, est chargé de fournir des recommandations en matière de rémunération (sauf sur la sienne) au comité RH conformément à la stratégie de rémunération approuvée par le conseil d'administration. Le comité RH doit ensuite examiner et approuver le salaire de base ainsi que le versement aux termes du régime incitatif et les avantages destinés à tous les membres de la haute direction visés (à l'exception du président et chef de la direction) en fonction de la recommandation faite par le président et chef de la direction. Pour ce qui est de la rémunération payable au président et chef de la direction, le comité RH l'examine et fait une recommandation au conseil d'administration, qui doit examiner le niveau de rémunération définitif du président et chef de la direction et l'approuver. En 2010, en plus des recommandations mentionnées ci-dessus, le comité RH et le conseil d'administration ont examiné les exigences de la Loi sur les mesures de restriction et ont déterminé le salaire de base et les versements au titre du régime incitatif pour tous les membres de la haute direction visés pour 2010. Le salaire de base des membres de la haute direction visés n'a pas augmenté en 2010.

Tableau sommaire de la rémunération

Le tableau suivant résume la rémunération versée au chef de la direction, au chef des finances et à chacun des trois autres membres de la haute direction les mieux rémunérés en 2010, en 2009 et en 2008.

Nom et poste principal	Exercice	Salaire (\$)	Attributions à base d'actions (\$)	Attributions à base d'options (\$)	Rémunération en vertu d'un régime incitatif autre qu'à base d'actions (\$)		Rémunération totale directe (\$)	Valeur du régime de retraite ⁵⁾ (\$)	Autre rémunération (\$)	Rémunération totale (\$)
					Régimes incitatifs annuels ¹⁾	Régimes incitatifs à long terme				
L. Formusa Présidente et chef de la direction	2010	735 875 \$	0 \$	0 \$	157 477 \$	0 \$	893 352 \$	58 000 \$	0 \$	951 352 \$
	2009	735 875 \$	0 \$	0 \$	147 658 \$	0 \$	883 533 \$	75 000 \$	0 \$	958 533 \$
	2008	725 000 \$	0 \$	0 \$	170 375 \$	0 \$	895 375 \$	241 000 \$	0 \$	1 136 375 \$
S. Struthers ²⁾ Vice- président directeur et chef des finances	2010	325 000 \$	0 \$	0 \$	178 750 \$	0 \$	503 750 \$	60 000 \$	0 \$	563 750 \$
	2009	312 632 \$	0 \$	0 \$	140 000 \$	0 \$	452 632 \$	195 000 \$	0 \$	647 632 \$
	2008	219 000 \$	0 \$	0 \$	77 000 \$	0 \$	296 000 \$	50 000 \$	0 \$	346 000 \$
M. D'Arcey Premier vice- président, Services aux abonnés	2010	339 010 \$	0 \$	0 \$	154 000 \$	0 \$	493 010 \$	(2 000 \$)	0 \$	491 010 \$
	2009	339 009 \$	0 \$	0 \$	152 250 \$	0 \$	481 259 \$	36 000 \$	0 \$	527 259 \$
	2008	334 000 \$	0 \$	0 \$	175 000 \$	0 \$	509 000 \$	105 000 \$	0 \$	614 000 \$
C. Marcello ³⁾ Vice- président directeur, Stratégie	2010	300 000 \$	0 \$	0 \$	165 000 \$	0 \$	465 000 \$	51 000 \$	0 \$	516 000 \$
	2009	291 022 \$	0 \$	0 \$	156 000 \$	0 \$	447 022 \$	232 000 \$	0 \$	679 022 \$
	2008	242 499 \$	0 \$	0 \$	97 000 \$	0 \$	339 499 \$	216 000 \$	0 \$	555 499 \$
Peter Gregg ⁴⁾ Vice- président directeur, Exploitation	2010	295 000 \$	0 \$	0 \$	162 250 \$	0 \$	457 250 \$	35 000 \$	0 \$	492 250 \$
	2009	287 089 \$	0 \$	0 \$	157 000 \$	0 \$	444 089 \$	29 000 \$	0 \$	473 089 \$
	2008	263 687 \$	0 \$	0 \$	160 950 \$	0 \$	424 637 \$	62 000 \$	0 \$	486 637 \$

¹⁾ L'information fournie dans le tableau sommaire de la rémunération est fondée sur l'année au cours de laquelle le versement incitatif a été gagné. Ce versement est généralement gagné au cours d'une année et versée au cours de l'année suivante. Par conséquent, l'information fournie dans le Tableau sommaire de la rémunération qui précède diffère de l'information publiée en vertu de la *Loi de 1996 sur la divulgation des traitements dans le secteur public* (Ontario).

²⁾ En 2008, M. Struthers était chef de l'information de la société, et son salaire de base et son versement incitatif étaient conformes au programme de rémunération pour sa catégorie et son niveau pour l'année. M. Struthers est devenu chef des finances avec prise d'effet le 12 février 2009 au moment de la démission de B. Summers, l'ex-chef des finances. Pour 2009,

M. Struthers a été rémunéré pour deux mois selon son programme de rémunération à titre de chef de l'information et, pour le reste de l'année, selon son programme de rémunération à titre de chef des finances, ce qui représentait un salaire de base annualisé de 325 000 \$, et ce salaire de base n'a pas été modifié en 2010. M. Struthers est devenu vice-président directeur et chef des finances avec prise d'effet le 1^{er} novembre 2010. Dans ses nouvelles fonctions, M. Struthers est demeuré responsable des finances de l'entreprise et est devenu responsable des ressources humaines, des relations de travail et des affaires réglementaires. Le salaire de base de M. Struthers n'a pas été rajusté en 2010 en conséquence de l'accroissement de ses responsabilités.

³⁾ En 2008, M. Marcello était vice-président, Projets d'entreprise, et son salaire de base et son versement incitatif étaient conformes au programme de rémunération pour sa catégorie et son niveau. Le 9 mars 2009, M. Marcello a été nommé premier vice-président, Gestion de l'actif. Pour 2009, M. Marcello a été rémunéré durant trois mois selon son programme de rémunération à titre de vice-président, Projets d'entreprise et, pour le reste de l'année, selon son programme de rémunération à titre de premier vice-président, Gestion de l'actif, ce qui représentait un salaire de base annualisé de 300 000 \$, et ce salaire de base n'a pas été modifié en 2010. Le 1^{er} novembre 2010, il a été nommé vice-président directeur, Stratégies et a conservé ses responsabilités liées à la gestion de l'actif, notamment la responsabilité des travaux pour le maintien des réseaux de transport et de distribution, l'aménagement du réseau de distribution et la conservation et la gestion de la demande. Il a assumé des responsabilités additionnelles liées à la technologie de l'information, aux relations externes, aux communications d'entreprise, à la sécurité interne, aux télécommunications, aux relations avec les Premières nations et les communautés métis et à l'aménagement du réseau de transport. Le salaire de base de M. Marcello n'a pas été augmenté en 2010 en conséquence de l'accroissement de ses responsabilités.

