

Hydro One – Gestion des actifs de transport et de distribution de l'électricité

1.0 Contexte

1.1 Aperçu

Hydro One Inc., l'un des plus grands réseaux de distribution d'électricité en Amérique du Nord, comporte trois segments redevanceurs clés :

- **Transport** : Hydro One Networks Inc. transporte de l'électricité par son réseau de transport à haute tension de 29 000 kilomètres qui envoie de l'électricité de ses producteurs d'électricité à environ 90 grands clients industriels et 47 des 71 sociétés de distribution locales (SDL), ou services publics, en Ontario, ainsi qu'aux sociétés de distribution locales de Hydro One;
- **Distribution** : Hydro One Networks Inc. livre et vend également de l'électricité à des clients résidentiels et industriels par son réseau de distribution à basse tension qui s'étend sur 123 000 kilomètres et dessert les SDL pour environ 1,4 million de clients, essentiellement dans les plus petites municipalités et les régions rurales de la province, ce qui représente 28 % de tous les clients en Ontario. (Cela diffère de la plupart des autres

distributeurs, qui servent habituellement les plus grandes régions urbaines environnantes. Hydro One compte en moyenne 11 clients par kilomètre de ligne de distribution, tandis que la moyenne des 4 plus grandes SDL en Ontario est de 51.) Hydro One envoie également de l'électricité aux 24 autres SDL plus petites qui ne sont pas desservies directement par le réseau de transport;

- **Télécommunications** : Hydro One Telecom Inc. gère un système de télécommunications qui permet à Hydro One de surveiller et d'exploiter à distance l'équipement de son réseau de transport. Des services de télécommunications sont également vendus à de grands revendeurs et à des utilisateurs commerciaux.

Le réseau électrique de l'Ontario est un réseau de producteurs d'électricité et de clients branchés par des tours et des lignes de transmission à haute tension et des lignes de distribution à basse tension. Hydro One possède et exploite 96 % du réseau de transport d'électricité de la province, les 4 % qui restent appartenant à quatre sociétés privées. Le réseau de transport recueille de l'électricité des producteurs et l'envoie au moyen de tours et de lignes de transport à haute tension à des postes de transformation, où l'électricité est convertie en basse

tension, puis est acheminée du poste de transformation à une SDL ou à un grand client industriel.

Les SDL possèdent et exploitent les lignes à basse tension qui distribuent ou livrent de l'électricité aux résidences et aux entreprises. Au 31 décembre 2014, on comptait 71 SDL dans l'ensemble de la province qui appartenaient surtout aux municipalités qu'elles desservent, en plus des opérations du réseau de distribution de Hydro One Networks (dans le reste du présent rapport, il sera question de 72 SDL, parce que nous incluons Hydro One Networks comme SDL). Ce nombre comprend Hydro One Brampton Networks Inc., filiale en propriété exclusive de Hydro One Inc., qui exploite une SDL autonome qui dessert la région de la Ville de Brampton. De plus, Hydro One Remote Communities Inc. exploite des réseaux autonomes de production et de distribution pour 21 communautés éloignées du Nord de l'Ontario qui servent 3 500 clients.

La **figure 1** illustre l'organisation ainsi que les rôles et les responsabilités des entités principales, dont Hydro One, oeuvrant dans le réseau électrique en Ontario, notamment dans les domaines de la formulation de politiques, de la planification, de la production, de l'établissement de prix, de la réglementation, du transport et de la distribution. (Voir la **section 3.05** du *Rapport annuel* de cette année sur notre audit de la planification du système d'énergie électrique par le ministère de l'Énergie.)

Le mandat de Hydro One consiste à transmettre et distribuer de l'électricité de façon sûre, fiable et économique. La société est visée par des directives de son actionnaire unique, soit le gouvernement de l'Ontario, et exploitée en conformité avec les lois et les règlements en vigueur, notamment la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Le conseil d'administration est chargé de gérer la société et de superviser la direction.

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) régit les permis et la réglementation des sociétés de transport et de distribution de Hydro One sous le régime de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. La CEO fixe les tarifs de transport

et de distribution et délivre des permis à Hydro One pour les deux réseaux.

Hydro One est liée par les modalités de ses permis de transport et de distribution, ainsi que par les exigences du code du réseau de transport et du code du réseau de distribution, tous deux produits par la CEO. Les codes prévoient les conditions minimales qu'un transporteur ou un distributeur doit respecter pour s'acquitter de son obligation d'exploiter et de maintenir chaque réseau.

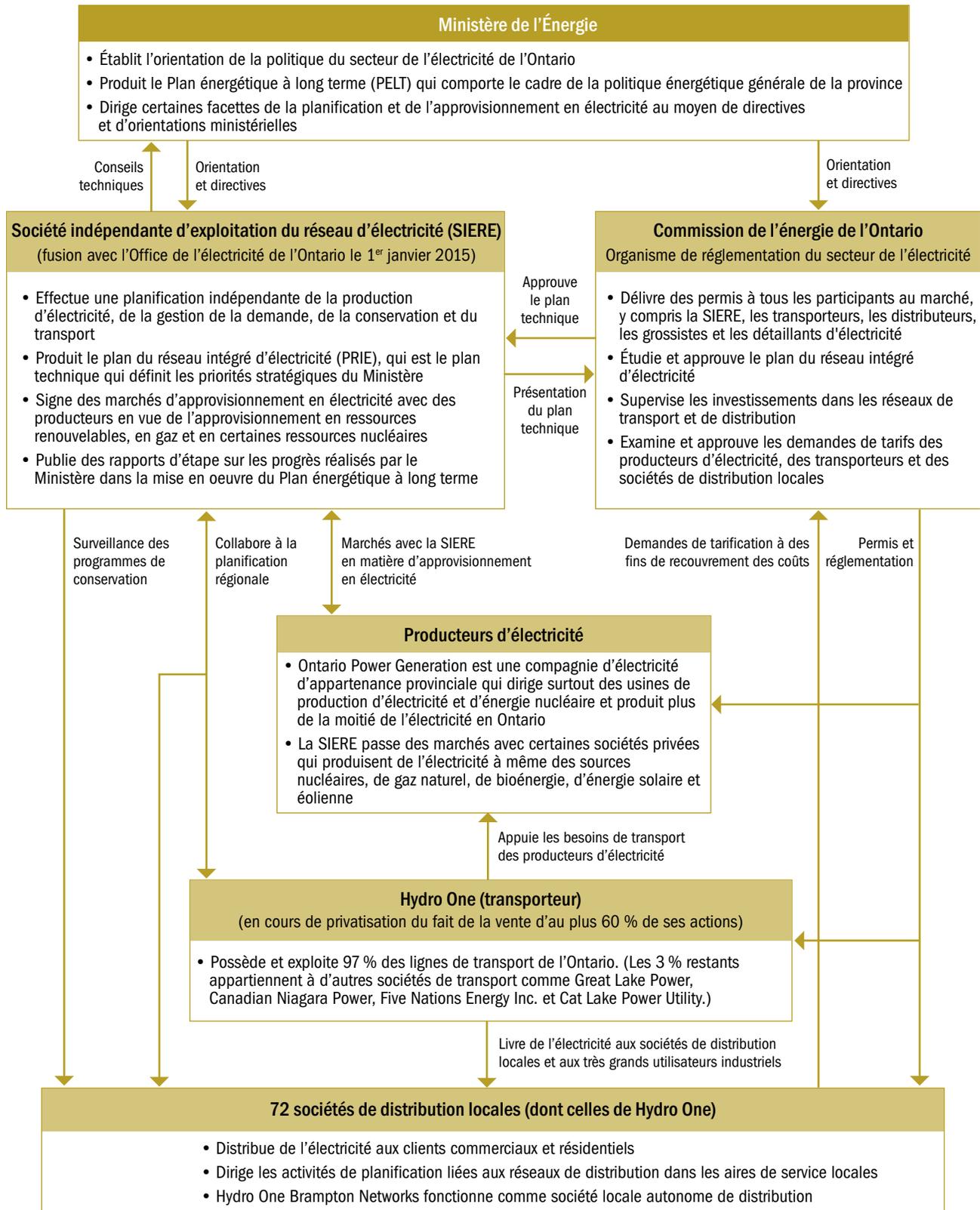
Les bénéfices de Hydro One proviennent surtout de ses sociétés de transport et de distribution réglementées. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014, les produits de Hydro One ont totalisé 6,548 milliards de dollars et ses frais d'exploitation et autres ont atteint 5,801 milliards de dollars, ce qui a permis de dégager un bénéfice net de 747 millions de dollars. Les immobilisations nettes de Hydro One au titre du transport, de la distribution et des télécommunications atteignaient environ 16,2 milliards de dollars. À la fin de 2014, Hydro One comptait 5 500 employés permanents et avait employé 2 100 travailleurs temporaires pendant l'année. Ces derniers sont surtout des travailleurs saisonniers, en poste d'avril à octobre dans des projets de construction. En outre, ils viennent compléter l'effectif affecté aux lignes et à la foresterie de Hydro One.

1.2 Réseau de transport

Le réseau de transport de Hydro One disposait d'immobilisations corporelles nettes (par exemple des lignes, des tours et des postes de transformation) d'une valeur de 9,3 milliards de dollars au 31 décembre 2014. Le réseau de transport est exploité sur de longues distances et relie les installations de production d'électricité à des SDL et à des clients de transport de type utilisateur final, tels que des mines, des usines de fabrication de voitures et des usines pétrochimiques par des tours et lignes de transport branchées à des postes de transformation. Le réseau de transport est lié à cinq territoires contigus : le Québec, le Manitoba, l'État de New York, le

Figure 1 : Rôles et responsabilités des entités principales oeuvrant dans le réseau électrique en Ontario

Préparé par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario



Michigan et le Minnesota. Ces liens visent à faciliter le transfert d'électricité entre l'Ontario et les autres territoires.

Les tours et lignes de transport à haute tension sont exploités à 500 000 volts, 230 000 volts et 115 000 volts. Presque toutes les lignes sont aériennes plutôt que souterraines. Les éléments clés des lignes de transport à haute tension comprennent les lignes, les conducteurs aériens, les structures de soutien en acier (les tours) et les transformateurs. Hydro One possède et exploite 299 postes de transformation qui comportent 722 transformateurs, 4 604 disjoncteurs de puissance et 14 000 commutateurs, ainsi que du matériel de protection et de contrôle. Il y a également une infrastructure matérielle, constituée d'immeubles, de routes et de clôtures de sûreté se trouvant dans les limites d'un poste.

Les pannes d'électricité imprévues touchant le réseau de transport sont surtout causées par les conditions météorologiques, notamment les foudroiements, et par les défaillances de l'équipement. Environ 70 % des points de livraison (qui reçoivent plus de 85 % de toute l'électricité) du réseau de transport de Hydro One sont des points de livraison à circuit multiple, ce qui signifie que plus d'une ligne est disponible pour fournir de l'électricité aux clients se trouvant le long de cette ligne. Le reste du réseau de transport comporte des points de livraison à circuit simple. Lorsque des tours et lignes de transport multiples sont branchées à un client, une panne d'électricité affectant une ligne ne perturbera pas l'alimentation en électricité d'un client parce que l'autre ligne qui est opérationnelle continue de fournir de l'électricité.

(L'annexe figurant à la fin du présent rapport renferme un glossaire des termes dont nous nous sommes servis.)

Hydro One doit respecter les normes de fiabilité établies par la North American Electricity Reliability Corporation (NERC). La NERC a pour mission de veiller à la fiabilité générale du réseau de production-transport d'électricité en Amérique du Nord. Comme le réseau de transport

nord-américain est interconnecté, ses installations sont régies par un ensemble de normes communes sur la fiabilité de leurs opérations. La NERC, qui travaille avec les quelque 1 400 organismes de production-transport d'électricité que l'on trouve sur le continent, dont Hydro One, institue ces normes et en surveille l'application.

Le réseau de transport est surveillé, contrôlé et géré par le centre de contrôle du réseau de l'Ontario (qui se trouve à Barrie). Le centre de contrôle surveille le réseau 24 heures sur 24 par voie électronique, répond aux alarmes déclenchées par le matériel, et peut restaurer, détourner et interrompre le transport d'électricité à distance. Le centre de contrôle autorise également toutes les pannes prévues (notamment lorsqu'il faut entretenir le matériel du réseau de transport) et dépêche des équipes chargées de réparer les pannes imprévues.

Chez Hydro One, les produits tirés du transport ont totalisé 1,6 milliard de dollars en 2014. Ces produits se fondent sur les tarifs du transport fixés par la CEO, pour lesquels Hydro One présente des demandes de tarifs tous les deux ans. Le tarif est conçu de manière à recouvrer suffisamment de produits auprès des clients industriels et des SDL pour soutenir les coûts de fonctionnement et d'entretien du réseau de transport de Hydro One.

1.3 Réseau de distribution

Le réseau de distribution de Hydro One s'étend géographiquement sur 75 % de l'Ontario et dessert 28 % des clients de la province. Il sert environ 1,4 million de clients au détail, 44 grands utilisateurs de l'industrie et 24 petites SDL. Hydro One est la plus grosse SDL en Ontario, tant sur le plan du nombre de clients servis que sur celui de la région géographique desservie.

Les immobilisations corporelles nettes du réseau de distribution ont une valeur de 5,9 milliards de dollars. Le réseau est constitué de 123 000 kilomètres de lignes de distribution en exploitation sous les 50 000 volts, de 1,6 million de poteaux en bois, de 500 000 transformateurs sur

poteau et d'environ 1 200 postes de distribution. Ces postes comprennent généralement du matériel comme des transformateurs, des commutateurs et de l'équipement de protection et de contrôle, et peuvent englober des immeubles, des routes et des clôtures de sûreté. De 2012 à 2014, Hydro One a installé au coût de 660 millions de dollars environ 1,2 million de compteurs intelligents, ce qui lui permet de recevoir à distance les données d'utilisation des clients individuels dans son système de télécommunications.

Le centre de contrôle est également chargé de superviser le réseau de distribution. Toutefois, en règle générale, le système n'a pas l'équipement requis pour surveiller le service par voie électronique afin de repérer des pannes. Lorsque survient une panne d'électricité, le centre de contrôle reçoit les appels d'interruption de service de ses clients et dépêche ses équipes de travail locales dans l'ensemble de la province afin de rétablir le service. Les pannes d'électricité imprévues qui touchent le réseau de distribution sont souvent imputables à des chutes d'arbres et de branches (31 %), à des défaillances de l'équipement (25 %), ainsi qu'à divers incidents comme des accidents impliquant des voitures ou des animaux sauvages (27 %). Par ailleurs, les pannes du réseau de transport, qui fournit de l'électricité au réseau de distribution, occasionnent moins de 1 % des pannes du réseau de distribution. De plus, les pannes prévues pour effectuer des travaux d'entretien représentent 17 % des pannes.

Le produit des entreprises de distribution a totalisé environ 4,9 milliards de dollars en 2014. Comme dans le cas du réseau de transport, le produit de la distribution repose sur les tarifs de transport fixés par la CEO, qui se fondent sur les demandes de tarifs distinctes présentées par Hydro One, qui couvrent généralement des périodes de un an à trois ans.

1.4 Système de télécommunications

Le système de télécommunications à haute vitesse de Hydro One qui comprend ses réseaux de transport et de distribution, avait des immobilisations corporelles nettes de 541 millions de dollars. Le système est utilisé pour fournir des télécommunications à l'équipement de surveillance, de protection et de contrôle du réseau de transport de Hydro One, ainsi que les données commerciales, les réseaux vocaux et les opérations des compteurs intelligents de son réseau de distribution. Le système permet au centre de contrôle de recevoir des données en temps réel sur le rendement du réseau de transport et d'exploiter à distance de l'équipement de protection du transport. L'utilisation du système de télécommunications est également vendue à des entreprises de télécommunications et à des clients commerciaux, ce qui a donné lieu en 2014 à des produits de 57 millions de dollars.

1.5 Privatisation de Hydro One Inc. et vente de Hydro One Brampton Networks Inc.

Le gouvernement a adopté la *Loi de 2015 pour favoriser l'essor de l'Ontario* en juin 2015 afin de permettre la vente d'un maximum de 60 % des actions ordinaires de la province dans Hydro One. Le gouvernement a annoncé des plans pour l'exercice prenant fin le 31 mars 2016 dans le but de lancer un premier appel public à l'épargne d'environ 15 % des actions ordinaires de Hydro One. La loi exige que la province conserve au moins 40 % des actions ordinaires dans Hydro One, et aucun autre actionnaire unique n'aurait le droit de détenir plus de 10 % du total des capitaux propres. En avril 2015, le Conseil consultatif de la première ministre pour la gestion des biens provinciaux a établi pour Hydro One une valeur estimative de 13,5 à 15 milliards de dollars; sur la base de cette estimation, la vente de 60 % de Hydro One pourrait rapporter 9 milliards de dollars à la province, qui est l'actionnaire unique.

La *Loi de 2015 pour favoriser l'essor de l'Ontario*, qui doit entrer en vigueur le 4 décembre 2015, retire également au Bureau de la vérificatrice générale la capacité d'effectuer des audits de l'optimisation des ressources portant sur les opérations de Hydro One Inc. et de faire rapport sur ces audits. Par conséquent, cet audit de la gestion par Hydro One des biens de transport et de distribution d'électricité, qui a commencé avant le dépôt de la *Loi de 2015 pour favoriser l'essor de l'Ontario*, constituera le dernier audit de l'optimisation des ressources publié par le Bureau.

Le gouvernement procède également à la vente de Hydro One Brampton Networks, qui devrait rapporter à la province environ 607 millions de dollars, après déduction des rajustements de prix. En avril 2015, le gouvernement a annoncé qu'il avait accepté une offre non sollicitée de trois autres SDL — Enersource Corporation, Powerstream Holdings Inc. et Horizon Holdings Inc. — en vue d'une fusion avec Hydro One Brampton Networks.

Le 31 août 2015, Hydro One a déclaré un dividende transférant toutes ses actions dans Hydro One Brampton Networks à la province. La vente, qui était encore en cours en septembre 2015, est sujette à l'approbation des municipalités locales qui possèdent les autres SDL et de la Commission de l'énergie de l'Ontario.

2.0 Objectif et portée de l'audit

L'objectif de notre audit était de déterminer si Hydro One disposait de procédures et de systèmes adéquats pour gérer et maintenir de manière efficace et économique son actif de transport et de distribution conformément aux politiques et aux exigences réglementaires de Hydro One, et assurer la fiabilité du réseau pour tous ses clients.

Des cadres supérieurs de Hydro One ont revu et accepté notre objectif et nos critères d'audit.

Notre travail d'audit comprenait des entrevues avec la direction et le personnel de Hydro One, ainsi que l'examen et l'analyse des dossiers pertinents, des bases de données sur l'actif et des autres systèmes, politiques et procédures de TI, et les demandes réglementaires au titre des réseaux de transport et de distribution de Hydro One faites à la Commission de l'énergie de l'Ontario.

Nos travaux ont surtout été effectués au siège social de Hydro One à Toronto. Toutefois, nous avons également visité plusieurs postes de transport et de distribution, le centre de contrôle du réseau de l'Ontario situé à Barrie et l'atelier central d'entretien à Pickering. Pendant nos visites, nous avons interviewé le personnel chargé des opérations et avons eu des discussions avec plusieurs membres clés du personnel chargés de la gestion de la végétation dans l'ensemble de la province. Nous avons également rencontré des représentants de l'Association of Major Power Consumers in Ontario, de l'Association canadienne de l'électricité, et de l'Ontario Society of Professional Engineers. Nous avons examiné les rapports internes d'audit antérieurs de Hydro One, qui renfermaient également des constatations cohérentes avec notre propre rapport.

Nos travaux n'englobaient pas Hydro One Brampton Networks, qui est gérée et exploitée en tant que SDL autonome et qui est distincte de Hydro One Networks, son réseau de distribution. Cet audit n'englobait pas non plus les décisions récentes du gouvernement de privatiser Hydro One Inc. et de vendre Hydro One Brampton Networks. Ces deux transactions n'avaient pas encore été finalisées au moment de l'achèvement de nos travaux sur le terrain en juillet 2015. Nous n'avons pas couvert non plus Hydro One Remote Communities, parce que ses communautés ne sont pas branchées au réseau électrique de l'Ontario.

Nos travaux d'audit ont été faits de janvier à juillet 2015 et nous nous sommes concentrés sur les activités de Hydro One au cours des trois années civiles allant de 2012 à 2014.