⁴⁾ M. Gregg a été premier vice-président, Affaires générales et réglementaires jusqu'au 1^{er} novembre 2010, date à laquelle il a été nommé vice-président directeur, Exploitation. En 2009, on a ajouté aux responsabilités et aux fonctions de M. Gregg, par suite de quoi son salaire a été augmenté. Le salaire de base indiqué pour 2009 correspond à son ancien salaire pour quatre mois et à son nouveau salaire pour huit mois. À la fin de 2009, le salaire de base annualisé de M. Gregg s'établissait à 295 000 \$, et ce salaire de base n'a pas été modifié en 2010. En sa qualité de vice-président directeur, Exploitation, M. Gregg est responsable des unités d'exploitation, de la santé, de la sécurité et de l'environnement, de l'harmonisation des activités, de la chaîne d'approvisionnement et de l'immobilier. Le salaire de base de M. Gregg n'a pas été augmenté en 2010 en conséquence de l'accroissement de ses responsabilités.

⁵⁾ La valeur du régime de retraite comprend une combinaison du coût des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice ainsi que l'incidence du coût des services passés sur les autres éléments rémunérateurs, comme il est décrit dans les notes 2 et 3 du tableau sur le régime de retraite à prestations déterminées, à la rubrique suivante.

M^{me} Formusa, M. Struthers, M. D'Arcey, M. Marcello et M. Gregg n'ont droit à aucun autre avantage dont le montant dépasse globalement 50 000 \$ ou 10 % du total de leur salaire annuel et de leur versement incitatif.

M^{me} Formusa n'a reçu aucune rémunération additionnelle pour les services qu'elle a rendus à titre d'administratrice de Hydro One.

Prestations en vertu d'un régime de retraite

Régime de retraite à prestations déterminées

Hydro One offre à ses employés un régime de retraite à prestations déterminées. Chacun des membres de la haute direction visés participe au régime de retraite de Hydro One (qui comprend le régime de pension agréé de Hydro One et le régime de retraite complémentaire). Les prestations de ces personnes sont calculées comme pour tous les autres employés de Hydro One, comme il est décrit ci-après.

Pour chaque année de service décomptée aux termes du régime de retraite de Hydro One, jusqu'à concurrence d'un maximum de 35 ans, la prestation prévue pour chaque employé qui participe au régime correspond à 2 % de la moyenne des gains annuels de base du participant pendant la période de 36 mois consécutifs (60 mois consécutifs pour les employés faisant partie de la direction engagés le 1^{er} janvier 2004 ou après cette date et pour les employés représentés par la Society of Energy Professionals engagés le 17 novembre 2005 ou après cette date) au cours de laquelle ses gains annuels de base étaient les plus élevés. Les gains annuels de base se composent du salaire du membre et de la moitié de ses versements aux termes du régime incitatif à court terme, s'il y a lieu.

Le nombre approximatif d'années de service décomptées prévues que chaque membre de la haute direction visé aura accumulées s'il travaille jusqu'à l'âge de 65 ans est établi comme suit : M^{me} Formusa – 35 années; M. Struthers – 24 années; M. D'Arcey – 35 années; M. Marcello – 35 années et M. Gregg – 28 années.

Ces versements de pension sont diminués de 0,625 % de la moyenne des gains annuels de base du participant jusqu'à concurrence du maximum des gains ouvrant droit à pension pour l'année pendant la période de 36 mois consécutifs (60 mois consécutifs pour les membres de la direction engagés après le 1^{er} janvier 2004 et pour les employés représentés par la Society of Energy Professionals engagés après le 17 novembre 2005) lorsque ses gains de base étaient les plus élevés (la réduction est de 0,500 % pour les employés représentés par la Society of Energy Professionals qui ont été engagés avant le 17 novembre 2005 et pour tous les autres employés représentés par le Power Workers' Union). Cette réduction vise à compenser les prestations versées aux termes du Régime de pensions du Canada (« RPC »).

Les modalités du régime comprennent également des prestations de retraite de raccordement qui sont payables à compter de la date de la retraite jusqu'à l'âge de 65 ans pour tous les membres à l'exception des membres de la direction engagés le 1^{er} janvier 2004 ou après cette date et des employés représentés par la Society of Energy Professionals engagés le 17 novembre 2005 ou après cette date. Le régime de retraite de Hydro One prévoit une retraite anticipée avec pension non réduite à 65 ans ou lorsque l'âge plus les années d'emploi continu totalisent 82 ans ou plus (âge, plus les années de service décomptées totalisant 85 pour les employés faisant partie de la direction engagés le 1^{er} janvier 2004 ou après cette date et pour les employés représentés par la Society of Energy Professionals engagés le 17 novembre 2005 ou après cette date), selon le premier événement à survenir. Un membre du régime qui n'est pas admissible à une pension non réduite peut prendre sa retraite avec une pension réduite en tout temps après avoir atteint l'âge de 55 ans.

Les prestations de retraite payables aux retraités, aux rentiers et aux ex-salariés qui reçoivent des rentes différées sont augmentées annuellement à compter du 1^{er} janvier de chaque année en fonction de la totalité de l'augmentation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario pour la période de 12 mois se terminant en juin de l'année précédente (75 % pour les employés faisant partie de la direction engagés le 1^{er} janvier 2004 ou après cette date et pour les employés représentés par la Society of Energy Professionals engagés le 17 novembre 2005 ou après cette date), selon le premier de ces événements à survenir. La forme habituelle de pension pour un participant qui n'a pas de conjoint à la retraite est une pension payable à vie et garantie pendant cinq ans, payable à une succession si elle n'est pas versée au retraité. La forme habituelle de pension pour un participant qui a un conjoint à sa retraite est une pension payable la vie durant du participant et qui se poursuit après le décès de celui-ci en faveur de son conjoint, au taux de 66⅔ % du montant que recevait le participant.

Les prestations payables aux termes du régime de pension agréé de Hydro One, comparables à celles d'autres entités, sont limitées par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Cette limite sur les prestations touche les membres dont les gains annuels moyens ont dépassé environ 139 000 \$ en 2010. Les participants dont les pensions seraient autrement limitées par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) participent à un régime de retraite complémentaire non enregistré qui prévoit des prestations correspondant à la différence entre les prestations de retraite maximums prévus par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et les prestations calculées selon la formule prévue dans le régime de pension agréé de Hydro One. Le régime de retraite complémentaire n'est pas capitalisé, et le revenu de retraite additionnel est payé à partir des revenus généraux. Les obligations de Hydro One envers les participants aux termes du régime de retraite complémentaire sont garanties par une lettre de crédit.

Le tableau ci-après donne les renseignements suivants à l'égard de chaque membre de la haute direction visé qui participe à une entente en matière de régime de retraite à prestations déterminées de la société :

- le nombre d'années décomptées au 31 décembre 2010 et à l'âge normal de la retraite de 65 ans;

- les prestations annuelles estimatives accumulées, ou gagnées, pour les services rendus jusqu'au 31 décembre 2010 et jusqu'à l'âge normal de la retraite de 65 ans;
- un rapprochement de l'obligation au titre des prestations constituées du 31 décembre 2009 au 31 décembre 2010. L'obligation au titre des prestations constituées reflète l'incidence des primes annuelles gagnées au cours de l'année même si elle est versée l'année suivante.

Nom	Années décomptées (nbre)	Prestations annuelles payables (\$)		Obligation au titre des prestations constituées au début de l'exercice ¹⁾ (\$)	Variation attribuable à des éléments rémunérateurs (\$)		Variation attribuable à des éléments non rémunérateurs ⁴⁾ (\$)	Obligation au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice ⁵⁾ (\$)
		À la fin de l'exercice	À 65 ans		Coût des services rendus ²⁾	Autres ³⁾		
L. Formusa	29,9	474 800 \$	555 400 \$	6 414 000 \$	201 000 \$	(143 000 \$)	1 164 000 \$	7 636 000 \$
S. Struthers	10,9	69 600 \$	153 000 \$	755 000 \$	60 000 \$	0 \$	230 000 \$	1 045 000 \$
M. D'Arcey	32,2	255 600 \$	278 100 \$	3 675 000 \$	98 000 \$	(100 000 \$)	545 000 \$	4 218 000 \$
C. Marcello	23,1	147 800 \$	224 100 \$	1 835 000 \$	66 000 \$	(15 000 \$)	510 000 \$	2 396 000 \$
P. Gregg	6,5	39 200 \$	169 200 \$	308 000 \$	40 000 \$	(5 000 \$)	138 000 \$	481 000 \$

¹⁾ L'obligation au titre des prestations constituées est la valeur des prestations gagnées projetées pour les services rendus jusqu'au 31 décembre 2009. Les valeurs ont été établies en se fondant sur les mêmes hypothèses actuarielles utilisées pour établir les obligations au titre du régime de retraite au 31 décembre 2009, comme elles ont été présentées dans les notes aux états financiers consolidés de 2009, en fonction des revenus réels pour 2009, rajustés pour refléter les augmentations prévues des gains admissibles.

²⁾ Les valeurs figurant dans la colonne intitulée « Coût des services rendus » de la colonne « Variation attribuable à des éléments rémunérateurs » correspondent à la valeur des projections de prestations gagnées pour les services rendus durant l'exercice courant (réduite par les cotisations des membres de la haute direction visés).

³⁾ Les valeurs figurant dans la colonne intitulée « Autres » de la colonne « Variation attribuable à des éléments rémunérateurs » correspondent à la valeur de l'augmentation ou de la diminution de l'obligation au titre des prestations constituées qui a trait aux services antérieurs à l'exercice courant en raison des différences entre la rémunération réelle pour l'exercice et la rémunération selon l'hypothèse actuarielle posée pour l'exercice à la clôture de l'exercice précédent.

⁴⁾ Les valeurs figurant dans la colonne intitulée « Variation attribuable à des éléments non rémunérateurs » comprennent l'incidence des sommes attribuables à l'intérêt couru sur l'obligation au début de l'exercice, des changements des hypothèses actuarielles, des cotisations des membres de la haute direction visés ainsi que tous les autres gains ou toutes les autres pertes actuarielles.

⁵⁾ L'obligation au titre des prestations constituées est la valeur des projections de prestations gagnées pour les services rendus jusqu'au 31 décembre 2010. Les valeurs ont été établies d'après sur les mêmes hypothèses actuarielles que celles qui ont été utilisées pour établir les obligations au titre du régime de retraite au 31 décembre 2010, comme elles ont été présentées dans les notes aux états financiers consolidés de 2010, en fonction des revenus réels pour 2010, rajustés pour refléter les augmentations prévues des gains admissibles.

Notes :

- Tous les participants ont actuellement acquis leurs droits à pension au 31 décembre 2010.
- Conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada, les sommes indiquées ci-dessus ne tiennent pas compte du traitement fiscal différent de la partie des prestations qui ne sont pas payées au moyen de régimes enregistrés ou de régimes de pension agréés.
- Toutes les sommes indiquées ci-dessus sont estimées en fonction d'hypothèses et représente des droits contractuels qui peuvent évoluer au fil du temps.
- La méthode et les hypothèses utilisées pour établir les sommes estimatives ne seront pas identiques à la méthode et aux hypothèses utilisées par d'autres émetteurs et, par conséquent, les chiffres pourraient ne pas être directement comparables à ceux d'autres émetteurs.

Avantages en cas de cessation d'emploi et de changement de contrôle

M^{me} Formusa, M. Struthers, M. D'Arcey, M. Marcello et M. Gregg sont tous parties à un contrat de travail conclu avec Hydro One, qui régit les modalités de leur emploi. Aucun des membres de la haute direction visés n'a de droits ou ne recevra d'avantages en cas de changement de contrôle de la société. Si Hydro One met fin sans motif sérieux à l'emploi de M^{me} Formusa, de M. Struthers, de M. D'Arcey, de M. Marcello ou de M. Gregg, chacun d'entre eux aura le droit de recevoir une somme égale à son salaire de base à la date de cessation sous la forme de versements mensuels égaux pendant une période de 24 mois (de 18 mois dans le cas de M. Gregg), de même que ses avantages durant la même période (et des versements au titre du régime incitatif correspondant à la moyenne des trois versements précédents à ce titre). M^{me} Formusa, M. Struthers, M. D'Arcey, M. Marcello et M. Gregg continueront d'accumuler des années de service décomptées aux termes du régime de retraite de Hydro One durant cette période de 24 mois (de 18 mois dans le cas de M. Gregg). Les avantages continueront également d'être versés jusqu'à l'expiration de cette période. Le tableau suivant indique le montant du salaire et des avantages aux termes du régime incitatif qui auraient été payables à M^{me} Formusa et à MM. Struthers, D'Arcey, Marcello et Gregg si la cessation de leur emploi avait eu lieu le 31 décembre 2010.

Nom	Salaire de base	Versement incitatif moyen sur trois exercices	Versement total
L. Formusa	1 471 750 \$	301 488 \$	1 773 238 \$
S. Struthers	650 000 \$	189 332 \$	839 332 \$
M. D'Arcey	678 020 \$	321 500 \$	999 520 \$
C. Marcello	600 000 \$	225 333 \$	825 333 \$
P. Gregg	442 500 \$	218 975 \$	661 475 \$

L'information présentée ci-après indique le montant de l'augmentation des prestations de retraite annuelles de chaque membre de la haute direction visé attribuable à l'inclusion de cette période additionnelle de 24 mois de service (de 18 mois dans le cas de M. Gregg) et de l'augmentation correspondante des gains annuels moyens calculés à la fin de cette période de 24 mois (de 18 mois dans le cas de M. Gregg) est présentée ci-après.

Les prestations annuelles constituées de M^{me} Formusa au 31 décembre 2010 devraient augmenter de 33 300 \$.

Les prestations annuelles constituées de M. Struthers au 31 décembre 2010 devraient augmenter de 24 700 \$.

Les prestations annuelles constituées de M. D'Arcey au 31 décembre 2010 devraient augmenter de 15 100 \$.

Les prestations annuelles constituées de M. Marcello au 31 décembre 2010 devraient augmenter de 27 100 \$.

Les prestations annuelles constituées de M. Gregg au 31 décembre 2010 devraient augmenter de 14 700 \$.

Les niveaux de versement ont été établis en fonction de facteurs standards dont on a tenu compte dans les situations de cessation d'emploi, par exemple l'âge, la durée des services, la proximité de la retraite et le niveau du poste.

M^{me} Formusa, M. Struthers, M. D'Arcey, M. Marcello, et M. Gregg n'ont droit à aucun versement s'il est mis un terme à leur emploi pour un motif sérieux ou s'ils quittent celui-ci.