3.0 Résumé

Le mandat de Hydro One est d'assurer le transport et la distribution d'électricité de façon sûre, fiable et économique. Les clients de Hydro One disposent plutôt d'un réseau d'électricité dont la fiabilité diminue, tandis que ses coûts augmentent. Les clients subissent de plus en plus de pannes d'électricité, qui sont essentiellement causées par un programme de gestion des biens qui ne permet pas d'entretenir des biens ou de remplacer de l'équipement vieillissant de façon efficace et opportune, ainsi que par un programme de gestion de la végétation qui n'a pas fait diminuer efficacement le nombre de pannes causées par des arbres.

Parmi les aspects les plus importants que nous avons relevés comme devant être améliorés sur le plan de la fiabilité du transport, mentionnons les suivants :

- **La fiabilité du réseau de transport s'est détériorée :** La fiabilité du réseau de transport de Hydro One s'est détériorée de 2010 à 2014. La durée des pannes est de 30 % plus longue et leur fréquence a augmenté de 24 %. Au cours de la même période, les dépenses de Hydro One pour l'exploitation du réseau de transport et le remplacement de biens vieux ou en mauvais état ont augmenté de 31 %. La fiabilité globale du réseau de transport de Hydro One se compare favorablement à d'autres transporteurs d'électricité au Canada. Cependant, elle a empiré comparativement aux transporteurs des États-Unis.
- **Les pannes d'équipement augmentent, tout comme le retard dans l'entretien préventif :** Hydro One accumule de plus en plus de retard dans les travaux d'entretien préventif à effectuer sur l'équipement de son réseau de transport, et ce manque d'entretien a entraîné des défaillances de l'équipement. Le retard dans les ordres d'entretien préventif de l'équipement des stations de transport s'est accru

de 47 %, passant de 3 211 ordres en 2012 à 4 730 ordres en 2014. Au même moment, le nombre de pannes de l'équipement du réseau de transport a augmenté de 7 %, passant de 2 010 en 2012 à 2 147 en 2014. Le coût de rattrapage du retard dans les ordres de travail d'entretien préventif s'est accru de 36 %, passant de 6,1 millions de dollars le 31 décembre 2012 à 8,3 millions de dollars le 31 décembre 2014.

- **Hydro One ne remplace pas l'actif à risque très élevé, contrairement à ce qui est indiqué dans ses demandes de tarifs :** Nous avons constaté qu'Hydro One ne remplaçait pas les actifs qu'elle jugeait en très mauvais état et à très grand risque de défaillance, et qu'elle utilisait ces actifs dans des demandes de tarifs successives à la Commission de l'énergie de l'Ontario pour justifier des hausses de tarif. Les transformateurs identifiés comme étant en très mauvais état devraient être remplacés dès que possible; toutefois, Hydro One a remplacé seulement 4 des 18 transformateurs qu'elle a jugés être en très mauvais état dans sa demande de 2013-2014 utilisée pour obtenir des hausses de tarif, et elle a plutôt remplacé d'autres vieux transformateurs cotés en meilleur état. Ces transformateurs présentent davantage de risque de défaillance, et nous avons constaté que deux transformateurs cotés en très mauvais état et ayant subi des défaillances ont entraîné pour les clients des pannes qui ont duré 200 minutes en 2013 et 220 minutes en 2015. La demande relative au tarif touchant le réseau de transport de Hydro One pour la période de deux ans de 2015-2016 indiquait 34 transformateurs classés à « risque très élevé » de défaillance; toutefois, la demande n'indiquait pas que Hydro One prévoyait en remplacer seulement 8 pendant cette période. En choisissant de ne pas utiliser les fonds supplémentaires dégagés à même les hausses de tarif approuvées par la CEO pour

remplacer 26 transformateurs en très mauvais état, Hydro One devra demander à nouveau 148 millions de dollars pour procéder à ce remplacement qui aurait dû être fait depuis longtemps.

- **Des actifs de transport importants qui en sont au-delà de leur vie utile prévue sont encore utilisés :** Le risque de panne d'électricité chez Hydro One peut augmenter si Hydro One ne dispose pas d'un programme efficace de remplacement des actifs de transport qui ont excédé leur durée de vie utile prévue. Le nombre d'éléments d'actifs de transport importants, tels que des transformateurs, des disjoncteurs et des poteaux en service au-delà de leur date de remplacement régulière variait de 8 % à 26 % pour tous les types d'actifs en service. Le remplacement de ces actifs finira par coûter à Hydro One quelque 4,472 milliards de dollars, soit plus de 600 % de plus que ses dépenses en capital pour le maintien de 621 millions de dollars pour 2014.
- **Les demandes de financement faites à la Commission de l'énergie de l'Ontario ne sont pas étayées par des données fiables :** Les cotes sur l'état de l'actif données par Hydro One dans ses demandes de tarifs de 2013-2014 et de 2015-2016 présentées à la CEO étaient inexactes et renfermaient des erreurs en raison de systèmes internes peu fiables de rapport sur l'état des actifs. Nous avons constaté que 27 des 41 transformateurs remplacés en 2013 ou en 2014 avaient été déclarés à tort dans les demandes de tarifs comme étant en bon ou en très bon état; néanmoins, Hydro One avait alors des plans pour remplacer plusieurs de ces transformateurs en raison de leur âge avancé ou de leur mauvais état. De même, nous avons constaté que 24 des 43 transformateurs ayant fait l'objet d'un rapport inexact dans la demande de tarifs de 2015-2016 présentaient un risque faible ou

très faible de défaillance et devaient déjà être remplacés pendant cette période.

- **Le système Asset Analytics ne prend pas en compte avec exactitude tous les facteurs liés aux décisions de remplacement des actifs :** Il manque souvent des renseignements clés, qui sont parfois mal pondérés, dans le système Asset Analytics, le nouveau système informatique de planification des investissements de Hydro One implanté en 2012 en remplacement des anciens systèmes. Par conséquent, les actifs qui doivent être remplacés ne sont pas désignés avec exactitude. Nous avons constaté que la base de données Asset Analytics n'intègre pas de facteurs qualitatifs, comme des données sur l'obsolescence technologique ou des données du fabricant, des défaillances connues des actifs et des préoccupations relatives à la santé et à la sécurité. Par exemple, les fuites d'huile constituent l'un des principaux motifs de remplacement d'un transformateur. Toutefois, ce renseignement n'a qu'une incidence mineure dans Asset Analytics pour établir le risque de défaillances de l'actif et le besoin de le remplacer. Dans son rapport à la CEO, Hydro One attribue à seulement 15 % l'incidence des fuites d'huile sur l'état d'un transformateur pour déterminer si l'état général d'un actif est classifié de très bon à très mauvais.
- **La sécurité limitée des dispositifs électroniques augmente le risque de pannes d'électricité :** L'approche de Hydro One visant à veiller à une sécurité appropriée des dispositifs électroniques du réseau de transport n'assurait pas un niveau de sécurité élevé et vigoureux de tous ses dispositifs électroniques. Seuls certains dispositifs de son réseau de transport obtiennent des niveaux de sécurité plus élevés pour satisfaire aux normes de la North American Electricity Reliability Corporation (NERC) sur le réseau de production-transport d'électricité, qui comprend les grandes lignes de transport et

les postes de transformation liés à d'autres États et provinces. Hydro One est tenue d'appliquer les normes de la NERC sur les dispositifs électroniques à seulement 18 % de ses postes de transport, et seulement aux dispositifs essentiels, ce qui représente moins de 17 % des dispositifs électroniques qui se trouvent dans ces postes. Tous les autres dispositifs électroniques qui sont employés à des fins de transport en Ontario et qui n'ont pas d'incidence sur le réseau de production-transport d'électricité sont régis par la politique de sécurité plus laxiste de Hydro One, qui n'est pas appliquée de manière cohérente aux dispositifs. Cette façon de faire accroît, pour les clients de l'Ontario, le risque de perturbations du service causées par du sabotage, du vandalisme, des virus informatiques et des changements non autorisés ou non intentionnels aux logiciels ou aux mesures de contrôle des dispositifs.

Voici certains des aspects les plus importants à améliorer sur le plan de la fiabilité de la distribution :

- **La fiabilité de la distribution est mauvaise et les coûts ont augmenté :** Le réseau de distribution de Hydro One a toujours été l'un des moins fiables parmi les grands distributeurs d'électricité au Canada entre 2010 et 2014. La durée moyenne des pannes signalées par les membres de l'Association canadienne de l'électricité (ACE) entre 2010 et 2014 était d'environ 59 % moindre que celle rapportée par Hydro One durant la même période, tandis que la fréquence moyenne des pannes chez les membres de l'ACE était de 30 % moindre. Dans un bulletin publié par la Commission de l'énergie de l'Ontario en 2014, Hydro One était classée dernière et avant-dernière parmi tous les distributeurs en Ontario pour ce qui est de la durée et de la fréquence des pannes en 2013. Au cours de la même période, les dépenses d'exploitation et d'entretien du réseau de distribution ou de remplacement
- des actifs qui étaient vieux ou en mauvais état ont augmenté de 18 %.
- **Hydro One n'enlève pas la végétation (les arbres) autour du réseau de distribution en temps opportun, ce qui fait augmenter le risque de pannes et diminuer la fiabilité du réseau :** Le motif principal des pannes de réseau de distribution de 2010 à 2014 était les bris de lignes causés par la chute d'arbres ou de branches. À cet égard, l'un des facteurs clés était que l'exploitation de Hydro One était basée sur un cycle de gestion de la végétation de 9,5 ans, tandis que la moyenne d'un tel cycle pour 14 des services publics participants de Hydro One était de 3,8 ans. L'analyse effectuée par Hydro One elle-même révèle que l'écart dans le cycle de gestion de la végétation entre Hydro One et ses services participants a fait en sorte que ses travaux de gestion de la végétation réalisés en 2014 ont coûté 84 millions de dollars de plus que s'ils avaient été effectués dans un cycle de gestion de la végétation de quatre ans. En outre, les clients auraient subi moins de pannes causées par des arbres, et le total des pannes de cette année-là aurait été inférieur de 36 minutes.
- **Un mauvais établissement des priorités dans les travaux de gestion de la végétation a entraîné davantage de pannes causées par des arbres :** Le système utilisé par Hydro One pour désigner des lignes de distribution aux fins de la gestion de la végétation ne place pas la priorité dans les secteurs où les pannes liées aux arbres ont causé des perturbations. Nous avons trouvé des exemples dans lesquels la gestion de la végétation a été faite sur des lignes de distribution ayant subi peu de pannes causées par des arbres, et ce aux dépens des lignes de distribution touchées par beaucoup plus de pannes occasionnées par des arbres. Résultat : le nombre de pannes causées par des arbres a augmenté de 5 % entre 2010 et 2014 (passant de 7 747 en 2010 à 8 129 en 2014), tandis que les dépenses

consacrées à la gestion de la végétation se sont accrues de 14 % durant la même période (de 161 millions de dollars en 2010 à 183 millions de dollars en 2014).