Au moment de la retraite, tous les membres de la haute direction visés ont droit à des avantages, qui comprennent la couverture de soins de santé et de soins dentaires de base ainsi que l'assurance-vie applicable à tous les cadres employés par Hydro One. Ces avantages sont identiques aux avantages de retraite fournis aux autres employés faisant partie de la direction de la société. Aucun avantage n'est prévu en cas de cessation d'emploi pour une autre cause dans les contrats de travail des membres de la haute direction visés.

Pour les membres de la direction visés, il n'y a aucune condition ni obligation importante qui s'applique à la réception d'avantages ou de versements autres qu'une convention de confidentialité standard de la société.

Rémunération des administrateurs

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

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

Cette rémunération est révisée périodiquement. Toutefois, elle ne l'a pas été depuis 2001. Le président et chef de la direction n'a pas droit à cette rémunération. Les administrateurs qui se déplacent sur de longues distances pour assister à des réunions du conseil et de comité reçoivent également une allocation de 900 \$ pour chaque assemblée ou série d'assemblées. Les administrateurs se voient également rembourser les frais, notamment les frais de déplacement, qu'ils engagent pour assister aux réunions du conseil et de comité. La rémunération des administrateurs, déduction faite des retenues à la source, est versée trimestriellement par dépôt direct ou par chèque, selon les directives de l'administrateur en cause.

M. James Arnett a été nommé président du conseil d'administration le 31 mars 2008. Le président du conseil reçoit une rémunération annuelle de 150 000 \$ par année et ne reçoit pas de rémunération additionnelle pour les services qu'il rend à titre d'administrateur.

Le tableau suivant présente le sommaire de la rémunération versée en 2010 aux administrateurs de Hydro One :

RÉMUNÉRATION DES ADMINISTRATEURS

Nom	Rémunération gagnée	Autre rémunération ¹⁾	Total
James Arnett (Président du conseil – du 1^{er} janvier au 31 décembre 2010)	150 000,00 \$	0 \$	150 000,00 \$
Sami Bébawi	35 689,04 \$	4 500,00 \$	40 189,04 \$
Kathryn Bouey	55 789,04 \$	0 \$	55 789,04 \$
George Cooke	46 687,67 \$	0 \$	46 687,67 \$
Janet Holder	21 602,74 \$	0 \$	21 602,74 \$
Don MacKinnon	48 700,00 \$	0 \$	48 700,00 \$
Michael Mueller	61 300,00 \$	7 200,00 \$	68 500,00 \$
Walter Murray	60 400,00 \$	12 600,00 \$	73 000,00 \$
Robert Pace	52 189,04 \$	7 200,00 \$	59 389,04 \$
Gale Rubenstein	54 100,00 \$	0 \$	54 100,00 \$
Douglas Speers	55 000,00 \$	9,900,00 \$	64 900,00 \$
TOTAL	641 457,53 \$	41 400,00 \$	682 857,53 \$

1) Les montants indiqués dans la colonne « Autre rémunération » correspondent à l'allocation de déplacement cumulative, comme il est décrit ci-dessus, versée aux administrateurs pour qu'ils assistent à des réunions ou à des séries de réunions.

NOMINATION DES AUDITEURS

Le 13 décembre 2007, le conseil d'administration a recommandé à notre unique actionnaire de nommer KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., à titre d'auditeurs de notre société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Cette nomination a été confirmée par notre actionnaire unique le 19 décembre 2007. En 2010, le mandat de KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., à titre d'auditeurs de notre société a été reconduit pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT ET DES FINANCES

La charte du comité d'audit et des finances

Le mandat de notre comité d'audit et des finances est reproduit à l'annexe A, qui est intégrée par renvoi aux présentes. Le mandat du comité d'audit et des finances a été passé en revue le 10 février 2011 est présenté à l'annexe A.

Composition du comité d'audit et des finances

Au 31 décembre 2010, les membres de notre comité d'audit et des finances étaient Michael Mueller (président), Kathryn Bouey, George Cooke et Walter Murray. Tous les membres sont indépendants et possèdent des compétences financières (termes définis dans les lois canadiennes sur les valeurs mobilières applicables).

Le 11 février 2010, M. Cooke a été nommé membre du comité d'audit et des finances en remplacement de M. Arnett qui avait été nommé pour siéger provisoirement au comité après la démission de M. Murray Elston, qui a démissionné à titre d'administrateur et de membre du comité le 28 juillet 2009.

Le 12 août 2010, M^{me} Bouey a été nommée membre du comité d'audit et des finances en remplacement de M. Pace, qui a cessé d'être membre du comité pour devenir membre du comité de gouvernance.

Le 9 décembre 2010, M. Mueller a été nommé président du comité d'audit et des finances en remplacement de M. Murray, qui est demeuré membre du comité, mais qui a cessé d'être président de ce comité ainsi que du comité de la transformation opérationnelle pour devenir membre et président d'un comité nouvellement constitué du conseil, le comité des placements et du régime de retraite.

Tous les membres sont indépendants et possèdent des compétences financières au sens de la législation en valeurs mobilières canadienne.

Formation et expérience pertinentes

Outre l'expérience professionnelle générale de chaque membre qui siégeait au comité d'audit et des finances le 31 décembre 2010, la formation et l'expérience de chaque membre du comité d'audit et des finances qui sont pertinentes pour l'exécution de ses fonctions à titre de membre du comité d'audit et des finances sont décrites ci-après.

M. Mueller est ancien leader mondial de la pratique des services aux sociétés privées/des marchés intermédiaires de PricewaterhouseCoopers (PwC) et ancien membre de l'équipe du leadership en vérification mondiale, de l'équipe du leadership en conseil mondial et du Conseil des marchés mondiaux de PwC. De 1996 à 2005, M. Mueller a été chef de l'exploitation et associé directeur national de PwC Canada. M. Mueller est comptable agréé et évaluateur d'entreprises agréé. Jusqu'en 2009, il était conseiller agréé en matière d'insolvabilité. Depuis juillet 2010, M. Mueller est administrateur et président du comité d'audit et des finances de SMART Technologies Inc.

M^{me} Bouey est présidente de TBG Strategic Services Inc., société de conseils en gestion. De 2001 à 2005, elle était sous-ministre du Secrétariat du Conseil de gestion de l'Ontario et, auparavant, elle a occupé divers postes de cadre supérieur auprès du gouvernement de la province, notamment ceux de sous-ministre des Affaires intergouvernementales (de 1999 à 2001) et de sous-ministre adjointe du Groupe des services généraux du ministère de la Santé et des Soins de longue durée (de 1997 à 1999). Auparavant, elle a été présidente du conseil de la Commission de la fonction publique de l'Ontario et a siégé aux conseils de la Fondation canadienne pour la vérification intégrée, d'Ontario Power Generation, de l'Office ontarien de financement et de la Commission du Régime de retraite de l'Ontario. M^{me} Bouey a obtenu une maîtrise ès arts (économie) de l'université Carleton en 1981 et a été agréée par l'Institut des administrateurs de société en 2006. Elle a également suivi en 2005 le programme de maîtrise de l'information financière pour administrateur et cadre dirigeant offert par l'école Rotman et l'Institut des administrateurs de société.

M. Cooke a été nommé président et chef de la direction de la Compagnie d'assurance générale Dominion du Canada en 1992. Avant sa nomination à ce titre, M. Cooke a été vice-président (division de l'Ontario) de S.A. Murray Consulting Inc. (société de consultation en relations gouvernementales) entre 1990 et

1992. Parmi les postes qu'il a occupés auparavant figurent ceux de conseiller spécial, Politiques auprès du vice-premier ministre et trésorier ontarien (1989-1990), de directeur général de l'Ontario Automobile Insurance Board (1988-1989) et des fonctions auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario (1980-1988). M. Cooke est titulaire d'un baccalauréat ès arts spécialisé en sciences politiques (1975) et d'une maîtrise en administration des affaires (1977) de l'université Queen's, située à Kingston, en Ontario. Il détient également un doctorat honorifique en droit (1999) de l'université Assumption, située à Windsor. Il est actuellement administrateur de la Compagnie d'assurance générale Dominion du Canada, à E-L Financial Corporation Limited, du Bureau d'assurance du Canada et de la Société d'indemnisation en matière d'assurances IARD.

M. Murray a été vice-président du conseil et membre du comité de direction de RBC Marchés des Capitaux, société internationale qui offre des services bancaires d'investissement et des services financiers aux entreprises. Durant sa carrière de 38 ans auprès de RBC Banque Royale, il a notamment occupé les postes de cadre supérieur des services bancaires d'investissement, de dirigeant des services bancaires aux entreprises du Canada et de responsable régional de la division des services bancaires aux entreprises de RBC pour le Midwest américain. M. Murray est un ancien membre du conseil d'administration d'Ivernia Inc. et président sortant de son comité de vérification. M. Murray est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université Concordia, spécialisé en comptabilité et en administration des affaires. Il a également obtenu un diplôme après avoir suivi l'Executive Development Program à la Tuck School of Business du Dartmouth College, au New Hampshire.

Surveillance du comité d'audit et des finances

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

Politiques et procédures de préapprobation

Conformément aux dispositions de son mandat, le comité d'audit et des finances ratifie tous les services autres que d'audit qui ont été préapprouvés par le président du comité et qui doivent être fournis à notre société par ses auditeurs externes.

Frais liés aux services des auditeurs externes

a) *Honoraires d'audit*

Les honoraires d'audit devant être facturés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. pour l'exercice 2010 sont estimés à environ 980 000 \$. Les honoraires d'audit que KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. a facturés pour l'exercice 2009 étaient de 1 302 000 \$.

b) *Honoraires pour services liés à l'audit*

Le montant total des honoraires liés à l'audit qui ont été facturés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. pour l'exercice 2010 est estimé à environ 168 000 \$. Le montant total des honoraires liés à l'audit qui ont été facturés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. pour l'exercice 2009 s'établissaient à 142 300 \$. Les services fournis au cours de ces deux exercices étaient les suivants : audit du régime de retraite de Hydro One, audit de la fiducie caritative des employés et des retraités de Hydro One, traductions vers le français et examen des frais engagés par la direction.

c) *Honoraires pour services fiscaux*

Aucuns honoraires pour services fiscaux n'ont été facturés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. pour l'exercice 2009 ni l'exercice 2010 étant donné que KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. n'a fourni aucun service professionnel lié à la conformité fiscale, à des conseils fiscaux ou à la planification fiscale.

d) *Autres honoraires*

Aucuns autres honoraires n'ont été facturés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. pour l'exercice 2009 ou l'exercice 2010.

INFORMATION CONCERNANT LA GOUVERNANCE

Conseil d'administration

Le conseil d'administration de notre société (le « conseil ») a effectué une évaluation de l'indépendance des administrateurs actuels de Hydro One et a conclu qu'ils étaient tous « indépendants », sauf tel qu'il est indiqué ci-après, au sens des règles adoptées par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM »). M^{me} Laura Formusa, qui est présidente et chef de la direction de notre société et membre du conseil d'administration, n'est pas indépendante étant donné qu'elle est membre de la haute direction de notre Société. De plus, M. James Arnett n'est pas considéré comme indépendant du fait qu'il est président du conseil d'administration de notre Société et qu'en conséquence, il est considéré comme membre de la haute direction de notre société.

Le conseil a scindé les fonctions du président du conseil et du chef de la direction. La principale responsabilité du président du conseil d'administration consiste à assurer des qualités de meneur au conseil d'administration et à améliorer l'efficacité du conseil. Le président du conseil d'administration s'assure également que les relations entre le conseil, la direction, l'actionnaire et les autres parties prenantes sont efficaces et qu'elles servent les intérêts de notre société. Le président du conseil encourage l'apport et la participation significative des administrateurs indépendants dans la direction de notre société.

Les administrateurs tiennent des réunions périodiques hors de la présence des membres de la direction. En 2010, neuf réunions hors de la présence des membres de la direction ont eu lieu. De plus, le comité d'audit et des finances tient régulièrement des réunions avec les auditeurs externes et l'auditeur interne. Le président du comité d'audit et des finances rencontre l'auditeur interne quatre fois par année. Ces réunions favorisent la libre discussion entre les administrateurs, y compris entre les administrateurs indépendants.

Relevé de présence des administrateurs

Le tableau suivant est un relevé de présence de chaque administrateur aux réunions du conseil d'administration qui ont eu lieu au cours de la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2010.

Administrateur	Présence aux réunions du conseil
James Arnett	13 de 13
Sami Bébawi	7 de 13
Kathryn Bouey	13 de 13
George Cooke ¹⁾	12 de 12

Administrateur	Présence aux réunions du conseil
-----------------------	---

Janet Holder ²⁾	5 de 5
Laura Formusa	13 de 13
Don MacKinnon ³⁾	11 de 12
Michael Mueller	13 de 13
Walter Murray	13 de 13
Robert Pace	12 de 13
Gale Rubenstein	13 de 13
Douglas Speers	12 de 13

- 1) M. Cooke a été élu au conseil d'administration le 26 janvier 2010. Le conseil d'administration de Hydro One Inc. s'est réuni douze (12) fois en 2010 après son élection.
- 2) M^{me} Holder a été élue au conseil d'administration le 1^{er} juillet 2010. Le conseil d'administration de Hydro One Inc. s'est réuni cinq (5) fois en 2010 après son élection.
- 3) M. MacKinnon n'a pas assisté à une réunion du conseil d'administration parce que cette réunion portait uniquement sur une question de relations de travail et qu'en sa qualité de président du PWU, M. MacKinnon était en situation de conflit d'intérêts.

Appartenance au conseil d'administration d'autres émetteurs assujettis :

Administrateur	Émetteur assujetti
Robert Pace	Compagnie des chemins de fer nationaux, Overland Realty Limited, Les Aliments High Liner Incorporée
George Cooke	E-L Financial Corporation Limited
Janet Holder	Enbridge Gas Distribution Inc.
Laura Formusa	DHX Media Ltd.
Michael Mueller	SMART Technologies Inc.