- **Les données d'évaluation d'Asset Analytics portant sur les actifs de distribution sont incomplètes et peu fiables :** En juillet 2015, le système Asset Analytics de Hydro One, qui représente un outil important pour la prise de décisions de remplacement, disposait de données incomplètes et peu fiables sur les actifs de distribution. Nous avons constaté que trois ans après l'implantation de la base de données Asset Analytics, celle-ci renfermait des données incomplètes ou erronées sur les actifs du réseau de distribution. Par exemple :
 - les données disponibles pour évaluer les 152 disjoncteurs de postes de distribution étaient limitées;
 - les 14 transformateurs des postes de distribution vieux de moins de 10 ans se sont vu accorder à tort un pointage relatif à l'âge de 100, ce qui excéderait la durée de vie prévue de 40 ans de tels transformateurs.
- **Des actifs de distribution importants ayant excédé leur durée de vie utile sont encore utilisés :** Hydro One fait augmenter le risque de pannes d'électricité en ne remplaçant pas les actifs du réseau de distribution qui ont dépassé leur durée de vie utile prévue. La durée de vie prévue des poteaux de bois de Hydro One est de 62 ans, mais 202 000 poteaux, soit 13 % du total, étaient plus vieux. Le remplacement de ces poteaux finira par coûter 1,76 milliard de dollars. Seulement 12 000 poteaux environ sont remplacés chaque année, soit beaucoup moins que le nombre requis pour faire face au risque de chute de poteaux et beaucoup moins que le nombre de poteaux en service au-delà de leur durée de vie utile prévue. En outre, il en coûtera 158 millions de dollars de plus pour remplacer les 243 transformateurs de poste

au-delà de leur durée de vie utile prévue de 50 ans.

- **Des compteurs intelligents ne sont pas utilisés pour repérer de manière proactive les pannes d'électricité :** Hydro One a installé 1,2 million de compteurs intelligents dans son réseau de distribution au coût de 660 millions de dollars, mais elle n'a pas implanté les logiciels et les capacités connexes pour améliorer son temps de réponse aux pannes d'électricité. À l'heure actuelle, les compteurs intelligents sont surtout utilisés par Hydro One pour la facturation, et non pour déterminer à distance le lieu des pannes d'électricité dans le réseau de distribution avant l'appel d'un client visant à déclarer une panne. Ces renseignements provenant des compteurs intelligents rendraient la répartition des équipes de travail plus rapide et efficace, ce qui améliorerait le service à la clientèle et permettrait d'économiser des coûts.

Voici certains des autres aspects importants à améliorer sur le plan des réseaux de transport et de distribution :

- **Nombre excessif de transformateurs de rechange en entreposage :** Hydro One n'avait pas de stratégie économique lui permettant de s'assurer qu'elle disposait d'un nombre adéquat de transformateurs de rechange, ce qui a fait qu'elle avait trop de transformateurs de rechange en entreposage. Bien que d'habitude, seulement quelque 10 transformateurs connaissent des défaillances chaque année, Hydro One comptait 200 transformateurs de rechange — soit 60 transformateurs de transport et 140 transformateurs de distribution — d'une valeur d'environ 80 millions de dollars en entreposage à l'atelier central d'entretien situé à Pickering. Trente-cinq de ces transformateurs avaient été en entreposage pendant au moins 10 ans. Hydro One elle-même estime qu'en normalisant les transformateurs et en améliorant les prévisions, elle pourrait diminuer le

nombre de transformateurs de rechange d'au plus 35 % et épargner jusqu'à 20 millions de dollars au cours des 10 prochaines années. Nous estimons qu'une meilleure gestion permettrait de réaliser beaucoup plus d'économies, soit entre 50 et 70 millions de dollars.

- **Les problèmes de qualité de l'énergie ne sont pas corrigés de façon proactive :** Les principaux clients des réseaux de transport et de distribution se préoccupent de la qualité de leur énergie, notamment de pouvoir disposer de niveaux tension stables, mais Hydro One s'attaque aux problèmes de qualité de l'énergie seulement si des clients font une plainte. Hydro One a reçu 150 plaintes sur la qualité de l'énergie seulement de 90 gros clients industriels du secteur du transport depuis 2009. Pour mesurer les fluctuations et évaluer la fréquence et le lieu des problèmes de qualité de l'énergie, Hydro One a installé 138 appareils de mesure de la qualité énergétique dans ses réseaux de transport et de distribution depuis 2010. Toutefois, Hydro One ne surveille ni n'analyse les données de ces compteurs pour améliorer la fiabilité du système pour ses clients, sauf si un client a téléphoné pour faire une plainte.
- **Faiblesse des mécanismes de surveillance de la gestion des coûts des projets d'investissement :** Bien que Hydro One ait consacré annuellement plus de 1 milliard de dollars à des projets d'investissement de 2012 à 2014 pour préserver ses réseaux de transport et de distribution, nous avons constaté qu'elle disposait de faibles mécanismes de surveillance pour atténuer les coûts de projets. Par exemple, jusqu'à 55 % des coûts de projets sont des frais internes, car Hydro One a surtout recours à ses propres employés pour mener à bien des projets de construction; toutefois, elle n'analyse ni ne compare régulièrement ses coûts internes aux normes de l'industrie pour déterminer s'ils sont raisonnables.

Nous avons également constaté que toutes les estimations de projets d'investissement utilisées pour approuver des projets comprenaient en moyenne une provision pour éventualités de 20 % et une provision pour indexation des frais de 8 % qui incitaient peu les employés de Hydro One à terminer un projet suivant son estimation de coûts initiale, ou à élaborer des estimations de coûts plus exactes pour les projets. Nous avons demandé à la direction de Hydro One de dresser un rapport qui comparait l'approbation initiale de projet, dont les provisions, avec les coûts réels de projet pour tous les projets achevés pour les années 2013 à 2015. Le rapport que nous avons reçu en juin 2015 était incomplet et comprenait seulement 61 des 105 projets approuvés d'une valeur de plus de 1 million de dollars. Sur la base du rapport incomplet, nous évaluons que Hydro One a dépensé en moyenne 22 % de plus que les estimations de coût initial de projet et s'est servie des provisions pour achever ces projets. Au total, ce sont donc 150 millions de dollars de plus que ce qu'indiquaient les estimations de coût initial de projet qui ont été dépensés.

Compte tenu du fait que le Bureau de la vérificatrice générale n'aura plus compétence sur Hydro One à compter du 4 décembre 2015, nous avons formulé la recommandation suivante, qui demande que la Commission de l'énergie de l'Ontario tienne compte des observations que nous avons formulées dans le présent rapport au cours de ses processus de réglementation :

- Que la Commission de l'énergie de l'Ontario, pour le compte des consommateurs d'électricité en Ontario, examine dans le cadre de sa surveillance réglementaire de Hydro One le présent rapport, les recommandations, et les mesures à venir prises par Hydro One pour améliorer la fiabilité et la rentabilité de ses réseaux de transport et de distribution.

Le présent rapport renferme 17 recommandations à Hydro One, comportant 37 mesures, pour donner suite aux constatations de cet audit.

RÉPONSE GLOBALE DE LA COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

Dans le cadre de son régime de réglementation, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a recours à certains mécanismes pour que tous les services publics, dont Hydro One, respectent une norme élevée d'efficacité et d'efficience. Les recommandations formulées par la vérificatrice générale dans le présent rapport sont utiles pour soutenir davantage nos efforts et pour tenir Hydro One responsable de gérer prudemment ses ressources et d'améliorer son service.

La CEO s'engage à utiliser tous les renseignements importants qui sont à sa disposition pour ses délibérations et ses mécanismes décisionnels, et, s'il y a lieu, se penchera sur les secteurs à améliorer dans l'avenir, tels qu'identifiés par la vérificatrice générale, dans l'exercice de ses fonctions de réglementation afin de veiller à ce que Hydro One effectue une planification et des investissements appropriés, procède à l'entretien optimal de ses systèmes, et se compare à des éléments de comparaison externes.

Le rapport met en relief un certain nombre de domaines dans lesquels Hydro One peut améliorer la qualité de sa planification et la rentabilité de l'exécution de ces plans. La CEO accorde elle aussi une priorité élevée à la valeur accordée aux consommateurs d'électricité en retour des tarifs qu'ils paient. En 2012, la CEO a élaboré le cadre réglementaire renouvelé pour les distributeurs d'électricité (le « CRRE »), qui s'intéresse surtout à la gestion rigoureuse de l'actif et à la planification de l'investissement à l'appui de la rentabilité des opérations. Le cadre prescrit le recours à l'analyse comparative de l'industrie pour améliorer le rendement par rapport aux coûts et comporte des attentes

élevées d'amélioration continue visant à accroître la productivité des opérations. On s'attend à ce que les services publics s'engagent auprès de leurs clients à comprendre leurs besoins et leurs préférences et à se concentrer sur la réalisation de résultats qui tiennent compte de leurs priorités.

La CEO, dans son évaluation de la plus récente demande de recalcul des tarifs de Hydro One (EB-2013-0416), qui est la première demande à avoir été présentée dans le cadre renouvelé de la CEO, a relevé certaines lacunes : elle a notamment conclu que la planification des investissements en distribution de Hydro One Networks Inc. ne semble pas encore tout à fait harmonisée avec l'état actuel de ses actifs; que sa gestion de la végétation n'indique pas suffisamment des gains de productivité ou d'améliorations à la productivité; et que ses engagements dans le domaine de la productivité ne montrent pas que la société est suffisamment orientée vers l'amélioration continue.

Par conséquent, la CEO a déjà obtenu l'engagement de Hydro One de jauger bon nombre des éléments mis en relief par le rapport de la vérificatrice générale dans ses recommandations d'audit et d'en faire rapport. De fait, compte tenu des préoccupations de la CEO sur la question de savoir si les priorités de Hydro One en matière d'investissements dans le domaine de la distribution avaient été maximisées dans la dernière demande de tarifs de Hydro One, la CEO n'a approuvé que trois ans d'un plan projeté de dépenses en investissements plutôt que les cinq ans demandées par Hydro One, et a indiqué que d'autres approbations dépendront de la qualité de la preuve justificative de Hydro One.