Mandat du conseil

Le conseil est responsable de la gérance de notre société et de la supervision de la conduite des activités commerciales et des affaires internes de notre société. Les responsabilités du conseil comprennent l'élaboration de la vision de notre société en matière de gouvernance, l'adoption d'un plan stratégique et l'identification des principaux risques associés à l'entreprise de notre société ainsi que la supervision du régime de retraite de la Société. Le conseil a adopté un mandat écrit dont le texte est reproduit à l'annexe B, laquelle annexe est intégrée aux présentes par renvoi.

Descriptions de poste

Le conseil a adopté des descriptions de poste pour la présidente du conseil et les présidents de comités du conseil. La description de poste de chaque président de comité est énoncée dans le mandat du comité. En général, les présidents de comité doivent assurer des qualités de meneur à leur comité et rendre compte au conseil au nom du comité. Le conseil a également adopté une description de poste à l'égard du président et chef de la direction, qui énonce les principales fonctions et responsabilités de ce poste.

Comités du conseil d'administration

Le conseil a créé sept comités permanents du conseil et il délègue à chacun de ces comités certaines responsabilités qui lui incombent. Nonobstant cette délégation, le conseil conserve son rôle de surveillance et demeure responsable en dernier lieu de toutes les questions déléguées aux comités.

Les sept comités permanents du conseil sont le comité d'audit et des finances, le comité de la transformation opérationnelle, le comité de gouvernance, le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement (auparavant, le comité de la santé et de la sécurité), le comité des ressources humaines (auparavant le comité des ressources humaines et des politiques publiques), le comité des placements et du régime de retraite et le comité de la réglementation et des politiques publiques (auparavant le comité de la réglementation et de l'environnement). Le comité consultatif spécial du conseil est le comité de la transformation opérationnelle. Les fonctions et les responsabilités de chacun de ces comités sont énoncées dans un mandat officiel écrit. Ces mandats sont révisés au moins une fois par année pour faire en sorte qu'ils reflètent les meilleures pratiques ainsi que les exigences applicables des organismes de réglementation. En 2010, on a remanié la structure des comités afin de favoriser le fonctionnement efficace des comités et la surveillance qu'exerce le conseil à l'égard de l'activité de la Société. Une description sommaire des responsabilités de chaque comité est présentée ci-après.

Comité d'audit et des finances

Le comité d'audit et des finances est composé entièrement d'administrateurs indépendants ou d'administrateurs dispensés des obligations d'indépendance comme l'exigent les règles des ACVM (pour de plus amples renseignements, se reporter au mandat du comité d'audit et des finances qui est joint aux présentes et à la description de la composition du comité d'audit et des finances, ci-dessus). Le comité d'audit et des finances est chargé de superviser l'intégrité des méthodes comptables et de la présentation de l'information financière, les contrôles internes, l'audit interne, les risques importants associés à l'entreprise, la conformité financière et les politiques en matière de déontologie.

Comité de la transformation opérationnelle

Le comité de la transformation opérationnelle se compose entièrement d'administrateurs indépendants et a initialement été mis sur pied à titre de comité consultatif spécial du conseil chargé spécialement d'assister le conseil dans sa responsabilité de surveillance des questions relatives au projet Cornerstone de notre société.

En mai 2009, le mandat de ce comité a été modifié et comprend maintenant la responsabilité de la surveillance de toutes les questions qui ont trait à la stratégie relative au réseau intelligent et à l'innovation permanente. En 2010, le mandat de ce comité a de nouveau été modifié afin d'inclure la responsabilité de la surveillance de toutes les questions liées à la planification, à l'aménagement et au déploiement de grands projets liés au réseau de transport ou de distribution, notamment les projets décrits dans le plan de mise en œuvre de la société à l'égard de l'énergie verte.

Comité de gouvernance

Le comité de gouvernance est composé entièrement d'administrateurs indépendants, à l'exception de M. Arnett. Le comité de gouvernance agit en tant que comité de mise en candidature du conseil et fait des recommandations à l'égard des candidats aux postes d'administrateurs, de la nomination des membres des comités, de la rémunération des administrateurs et de la politique de gouvernance applicable aux comités et à l'ensemble du conseil. Le comité de gouvernance révisé les critères généraux et particuliers applicables aux candidats à l'élection au conseil. Cet examen a pour but d'assurer que la composition du conseil reflète la meilleure diversité de compétences et d'expérience qui lui permettront de guider la stratégie à long terme et l'exploitation continue de notre société. De plus, le comité de gouvernance

procède à une évaluation annuelle du conseil et fait des recommandations sur les modifications à apporter au processus d'évaluation.

Comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement

Le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement joue un rôle consultatif auprès du conseil en ce qui a trait aux politiques et aux normes de santé, de sécurité et de l'environnement, fait le suivi de la conformité avec la réglementation sur la santé et la sécurité au sein de notre société, révisé les plans d'intervention en cas d'urgence de notre société et fait un compte rendu à ce sujet au conseil.

Comité des ressources humaines

Le comité des ressources humaines (le « comité RH ») est composé entièrement d'administrateurs indépendants. Le comité RH fait des recommandations sur la politique de rémunération des cadres, fait l'évaluation du rendement du président et chef de la direction et formule des recommandations sur la stratégie de négociation avec les syndicats. À cet égard, le comité se penche en outre sur la planification de la relève et les recommandations en vue de la nomination des cadres à des postes de direction. En 2010, le Groupe Hay Limitée a étudié la rémunération de la direction et fourni un avis à cet égard. Le comité RH a aussi retenu les services de Hugessen Consulting Inc. pour qu'il lui donne, et donne au conseil, des conseils à l'égard de la compétitivité et de l'efficacité des programmes de rémunération de la société. Pour de plus amples renseignements sur la rémunération des cadres de notre société, se reporter à la rubrique « Déclaration sur la rémunération des membres de la haute direction ».

Comité des placements et du régime de retraite

Le comité des placements et du régime de retraite est un nouveau comité que le conseil d'administration a mis sur pied en décembre 2010. Sa principale fonction consiste à aider le conseil d'administration à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance à l'égard de toutes les questions liées au régime de retraite de Hydro One, notamment de la caisse de retraite de Hydro One.

Comité de la réglementation et des politiques publiques

Le comité de la réglementation et des politiques publiques fait le suivi de la conformité de notre société avec les exigences réglementaires des politiques publiques et les risques connexes, révisé les politiques s'y rapportant et supervise de façon générale les processus et les procédures reliés à la conformité réglementaire des politiques publiques au sein de notre société. Le comité de la réglementation et des politiques publiques joue un rôle consultatif auprès du conseil dans le domaine des politiques publiques et des responsabilités sociales de l'entreprise.

Orientation et formation continue

En 2008, le programme de formation des administrateurs de Hydro One a été formalisé dans un document écrit, *The Director Orientation and Continuing Education Program* (le « Programme »), qui a été établi conformément aux principes énoncés dans la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), l'*Instruction générale 58-201 relative à la gouvernance*, le mandat du conseil et les mandats du comité de gouvernance et du comité d'audit et des finances. Le Programme se compose de deux éléments : le nouveau programme d'orientation des administrateurs et le programme de formation continue des administrateurs. Le nouveau programme d'orientation des administrateurs se compose d'un guide des administrateurs de Hydro One, qui est remis à tous les nouveaux administrateurs qui se joignent au conseil d'administration et qui décrit sommairement l'organisation, le fonctionnement financier, le régime réglementaire et l'exploitation de notre société. Ce guide contient également des renseignements sur la structure du conseil et de ses comités, les mandats de ces comités et des renseignements généraux sur les obligations d'un administrateur. En outre, les nouveaux administrateurs reçoivent des séances d'orientation avec le

président du conseil, le président et chef de la direction et des membres de l'équipe de la haute direction et visitent les installations de notre société. Les séances d'orientation familiarisent les administrateurs avec les plans stratégiques de Hydro One, ses principales questions financières, comptables et relatives à la gestion du risque, ses programmes de conformité, son régime de retraite et les obligations des administrateurs à titre de fiduciaires du régime, ainsi que son code d'éthique commerciale.

Sur une base permanente, dans le cadre des réunions régulières du conseil, le programme de formation continue des administrateurs comprend des séances d'information, des exposés et des mises à jour donnés par la haute direction sur des sujets reliés à l'entreprise de notre société, soit à la suite de suggestions faites par la direction ou à la demande de membres du conseil. De plus, les administrateurs reçoivent de l'information de la direction, notamment au sujet de mesures découlant d'une réunion du conseil. Le programme de formation continue des administrateurs comprend également des articles et d'autres renseignements provenant de publications pertinentes, qui sont transmis aux administrateurs, des visites aux installations de Hydro One et la participation à des événements sur l'industrie et à des conférences et à des séminaires qui constituent des occasions de formation externe pertinentes ou qui ont un intérêt général.

Éthique commerciale

Le conseil a adopté un code d'éthique commerciale écrit (le « code »). Le code énonce en détail les principes et les attentes en ce qui a trait à la déontologie, aux conflits d'intérêts et à la conformité aux lois. Ce code fait partie des structures de contrôle interne de Hydro One et s'applique à tous ses administrateurs, dirigeants et employés. Le code s'applique également aux mandataires, aux consultants, aux entrepreneurs et aux partenaires commerciaux de Hydro One, dans la mesure du possible. Le code est affiché sur l'Intranet de la société et sur son site Web externe à www.HydroOne.com.

Notre société a un responsable de l'éthique commerciale qui doit s'assurer que les mesures appropriées sont prises aux fins de l'investigation et de la résolution des infractions connues ou soupçonnées à l'égard du code et du dépistage et du signalement de toutes ces infractions. Le conseil fait un suivi de la conformité au code par l'entremise du comité des ressources humaines et des politiques publiques et du comité d'audit et des finances, dont relève le responsable de l'éthique commerciale. Le chef de la direction assume en dernier lieu la responsabilité de la conformité de notre société au code. De plus, le conseil d'administration se conforme à une politique en matière de conflit d'intérêts selon laquelle les administrateurs sont tenus d'exercer un jugement indépendant lorsqu'ils examinent des opérations et des contrats dans lesquels un administrateur détient un intérêt important.

En 2008, le code a été mis à jour afin de traduire les changements survenus dans la structure organisationnelle de Hydro One, dans ses responsabilités à titre de société et dans sa stratégie commerciale. Le code révisé traduit les pratiques exemplaires courantes en matière de gouvernance et d'éthique, notamment l'introduction d'une ligne d'appel externe pour la déclaration anonyme de toute question relative à la comptabilité, aux contrôles comptables internes ou à l'audit. Ce document peut être consulté à <http://www.hydroone.com/Careers/Pages/CodeofConduct.aspx>.

Évaluation du conseil, des comités et des administrateurs

Un processus est en place pour l'évaluation de l'efficacité du conseil d'administration et de ses comités. Ce processus comprend un processus d'évaluation long et un processus d'évaluation abrégé. Le processus d'évaluation du conseil long se compose de trois questionnaires écrits : l'évaluation du conseil, l'évaluation de chaque administrateur et l'évaluation de chaque comité du conseil. L'évaluation du conseil d'administration traite des responsabilités, du fonctionnement et de l'efficacité du conseil. L'évaluation de chaque administrateur permet à chaque administrateur de cerner les points qu'il doit améliorer et d'évaluer son rendement. Les évaluations des comités portent sur les activités des comités et permettent à chaque membre de comité d'indiquer les domaines dans lesquels il doit améliorer son rendement.

Une année sur deux, a lieu un processus d'évaluation abrégé du conseil, consistant en un questionnaire d'une page dans lequel chaque membre du conseil donne ses remarques sur diverses questions qui peuvent l'intéresser.

En plus des questionnaires écrits, le président du conseil rencontre chaque administrateur une fois par année pour discuter du rendement individuel et de l'efficacité du conseil.

Les réponses à chaque questionnaire sont compilées dans des rapports sommaires que le comité de gouvernance étudie pour établir quelles mesures pourraient s'imposer, le cas échéant. Le président du comité de gouvernance fournit au conseil un rapport sur les rapports sommaires.

ANNEXE A

MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT ET DES FINANCES

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

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

Le comité doit :

- 1) dans le cadre de ses fonctions de consultation :
 - a) examiner les procédés d'audit interne de la société et conseiller le conseil sur ses pratiques et procédés d'audit et obtenir une assurance adéquate que les contrôles internes sont adéquats;
 - b) rencontrer séparément les auditeurs externes et les auditeurs internes;
 - c) recommander au conseil et à l'actionnaire la reconduction du mandat des auditeurs externes ou, le cas échéant, leur remplacement ou destitution, les évaluer et les rémunérer ainsi que surveiller leur compétence, leur rendement et leur indépendance;
 - d) examiner périodiquement la nature et l'étendue de la conformité aux exigences concernant les déductions et remises prévues par la loi, notamment la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada), la *Loi sur la taxe d'accise* (Canada) et la *Loi sur l'assurance-emploi* (Canada), la nature, l'étendue et les motifs de la non-conformité ainsi que les moyens et l'échéancier prévus pour corriger les lacunes, et faire rapport au conseil sur l'état d'avancement de ces questions;
 - e) examiner et réévaluer le mandat du comité au moins une fois par année et faire rapport au conseil sur les résultats de cet examen, y compris toute modification recommandée à l'égard du mandat;
 - f) le comité doit rencontrer la direction afin d'examiner et d'évaluer le processus et les systèmes en place pour l'examen des documents d'information publics qui contiennent l'information financière auditée et non auditée, ainsi que leur efficacité;

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

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

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

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

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

- 3) examiner et approuver les politiques d'embauche de la société qui concernent les associés et les employés actuels ainsi que les anciens associés et employés des auditeurs externes actuels et anciens auditeurs externes de la société.
- 4) examiner, au moins une fois par année :
 - a) à titre informatif :
 - i) les principaux risques inhérents aux objectifs d'entreprise de la société;
 - ii) le financement global du risque, y compris l'achat d'assurance;
 - iii) la philosophie en matière de rétention du risque et les lignes directrices en matière de tolérance au risque;
 - iv) les polices de prévention des sinistres et les programmes de gestion du risque;
 - b) aux fins d'approbation par le comité, la politique et le cadre de la société en matière de gestion du risque d'entreprise;
 - c) et recommander au conseil, aux fins d'approbation, toutes les stratégies en matière de gestion du risque, y compris les stratégies relatives au risque de change et au risque de taux d'intérêt.
- 5) en ce qui concerne le régime de retraite et la caisse de retraite de la société, examiner le rapport annuel sur le régime de retraite et la caisse de retraite de Hydro One ainsi que les états financiers audités sur ceux-ci et ceux de chacune de ses filiales et en recommander l'approbation au conseil.
8. Le comité est chargé de surveiller les objectifs stratégiques qui s'appliquent à lui dans la fiche de pointage annuelle de la société, comme le comité de gouvernance du conseil l'établit à l'occasion.
9. Dans les cas où les membres du comité estiment que, pour s'acquitter dûment de leurs obligations fiduciaires envers la société, il est nécessaire d'obtenir l'avis de conseillers indépendants et d'autres conseillers experts, le comité a le pouvoir de retenir les services des experts appropriés et de les rémunérer. Le conseil est tenu au courant du choix des experts et des conclusions de ces derniers par l'intermédiaire des rapports périodiques qui lui seront remis par le comité.