Dans le cadre de sa décision sur cette demande, la CEO a pris d'autres mesures pour veiller à ce que Hydro One règle les lacunes dans sa planification et son analyse comparative, dont bon nombre recourent directement les recommandations de la vérificatrice générale.

Plus précisément, la CEO a notamment ordonné ou a obtenu l'engagement de Hydro One :

- de mener une analyse comparative externe sur les coûts unitaires du remplacement de ses poteaux de distribution et de ses plans de remise à neuf de ses postes;
- d'envisager l'examen externe de la planification de son réseau de distribution;
- de faire rapport sur les investissements en service réalisés par rapport au plan;
- d'effectuer une étude de la productivité fondée sur la totalité des facteurs de la productivité de Hydro One, y compris les données de 2002 et des années suivantes, au minimum;
- d'examiner les meilleures pratiques de gestion de la végétation, de tenir compte des changements apportés à la composition de la main-d'oeuvre et des possibilités d'innovation, et de réaliser une analyse des tendances du programme de gestion de la végétation indiquant les variations d'une année à l'autre dans les coûts unitaires.

On s'est également attardé aux activités de transport de Hydro One. Dans sa demande la plus récente de tarifs de transport (EB-2014-0140), Hydro One s'est engagée à effectuer l'analyse comparative du rendement de ses coûts de transport par rapport à des sociétés similaires. La CEO se consacre également à la mise en oeuvre du CRRE sur le transport en Ontario dans le cadre du maintien de son engagement de veiller à ce que les propriétaires et exploitants de réseaux d'électricité en Ontario fournissent un service fiable et économique à des tarifs offrant une bonne valeur pour les clients.

RÉPONSE GLOBALE DE HYDRO ONE

La gestion du réseau de transport et de distribution massif et complexe de Hydro One requiert beaucoup de compétences techniques et des stratégies dynamiques de gestion de l'actif qui donnent lieu à des investissements opportuns

et disciplinés afin de préserver ou d'améliorer la fiabilité et de maximiser le rendement et le coût de l'équipement. La société reconnaît qu'il est toujours possible de s'améliorer à cet égard, ce qui fait que l'amélioration continue constitue un facteur principal de tous ses plans et de toutes ses stratégies en matière d'actifs.

Hydro One a renforcé la surveillance de la société et de ses opérations. L'audit interne, qui relève directement du Comité d'audit du conseil d'administration indépendant, étudiera le présent rapport et supervisera la mise en oeuvre des recommandations par la société si Hydro One croit qu'elles améliorent la fiabilité tout en équilibrant le service et le coût.

Les activités commerciales de transport et de distribution de Hydro One sont réglementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO), et la société doit se conformer aux conditions de service contenues dans les codes des réseaux de transport et de distribution dans le cadre de son permis. Hydro One considère très prioritaire son obligation de fournir à la CEO de l'information complète, exacte et pouvant être étayée dans ses demandes de tarifs. En outre, la société donne suite aux recommandations et à l'orientation de la CEO comme l'indiquent les décisions successives sur les tarifs.

Dorénavant, Hydro One se concentre à offrir un rendement commercial amélioré et un meilleur rendement aux clients, car la société investit prudemment dans l'infrastructure de transport et de distribution de l'Ontario. La société continuera à le faire tout en équilibrant le service et le coût.

Hydro One apprécie le travail de la vérificatrice générale et de son personnel et l'occasion de répondre aux constatations comprises dans l'audit. Les recommandations fournies en conséquence de cet audit sont examinées avec soin alors que la société va de l'avant.

4.0 Constatations détaillées de l'audit

4.1 Réseau de transport

4.1.1 La fiabilité du réseau a empiré de 2010 à 2014

Les clients du réseau de transport de Hydro One s'attendent à ce que leur réseau soit fiable. Toutefois, nous avons constaté que le réseau est devenu moins fiable de 2010 à 2014, en raison de pannes plus longues et plus fréquentes. La fiabilité globale du réseau de transport de Hydro One se compare avantageusement à celles des autres transporteurs d'électricité canadiens; cependant, sa fiabilité s'est détériorée comparativement à celle des transporteurs américains.

La fiabilité du réseau de transport se mesure au moyen de deux grands paramètres : la durée des pannes et la fréquence des pannes. L'Indice de durée moyenne des interruptions de service touchant le réseau (SAIDI) (durée moyenne des pannes) mesure le nombre annuel moyen de minutes pendant lesquelles chaque point de livraison du réseau de transport a subi une panne, tandis que l'Indice de fréquence moyenne des

interruptions de service touchant le réseau (SAIFI) (fréquence moyenne des pannes) mesure le nombre annuel moyen de pannes par point de livraison.

Hydro One mesure séparément la fiabilité du réseau pour les secteurs desservis par des points de livraison à circuit simple, où le client dispose d'une seule ligne de transport de l'électricité, et par des points de livraison à circuit multiple, où le client peut compter sur plusieurs tours et lignes qui produisent de l'électricité. Les pannes du transport sont moins susceptibles de survenir dans les secteurs comportant plusieurs tours et lignes, car l'électricité peut être fournie sans interruption au moyen d'une autre ligne si une ligne devient hors service. Hydro One rend compte publiquement du rendement de son réseau de transport sur la seule base des secteurs desservis par les points de livraison à circuit multiple, qui couvrent plus de 85 % de l'électricité offerte.

La différence de fiabilité entre les secteurs desservis par une seule ligne ou par plusieurs lignes était importante. Comme l'illustre le **figure 2**, les secteurs à circuit simple comptaient en moyenne 217,5 minutes de pannes par année de 2010 à 2014, et le nombre de minutes variait beaucoup d'une année à l'autre. En comparaison, les secteurs à circuit multiple comptaient en moyenne 9,9 minutes

Figure 2 : Pannes des réseaux de transport de Hydro One, 2010-2014

Source des données : Hydro One

	2010	2011 ¹	2012	2013	2014 ²	Délai moyen sur 5 ans	Variation en % entre 2010 et 2014
Points de livraison à circuit multiple							
SAIDI (minutes par point de livraison)	9,1	8,9	6,8	12,9	11,8	9,9	30
SAIFI (pannes par point de livraison)	0,29	0,33	0,28	0,30	0,36	0,31	24
Pannes imprévues	176	203	175	189	228	194	30
Points de livraison à circuit simple							
SAIDI (minutes par point de livraison)	165,2	410,0	224,9	192,4	95,2	217,5	-42
SAIFI (pannes par point de livraison)	2,99	3,25	3,59	3,55	2,73	3,22	-9
Pannes imprévues	820	851	947	945	737	860	-10

- Hydro One a indiqué que 2011 a été une année exceptionnelle sur le plan des pannes d'électricité dans les régions desservies par les points de livraison à circuit simple en raison des incendies de forêt dans le Nord de l'Ontario. Les pannes déclenchées par des incendies de forêt représentaient 234 minutes sur un total de 410 minutes de pannes survenues au cours de cette année.
- Hydro One a indiqué que le rendement de 2014 s'est amélioré considérablement sur le plan des pannes d'électricité dans les régions desservies par les points de livraison à circuit simple, surtout en raison de conditions atmosphériques relativement moins difficiles au cours de l'année.

de pannes annuellement. De même, le nombre de pannes s'établissait en moyenne à 3,22 pannes annuelles par point de livraison pour le réseau de transport à circuit simple comparativement à seulement 0,31 panne annuelle dans le cas du réseau de transport à circuit multiple.

Nous avons découvert que 47 % des pannes de transport survenues entre 2010 et 2014 ont eu lieu dans le Nord de l'Ontario, même si cette région comportait moins de 20 % des points de livraison de Hydro One. Dans le Nord de l'Ontario, 86 % des points de livraison sont à circuit simple. Comme la construction de tours et de lignes additionnelles se révèle coûteuse, Hydro One ne tente pas de convertir des points de livraison à circuit simple ruraux qui desservent moins de clients ou de plus petits clients en points de livraison à circuit multiple, parce qu'elle estime qu'il n'est pas rentable de le faire, même si une telle conversion améliorerait la fiabilité du réseau pour ces clients.

Dans le cas des secteurs à circuit multiple du réseau de transport, le rendement de Hydro One sur le plan de la fiabilité s'est considérablement détérioré depuis 2010. La **figure 2** montre que la durée et la fréquence moyennes des pannes ont empiré (ont augmenté) d'environ 30 % et 24 % respectivement de 2010 à 2014, et que les pannes imprévues ont augmenté de 30 %. Les dossiers de Hydro One révèlent que la détérioration de la fiabilité découle surtout d'une hausse du nombre des pannes imprévues, telles que celles qui sont occasionnées par une défaillance de l'équipement ou par les conditions météorologiques, survenues en même temps que les pannes prévues en vue de travaux comme la remise à neuf ou le remplacement d'actifs vieillissants du réseau de transport, qui ont rendu les autres lignes temporairement hors service. Si les autres lignes avaient fonctionné en même temps, ces clients n'auraient vraisemblablement pas subi de pannes. Ces genres de pannes ont augmenté de 27 % de 2010 à 2014, passant de 74 pannes en 2010 à 94 pannes en 2014.

Malgré que la fiabilité du réseau de transport de Hydro One se soit détériorée récemment, elle se

compare encore avantageusement à celle des autres transporteurs canadiens. L'Association canadienne de l'électricité (ACE) recueille de l'information sur la fiabilité du réseau des transporteurs canadiens d'électricité. Chaque année, de 2010 à 2014, la durée et la fréquence moyennes des pannes de Hydro One étaient habituellement meilleures que la moyenne annuelle de l'ACE.

4.1.2 La fiabilité du réseau de transport est mauvaise en comparaison avec les États-Unis

En tant qu'élément du réseau de production-transport d'électricité en Amérique du Nord, le réseau de transport de Hydro One s'intègre aux transporteurs des États-Unis. Hydro One prend part aux études annuelles d'analyse comparative de la fiabilité du réseau de transport avec les transporteurs des États-Unis, et les résultats révèlent que la fiabilité du réseau de Hydro One était généralement pire que celle des autres transporteurs. Les transporteurs des autres provinces qui font également partie du réseau de production-transport d'électricité ne participent pas à ces études.

L'étude compare divers paramètres, dont la fréquence et la durée moyennes des pannes du réseau complet d'un transporteur. Le rapport de 2011, qui se fonde sur les données sur les pannes de 2006 à 2010, indiquait que la durée et la fréquence moyennes des pannes de Hydro One ne se sont classées que 21^e et 22^e respectivement sur les 25 participants. De même, l'étude de 2015 indique que d'après les données sur les pannes de 2010 à 2014, Hydro One se classait seulement aux 10^e et 13^e rangs pour la durée et la fréquence moyennes des pannes sur 14 participants, et ces 2 moyennes étaient plus élevées (pires) que celles du rapport de 2011.

L'étude compare également la fiabilité de seulement une section de chaque réseau de transporteur qui fait partie du réseau de production-transport d'électricité. Dans le rapport de 2011, la durée

moyenne des pannes de Hydro One touchant son réseau de production-transport d'électricité se classait au 21^e rang sur 24, et dans le rapport de 2015, elle se classait seulement au 12^e rang sur 14. Dans le rapport de 2011, la fréquence moyenne des pannes de Hydro One pour son réseau de production-transport d'électricité se classait seulement au 21^e rang sur 24, et dans le rapport de 2015, elle se classait seulement au 13^e rang sur 14.

4.1.3 La disponibilité du réseau de transport a empiré de 2006 à 2014 comparativement à celle des transporteurs des autres provinces et des États-Unis

Comparaison avec d'autres services publics provinciaux

L'Association canadienne de l'électricité (ACE) recueille des données auprès des membres de ses services publics provinciaux sur un paramètre de disponibilité pour leurs réseaux de transport et fait rapport à ces membres. Le paramètre détermine à quelle fréquence l'électricité était indisponible, en minutes, dans le réseau de transport.

Les données de l'ACE révèlent que la disponibilité de Hydro One est habituellement meilleure que la moyenne de l'ACE pour les autres transporteurs provinciaux, l'indisponibilité de Hydro One s'établissant à 16,4 minutes-réseau en comparaison avec la moyenne de l'ACE de 19,5 minutes fondée sur l'indisponibilité moyenne pendant la période de 2010 à 2014.

Néanmoins, la disponibilité de Hydro One s'est détériorée au fil du temps. Tandis que le rapport de 2011 de l'ACE a permis de constater que de 2006 à 2010, l'indisponibilité de Hydro One était en moyenne de 14,6 minutes-réseau par année, celle-ci est passée à une moyenne annuelle de 16,4 minutes-réseau dans le rapport de 2015, qui comporte des données de 2010 à 2014. Bien que l'indisponibilité de Hydro One se soit accrue de 12 % entre les rapports de 2011 et de 2015, l'indisponibilité a légèrement diminué

au cours de la même période, passant de 20,2 à 19,5 minutes-réseau.

Les pannes prévues et les pannes imprévues ont une incidence sur la disponibilité du réseau de transport. Il semble que Hydro One ait pu avoir plus de pannes prévues en raison de dépenses accrues pour l'entretien, les réparations et les améliorations. Par conséquent, la mise hors service des lignes principales ou de secours a eu une incidence défavorable sur la disponibilité.

Comparaison avec les transporteurs des États-Unis

L'étude d'analyse comparative de la fiabilité du réseau de transport à laquelle participe Hydro One avec les transporteurs des États-Unis indique que l'indisponibilité du réseau de Hydro One est plus grande que celle des transporteurs participants.

L'étude compare une cote globale de la disponibilité du transport (TACS), qui mesure la disponibilité de l'électricité (à quelle fréquence les clients du réseau de transport ont pu disposer d'électricité à leurs fins d'utilisation comparativement à la fréquence à laquelle ils voulaient de l'électricité). Dans le rapport de 2011, fondé sur les données relatives aux pannes de 2006 à 2010, la cote TACS de Hydro One se classait 23^e sur 25 participants. De même, dans l'étude de 2015, fondée sur les données des pannes de 2010 à 2014 de 14 participants, la cote de Hydro One était pire que celle de 2011, se classant au dernier rang, notamment derrière les deux transporteurs qui avaient une cote TACS pire que celle de Hydro One en 2011.

Par ailleurs, la disponibilité de Hydro One en regard de la seule portion du réseau de chaque transporteur qui fait partie du réseau de production-transport d'électricité s'est améliorée comparativement à celle des autres transporteurs américains étudiés. Bien que la disponibilité du réseau de Hydro One se soit détériorée (ait empiré) entre les rapports de 2011 et de 2015, le classement global de Hydro One s'est amélioré, passant du

13^e rang de 24 dans le rapport de 2011 au 4^e rang de 14 en 2015.

Nous avons demandé à la direction de Hydro One pourquoi les transporteurs américains comptent généralement sur des réseaux plus fiables, et nous avons été informés qu'ils ont habituellement des distances plus courtes à parcourir pour livrer l'électricité que Hydro One, et que la configuration géographique de l'Ontario est plus grande et plus difficile à desservir. Toutefois, aucune analyse détaillée examinant ces motifs ou la façon de surmonter ces différences n'était disponible.

RECOMMANDATION 1

Pour veiller au fonctionnement fiable du réseau de transport et pour faire diminuer le nombre de pannes d'électricité subies par les clients, Hydro One doit :

- fixer des objectifs et des échéanciers pluriannuels de réduction de la fréquence et de la durée des pannes d'électricité qui l'amènerait à avoir un réseau dont la fiabilité et la disponibilité se comparent avantageusement à celles des autres services publics en Amérique du Nord, établir un plan d'action et une stratégie de réalisation de ces objectifs, et rendre public régulièrement un rapport sur ses efforts en vue d'atteindre ces objectifs;
- fixer des objectifs et des échéanciers, et dresser des plans d'action rentables, en vue d'améliorer le mauvais rendement de son réseau de transport à circuit simple;
- analyser de façon plus approfondie les données sur les pannes de ses réseaux à circuit simple et multiple pour corriger les problèmes principaux qui contribuent à la fiabilité à la baisse du réseau.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

Hydro One est d'accord avec la recommandation de la vérificatrice générale et a commencé à

fixer des objectifs pluriannuels de fiabilité dans son indicateur de performance de 2015. L'indicateur de performance de 2015 comprenait les cibles de 2015 et de 2019 dans le but de signaler la motivation de la société à continuer de s'améliorer.

Hydro One continuera de faire de la fiabilité une priorité clé en réduisant le nombre de pannes prévues. Elle le fera en combinant les activités d'entretien prévues exécutés pendant la panne, ce qui fera diminuer le risque d'interruptions de courant pour les clients.

Du fait de leur conception, les points de livraison à circuit simple de Hydro One ne sont pas aussi fiables que les points de livraison servis par un circuit multiple. La fiabilité du point de livraison à circuit simple s'est accrue de 2010 à 2014, tel qu'indiqué par les résultats améliorés de SAIDI et de SAIFI et par les pannes imprévues à la baisse.

Hydro One répond aux demandes des clients d'améliorer la fiabilité, à la condition que le client soit prêt à acquitter le coût des investissements nécessaires conformément au code des réseaux de transport (CRT) de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO). Le CRT exige que les clients touchés acceptent de payer leurs parts respectives du coût du circuit additionnel. En règle générale, les clients n'ont pas donné ce consentement en Ontario, où ces coûts ont tendance à être élevés en raison de la faible densité de clients et de la longueur des lignes.

Hydro One continuera à analyser les données sur les pannes pour repérer les problèmes de fiabilité. Hydro One fait des investissements pour améliorer la fiabilité conformément à la norme sur le rendement des points de livraison pour la clientèle émise par la CEO. Cette norme établit des seuils de rendement inadéquat et de niveaux de financement appropriés fondés sur des niveaux d'amélioration minimale et sur la taille de la charge des clients. Les investissements établissent un équilibre entre les coûts et les avantages et tiennent

compte du degré d'amélioration et de la taille de la charge touchée.

Hydro One procédera à des expansions du réseau pour fournir des articles excédentaires et améliorer la fiabilité pour les secteurs qui desservent les clients multiples lorsque la demande en électricité dans la région répond aux critères établis par la norme des critères d'évaluation sur le transport de ressources en Ontario de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité. L'objectif de la norme consiste à équilibrer le coût, l'avantage pour le client et les répercussions sur le contribuable.

4.1.4 Le retard en hausse de l'entretien préventif de l'équipement a fait diminuer la fiabilité du réseau

Un entretien préventif insuffisant peut être à l'origine d'une vie utile plus courte prévue et de défaillances prématurées de l'équipement, ce qui représente la deuxième cause en importance des pannes (16 % de l'ensemble des pannes de 2010 à 2014). Nous avons constaté que la croissance du retard dans l'entretien préventif de l'équipement du réseau de transport de 2012 à 2014 a probablement contribué à une augmentation du nombre de pannes de l'équipement dans le réseau de transport. Le retard s'est accru de 47 %, passant de 3 211 ordres en 2012 à 4 730 ordres en 2014. Au cours de la même période, le nombre total de pannes de l'équipement dans le réseau de transport a augmenté de 7 %, passant de 2 010 cas en 2012 à 2 147 cas en 2014.

Près de la moitié (48 %) du retard dans l'entretien préventif en 2014 est lié aux deux éléments d'actif les plus cruciaux d'un poste de transport : les transformateurs et les disjoncteurs. Le retard dans l'entretien préventif de ces actifs a augmenté respectivement de 320 % et de 393 % de 2012 à 2014. Pendant la même période, l'augmentation du nombre de pannes des transformateurs et des disjoncteurs dans le réseau de transport a été d'environ 14 % et 36 % respectivement. Nous avons

relevé des cas de défaillances d'une pièce d'équipement clé du réseau de transport, ce qui a retardé les travaux d'entretien préventif.

Hydro One nous a mentionné que l'existence du retard découle du fait qu'elle n'a pas suffisamment de personnel pour accomplir tout l'entretien prévu. La situation a empiré depuis 2012, car le personnel chargé de l'entretien a été affecté à la réalisation de projets d'investissement en vue de la réparation ou de la remise à neuf du réseau de transport vieillissant de Hydro One. Nous évaluons, compte tenu des ordres de travaux d'entretien préventif en retard, que le coût d'élimination du retard a augmenté de 36 %, passant de 6,1 millions de dollars au 31 décembre 2012 à 8,3 millions de dollars au 31 décembre 2014. Nous croyons qu'un retard de 8,3 millions de dollars aurait dû être gérable et éliminé depuis longtemps par Hydro One, compte tenu de son budget de fonctionnement annuel de plusieurs millions de dollars. Le retard va plutôt en augmentant et a une incidence sur la fiabilité du réseau.