ANNEXE B
MANDAT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION
DE HYDRO ONE INC.

FONCTIONS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

1. Le conseil d'administration de Hydro One Inc. (le « conseil ») est responsable de la gérance et de la supervision de la direction, des activités commerciales et des affaires internes de la société, notamment de ses filiales, au sens de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario).
2. Le conseil est élu par l'actionnaire unique, soit la province d'Ontario, qui est représentée par le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure (l'« actionnaire »). Le conseil est chargé d'identifier des candidats appropriés aux postes d'administrateurs et de faire des recommandations à ce sujet à l'actionnaire.

RÔLE ET RESPONSABILITÉS

Le conseil assume le rôle et les responsabilités énoncés ci-après. En outre, le conseil exerce les fonctions qui peuvent lui être imposées aux termes de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), des règlements administratifs de la société, de l'entente de principe avec l'actionnaire conclue en date du 27 mars 2008 (la « convention d'actionnaire »), dans sa version modifiée à l'occasion, et de toutes les lois applicables.

1. Gouvernance

- a) Le conseil est chargé d'élaborer la vision de la société en matière de gouvernance, notamment d'élaborer un ensemble de principes et de lignes directrices s'y rapportant et de déléguer d'autres questions comme il le juge bon au comité de gouvernance pour examen.
- b) Le conseil est chargé d'élaborer la démarche de la société en ce qui a trait aux relations de gouvernance avec son actionnaire unique.

2. Planification stratégique

Le conseil a la responsabilité :

- a) d'adopter un processus de planification stratégique et d'approuver, au moins une fois par an, un plan stratégique qui prend en compte, notamment, les occasions et les risques de l'entreprise ainsi que le contexte commercial dans lequel elle exerce ses activités;
- b) d'étudier et d'approuver les plans, notamment commerciaux, financiers et stratégiques, que propose la direction pour permettre à la société de mettre en œuvre sa stratégie;
- c) d'adopter des processus pour le suivi des progrès que réalise la société vers ses objectifs stratégiques et ses objectifs d'exploitation et de réviser et de modifier ses directives à la direction en fonction de l'évolution des circonstances entourant la société;
- d) de prendre des mesures lorsque le rendement de la société est inférieur aux objectifs de rendement ou si d'autres circonstances spéciales le justifient;

- e) d'approuver les états financiers audités, les états financiers intermédiaires, les notes complémentaires et les rapports de gestion qui accompagnent ces états financiers ainsi que la notice annuelle de la société;
- f) d'étudier et d'approuver les opérations importantes qui ne font pas partie du cours normal des affaires, sous réserve de la convention d'actionnaire;
- g) superviser le régime de retraite et la caisse de retraite de la société.

3. Gestion des risques

Le conseil a la responsabilité :

- a) de définir les principaux risques de l'activité de la société et de veiller à la mise en œuvre de systèmes appropriés de suivi et de gestion de ces risques en fonction de la viabilité à long terme de la société;
- b) de superviser l'intégrité des systèmes de contrôle interne et d'information de gestion de la société;
- c) d'approuver toutes les politiques et procédures importantes applicables à l'exploitation de la société et faire un suivi de la conformité à celles-ci;
- d) d'approuver des politiques et procédures destinées à assurer que la société est exploitée à tout moment conformément aux lois et aux règlements applicables.

4. Gestion des ressources humaines

- a) Le conseil est chargé d'approuver la nomination du président et chef de la direction. Le conseil est également chargé d'approuver la rémunération du président et chef de la direction et son entente de rendement après avoir étudié les recommandations du comité des ressources humaines.
- b) Le conseil s'assure, dans la mesure du possible, que le président et chef de la direction et les autres membres de la haute direction sont intègres et qu'ils créent une culture d'intégrité dans l'ensemble de l'organisation.
- c) Le conseil est chargé de s'assurer de la mise en place de programmes de planification de la relève, notamment des programmes de formation, de perfectionnement, de supervision et de conservation des cadres, y compris du président et chef de la direction.

5. Communication et présentation de l'information

- a) Le conseil est chargé d'approuver et de réviser à l'occasion la politique de communication de l'information afin d'assurer des communications exactes et diligentes avec l'actionnaire, les porteurs de titres de créance, les employés, les analystes financiers, les gouvernements, les autorités de réglementation, les médias et le public.
- b) Le conseil est chargé de superviser la présentation de l'information à l'actionnaire de la société, les réponses aux demandes de renseignements et les autres obligations en matière de présentation de l'information énoncées dans la convention d'actionnaire ainsi que d'assurer des communications ouvertes et transparentes avec l'actionnaire.

6. Réunions du conseil et documentation

- a) La présidente du conseil, en consultation avec le président et chef de la direction et le chef du contentieux et secrétaire, prépare l'ordre du jour de chaque réunion du conseil.
- b) Les documents relatifs aux réunions sont fournis aux administrateurs avant chaque réunion du conseil assez tôt pour leur permettre de les examiner.
- c) Les administrateurs indépendants (terme défini dans les lois sur les valeurs mobilières applicables) tiennent périodiquement des réunions hors de la présence des membres de la direction.

7. Comités du conseil

- a) Le conseil s'acquitte de ses responsabilités tant directement que par l'intermédiaire de ses comités : le comité d'audit et des finances, le comité de la transformation opérationnelle, le comité de gouvernance, le comité des ressources humaines, le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement, le comité des placements et du régime de retraite, le comité de la réglementation et des politiques publiques. En plus de ces comités permanents, le conseil peut à l'occasion constituer des comités spéciaux pour traiter de certaines questions à plus court terme.
- b) Le conseil est chargé d'approuver les mandats de chaque comité du conseil.
- c) Pour faciliter la communication entre le conseil et chaque comité du conseil, chaque président de comité est chargé de faire un compte rendu au conseil sur les questions importantes que le comité a étudiées à la première réunion du conseil qui suit la réunion du comité.

FORMATION CONTINUE DES ADMINISTRATEURS ET ÉVALUATION

- 1. Chaque nouvel administrateur doit participer au programme de formation des administrateurs de Hydro One et à tout programme de formation continue des administrateurs.
- 2. Chaque année, avec l'aide du comité de gouvernance, le conseil étudie et évalue le rendement du conseil, de chacun de ses comités et de chaque administrateur, ainsi que le caractère adéquat du présent mandat.