RECOMMANDATION 2

Pour que Hydro One dispose d'un programme d'entretien préventif efficace pour tous les actifs essentiels de son réseau de transport afin qu'ils fonctionnent de façon fiable et que leur durée de vie prévue ne soit pas écourtée, Hydro One doit :

- établir un calendrier d'élimination de son retard croissant dans l'entretien préventif dès que possible;
- améliorer sa surveillance des programmes d'entretien préventif afin que l'entretien soit effectué au besoin et à temps.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

Hydro One convient qu'il faut faire preuve de plus de diligence pour veiller à ce que les dossiers contenus dans le système d'information de gestion reflètent l'entretien en suspens. Conformément à la pratique de l'industrie, Hydro One

tient un catalogue des travaux d'entretien prévus dont la date d'achèvement pourrait se prolonger dans l'avenir. Ces ordres d'entretien sont émis bien avant les dates d'achèvement exigées pour permettre à Hydro One de regrouper efficacement le travail (ce qui évite que de multiples pannes prévues soient nécessaires). La diminution du nombre et de la durée des pannes prévues réduit le risque d'interruptions pour les clients.

Tout l'entretien préventif crucial est effectué au besoin. Les activités d'entretien qui doivent se conformer aux normes de l'industrie sont confirmées dans le programme de conformité interne de Hydro One.

Hydro One continuera à accorder la priorité aux travaux d'amélioration de la fiabilité et d'optimisation de l'efficacité au travail, tout en équilibrant le service et le coût.

4.1.5 Hydro One ne remplace pas les actifs de transport qui présentent un risque très élevé de défaillance

Nous avons constaté que les actifs que Hydro One a remplacés ou prévoyait remplacer de 2013 à 2016 n'étaient pas ceux qu'elle disait être en très mauvais état et présenter un risque très élevé de défaillance dans ses demandes de tarifs semestrielles sur le transport présentées à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO). Dans sa demande de tarifs pour 2013-2014, Hydro One indiquait qu'elle avait un programme de remplacement des transformateurs et des disjoncteurs ayant atteint la fin de leur vie utile, ce que la preuve a permis d'établir, notamment l'état et l'âge de l'actif et son historique de fonctionnement. La demande de tarifs mentionnait que l'état d'un actif constitue l'indicateur principal de son risque de défaillance, et que le remplacement dès que possible d'actifs en mauvais état constitue la clé du maintien de la fiabilité du réseau.

D'après le rapport de Hydro One sur ses transformateurs de transport qui vieillissent et

se détériorent, tel qu'indiqué dans ses demandes de tarifs, la CEO a approuvé l'augmentation des investissements pour le maintien pour la période de 2013 à 2016. Par conséquent, les dépenses de Hydro One au titre du remplacement des transformateurs de transport, en hausse, sont passées de 180 millions de dollars en 2011 et 2012 à plus de 280 millions de dollars en 2013 et 2014. Hydro One prévoyait également dépenser quelque 225 millions de dollars pour remplacer des transformateurs en 2015 et 2016.

Dans sa demande de tarifs de transport de 2013-2014 déposée en mai 2012, Hydro One a déclaré qu'en décembre 2011, 18 de ses 719 transformateurs étaient en très mauvais état et présentaient un risque très élevé de défaillance. La plupart de ces 18 transformateurs avaient atteint ou excédé leur durée de vie utile de 40 à 60 ans, leur âge moyen étant de plus de 60 ans.

Toutefois, comme le montre la **figure 3**, Hydro One n'a remplacé que 4 des 18 transformateurs réputés être en très mauvais état en 2013 et 2014, et a remplacé 37 autres vieux transformateurs, dont 14 étaient cotés en très bon état et 13 en bon état. Parmi les quatre transformateurs en très mauvais état qui ont été remplacés, un a subi une défaillance avant son remplacement en 2013, ce qui a causé une panne d'électricité majeure de 200 minutes le 12 septembre 2013 dans une ville de l'Est de l'Ontario. L'un des 14 transformateurs restants cotés en très mauvais état qui n'avait pas été remplacé a également eu une défaillance en 2015, ce qui a causé une panne majeure de 220 minutes le 13 février 2015 touchant les clients de Toronto.

Dans ses demandes de tarifs de transport de 2015-2016 déposées en juin 2014 indiquant que Hydro One désirait remplacer 43 transformateurs, Hydro One a informé la CEO qu'elle avait maintenant 34 transformateurs jugés à risque très élevé de défaillance. La demande n'indiquait pas que les 34 transformateurs en comprenaient 13 qui avaient été désignés dans la demande de tarifs précédente comme étant en très mauvais état, mais qui n'avaient pas encore été remplacés.

Figure 3 : Cotes de l'état et remplacements des transformateurs et des disjoncteurs

Source des données : Hydro One

	Cote de l'état					Total
	Très bonne	Bonne	Passable	Faible	Très faible	
Transformateurs						
Nombre en décembre 2011*	374	203	68	56	18	719
Nombre de remplacements en 2013-2014	14	13	6	4	4	41
Disjoncteurs						
Nombre en décembre 2011*	908	1 715	975	648	16	4 262
Nombre de remplacements en 2013-2014	12	50	34	56	1	153

* Il s'agit du nombre déclaré dans les demandes de tarifs de transport de Hydro One pour 2013-2014 présentées à la Commission de l'énergie de l'Ontario en mai 2012.

Toutefois, les renseignements pour 2015-2016 qui nous ont été fournis par Hydro One révélait que parmi les 43 transformateurs qu'elle disait vouloir remplacer, elle prévoyait changer seulement 8 des 34 qui étaient en très mauvais état. Hydro One, en s'abstenant de remplacer 26 transformateurs en très mauvais état même si la CEO avait autorisé des hausses de tarif pour financer ces remplacements, devra demander de nouveau 148 millions de dollars pour leur remplacement qui aurait dû être effectué.

De même, comme le montre la **figure 3**, Hydro One n'a pas remplacé de disjoncteurs en 2013 et en 2014 conformément aux cotes de l'état soumises à la CEO. Bien que 153 disjoncteurs aient été remplacés au coût de 123 millions de dollars, un seul des 16 disjoncteurs déclaré en très mauvais état a été remplacé, et 63 % des disjoncteurs remplacés étaient dans un état correct, bon ou très bon. De plus, les listes des remplacements prévus de Hydro One pour 2015-2016 indiquaient que les 85 disjoncteurs devant être remplacés comprennent seulement 21 qui étaient cotés à risque élevé ou très élevé de défaillance.

Nous avons demandé au personnel chargé de la gestion des actifs de Hydro One pourquoi les actifs en très mauvais état n'étaient pas remplacés tandis que d'autres qui seraient en meilleur état l'ont été. On nous a dit qu'en règle générale, Hydro One ne s'en remet pas uniquement aux rapports de son système d'analyse des actifs (dont il sera question ultérieurement à la **section 4.1.6**) pour

décider quels actifs de transport il convient de remplacer. Le personnel chargé de la gestion des actifs prépare plutôt une analyse de rentabilisation des actifs coûtant plus de 20 millions de dollars qui ont besoin d'être remplacés, et un bref résumé sur l'exécution de projet pour tous les autres remplacements. Ces rapports tiennent compte des facteurs qui ne sont pas examinés par l'analyse des actifs, comme les problèmes de santé et de sécurité, et une inspection sur le site de l'actif est effectuée. Toutefois, nous avons constaté que Hydro One n'utilisait pas les résultats de ce processus plus approfondi pour ses demandes de tarifs présentées à la CEO; elle avait plutôt recours à des renseignements peu fiables provenant d'Asset Analytics.

Néanmoins, nous avons confirmé auprès de Hydro One que ces actifs déclarés à la CEO comme étant en très mauvais état et à risque très élevé au cours des demandes de tarifs faites entre 2013 et 2016 avaient été déclarés ainsi avec exactitude et devaient être remplacés dès que possible. Ce qui nous laisse certaines décisions douteuses prises par le personnel chargé de la gestion des actifs de Hydro One sur leur façon de classer par priorité les actifs de transport à des fins de remplacement lorsque les actifs connus comme étant en très mauvais état et à risque très élevé ne sont pas remplacés. En outre, nous nous demandons pourquoi ils continuent de rapporter des renseignements inexacts pour justifier des hausses de tarif dans leurs demandes présentées à la CEO.

Les actifs de transport utilisés au-delà de leur durée de vie utile prévue font augmenter le risque de pannes d'électricité

Hydro One fait augmenter le risque de pannes d'électricité parce qu'elle ne dispose pas d'un programme efficace de remplacement des actifs de transport ayant excédé leur durée de vie utile prévue. La **figure 4** montre les pourcentages d'actifs de transport clés de Hydro One qui sont en service au-delà de leur durée de vie utile prévue et le coût de remplacement estimatif qui sera engagé par Hydro One pour remplacer ces actifs. Le nombre d'éléments d'actifs de transport clés en service au-delà de leur date de remplacement régulière allait de 8 % à 26 % de tous les actifs en service. Le remplacement de ces actifs coûtera à Hydro One environ 4,472 milliards de dollars, soit plus de 600 % de plus que ses dépenses de maintien des investissements de 621 millions de dollars pour 2014.

Dans le cas des transformateurs et des disjoncteurs, Hydro One a reconnu dans sa demande de tarifs présentée en juin 2014 pour 2015-2016 que la fiabilité de ses transformateurs et de ses disjoncteurs accusait du retard par rapport aux moyennes

de l'Association canadienne de l'électricité (ACE) pour les 33 grands services publics.

De plus, nous avons constaté que la durée de vie prévue fixée par Hydro One pour ses transformateurs excède la moyenne de la durée de vie prévue utilisée par d'autres services publics membres de l'ACE. Hydro One établit sa durée de vie prévue entre 40 et 60 ans selon le genre de transformateur, tandis que la moyenne établie par l'ACE est de 40 ans.

RECOMMANDATION 3

Pour faire diminuer le risque de défaillances de l'équipement qui peuvent causer des pannes d'électricité majeures dans le réseau de transport, Hydro One doit :

- veiller à ce que son programme de remplacement des actifs cible des actifs qui présentent le risque le plus élevé de défaillance, notamment ceux qui sont cotés comme étant en très mauvais état;
- réévaluer sa pratique de remplacer des actifs qui sont cotés comme étant en bon état avant de remplacer des actifs en très mauvais état;

Figure 4: Actifs de transport utilisés au-delà de leur durée de vie utile prévue en juin 2014

Source des données : Hydro One

Actif	N ^{bre} ou distance couverte en juin 2014	Années de vie utile prévue	% des actifs utilisés en juin 2014 qui excédaient leur durée de vie utile prévue	Coût estimatif de remplacement des actifs qui excédaient leur durée de vie utile prévue (en millions de dollars)
Postes				
Transformateur	722	40, 50 or 60*	24	988
Disjoncteur	4 604	40 or 55*	8	325
Système de protection	12 135	20, 25 or 45*	17	224
Files d'attente				
Conducteur aérien et matériel	30 000 km	70	19	1 908
Structure de poteaux de bois	42 000	50	26	378
Structure d'acier	50 000	80 to 100*	21	397
Câble souterrain	290 km	50	16	252
Total				4 472

* Il existe divers types de cet actif, chacun ayant une durée de vie utile prévue différente.

- remplacer des actifs qui ont excédé leur durée de vie utile prévue.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

Hydro One convient qu'un actif en bon état ne devrait pas être remplacé avant un actif en mauvais état sauf si un ou plusieurs facteurs additionnels du processus de remplacement des actifs le justifient (notamment les besoins du client, une capacité inadéquate, un vice connu du fabricant et ainsi de suite).

Le programme de remplacement des actifs de Hydro One est étayé par les données sur l'état de l'actif, des évaluations techniques détaillées et un processus d'établissement des priorités en vue de gérer les risques (sécurité, fiabilité) et de rendre l'exécution efficace (disponibilité des pannes, ressources, groupement avec d'autres travaux).

Hydro One estime que l'état et les vices de l'équipement constituent un indicateur clé du rendement de l'équipement majeur.

D'autres facteurs qui éclairent la décision de remplacer un actif comprennent l'obsolescence de l'équipement, le caractère essentiel, l'utilisation, les coûts d'entretien, le rendement et les caractéristiques démographiques. La société ne remplace pas les actifs qui, même s'ils sont vieux, fonctionnent bien.

RECOMMANDATION 4

Hydro One doit veiller à ce que ses demandes d'augmentation de tarifs présentées à la Commission de l'énergie de l'Ontario fournissent des renseignements exacts sur ses activités de remplacement des actifs, notamment sur la question de savoir si elle a effectivement remplacé des actifs en mauvais état qui avaient été mentionnés dans des demandes précédentes et si ces mêmes actifs en mauvais état font l'objet d'une nouvelle demande pour obtenir de nouvelles hausses de tarif en double dans les demandes actuelles.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

L'information au sujet de l'âge et de l'état des transformateurs, déposée auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario dans des demandes de tarifs, a pour but d'établir l'état général de la flotte. Cette seule information ne suffit pas à établir des plans de remplacement de transformateurs individuels. Elle éclaire plutôt le plan d'investissement et aide à établir la taille du programme.

En se fondant sur des renseignements et des situations, Hydro One exerce son pouvoir discrétionnaire de choisir, classer par priorité et adapter le moment (y compris le report) de travaux d'investissement. Par conséquent, un projet d'investissement peut figurer dans des demandes de tarifs subséquentes.

Dans les demandes de tarifs futures, Hydro One fournira des preuves de ses réalisations en regard de ses demandes de tarifs déjà déposées et approuvées.

4.1.6 Les systèmes de technologie de l'information sur l'état des actifs ne sont pas fiables

Le système dont se sert Hydro One pour consigner l'état des actifs de transport renfermait des renseignements erronés et incomplets, et n'appuyait pas adéquatement les décisions du personnel de Hydro One sur le moment du remplacement des actifs. Hydro One utilisait également des renseignements peu fiables de ses systèmes pour faire rapport de l'état et de l'âge des actifs dans les demandes de tarifs présentées à la CEO pour justifier ses demandes d'augmentation de tarif. La CEO étudie et approuve les hausses de tarif pour permettre à Hydro One de facturer ses clients sur la base de ces renseignements pour la période visée par la demande. Si les renseignements sont inexacts, la CEO ne peut évaluer adéquatement le besoin de Hydro One en actifs de remplacement et approuver les changements de tarif, à la baisse ou à la hausse,

pour combler les besoins de Hydro One et être juste envers ses clients.

Renseignements inexacts fournis à la CEO dans les demandes de tarifs

Les cotes de l'état fournies par Hydro One dans ses demandes de tarifs présentées à la CEO pour les périodes 2013-2014 et 2015-2016 étaient inexactes et renfermaient des erreurs. Comme le montre la **figure 3**, nous avons constaté que 27 des 41 transformateurs remplacés en 2013 ou en 2014 avaient été désignés dans des demandes de tarifs comme étant en bon ou en très bon état. Néanmoins, Hydro One prévoyait à l'époque remplacer plusieurs de ces transformateurs en raison de leur âge avancé ou de leur mauvais état. De même, nous avons constaté que 24 des 43 transformateurs qui, selon les demandes de tarifs pour 2015 et 2016, présentaient un risque faible ou très faible de défaillance, devaient déjà être remplacés au cours de cette période. Le motif principal pour lequel Hydro One a déclaré un état et un âge de l'actif inexacts à la CEO est l'utilisation de renseignements provenant de systèmes internes peu fiables.

Le système Asset Analytics est incomplet et inexact

Hydro One conserve de l'information sur ses actifs de transport et sur l'entretien prévu surtout dans son module sur l'inventaire des actifs de son système financier. En 2012, Hydro One a commencé à utiliser un nouveau système de technologie de l'information sur la planification des investissements appelé Asset Analytics. Au moyen de données tirées des bases de données de Hydro One, dont son système financier, Asset Analytics applique six facteurs pour évaluer l'état de l'actif et son risque de défaillance : l'âge de l'actif, son état, le montant d'argent consacré à sa réparation, son utilisation par rapport à sa capacité, la fiabilité de son rendement basée sur les pannes imprévues, et son importance fondée sur le nombre de clients qu'il sert. Asset Analytics pondère les six facteurs pour chaque genre d'actif

afin de produire une cote de risque combinée qui indique à Hydro One quels actifs présentent un risque élevé de défaillance et devraient être envisagés à des fins de remplacement.

Nous avons constaté que le système Asset Analytics était incomplet ou inexact pour plusieurs raisons :

- Certains facteurs clés ne sont ni enregistrés ni pris en compte par le système, dont les données sur l'obsolescence de la technologie ou du fabricant, les défaillances connues des actifs, l'incidence environnementale et les préoccupations en matière de santé et de sécurité.
- Le système ne juge pas bien le risque posé par certains états qui peuvent écourter la vie de l'actif. Par exemple, les fuites d'huile constituent l'un des principaux motifs de remplacement d'un transformateur; toutefois, la détection d'une fuite ne représente qu'environ 15 % de la cote de l'état du transformateur et 3,75 de la cote composée du transformateur.
- En 2013, un rapport des auditeurs internes de Hydro One a constaté que 21 % des avis d'équipement défectueux consignés par le personnel de l'entretien ne désignaient pas avec exactitude l'actif de transport présentant la défaillance. Par exemple, le personnel sur le terrain a pu découvrir et consigner une fuite d'huile d'un transformateur à un poste de transport, mais omettre de consigner avec précision quel transformateur du poste était défectueux. Par conséquent, la base de données ne pouvait être mise à jour relativement à l'actif en question. Le problème était encore présent en 2015; pour la période du 1^{er} janvier au 30 mai 2015, nos essais ont permis de constater que 13 % des avis d'équipement défectueux n'indiquaient pas avec exactitude la pièce précise qui était défectueuse.

Nous avons mentionné plus tôt dans la **section 4.1.5** qu'en général, le personnel chargé de la gestion de l'actif de Hydro One ne s'en remet pas

à Asset Analytics pour présenter un rapport exact de l'état de l'actif; cependant, Hydro One a encore recours aux données peu fiables du système pour faire rapport de l'état de l'actif dans ses demandes de tarifs présentées à la CEO dans le but de justifier ses demandes de hausses de tarif.

RECOMMANDATION 5

Pour que Hydro One remplace les actifs qui présentent le plus de risques de défaillance selon ce qu'ont permis d'établir des cotes exactes sur l'état de l'actif, Hydro One doit :

- améliorer son système Asset Analytics de manière à inclure de l'information sur tous les facteurs clés qui ont une incidence sur les décisions d'investissement dans l'actif, notamment celles qui ont trait à l'obsolescence de la technologie et du fabricant, aux défauts connus, à l'incidence environnementale et à la santé et la sécurité;
- revoir et rajuster la pondération actuelle attribuée aux facteurs de risque dans Asset Analytics de façon à ce qu'elle reflète avec plus d'exactitude l'incidence de l'état de l'actif et du risque de défaillance;
- apporter des changements au système Asset Analytics et aux procédures de manière à ce que les mises à jour de ses données soient complètes, rapides et exactes;
- procéder à un examen complet de la qualité des données dans Asset Analytics pour mettre à jour l'information incomplète ou erronée sur ses actifs et veiller à ce que l'information puisse étayer son processus décisionnel sur le remplacement des actifs;
- chercher à savoir pourquoi les lacunes connues relatives à la fiabilité du système Asset Analytics, comme celles découvertes deux ans plus tôt par les audits internes, n'ont pas été corrigées par la direction en temps opportun.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

Hydro One reconnaît que les données et les algorithmes d'Asset Analytics (AA) continuent à être développés et améliorés.

Un projet visant à compléter les données est en cours pour combler les lacunes en matière de données. De plus, la saisie de données et le processus de contrôle des changements, de même que le chargement de données et les paramètres du tableau de bord sur la qualité des données, feront en sorte que les données soient chargées de manière complète, rapide et exacte.

Hydro One a toujours cherché à réviser les algorithmes des facteurs de risque après l'écoulement d'une période postérieure au déploiement acceptable pour fournir suffisamment de résultats pour produire un examen exhaustif.

Hydro One entend ajouter des facteurs de santé et de sécurité et d'obsolescence à l'outil.

Hydro One donne suite aux recommandations en suspens de l'audit interne qui touchent l'outil d'AA.

RECOMMANDATION 6

Hydro One doit s'assurer que ses demandes de hausse de tarifs présentées à la Commission de l'énergie de l'Ontario comprennent des évaluations précises de l'état de ses actifs.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

Hydro One estime très prioritaire son obligation de fournir à la Commission de l'énergie de l'Ontario des renseignements complets, exacts et pouvant être étayés dans ses demandes de tarifs.

La société convient qu'il est possible de continuer à améliorer la qualité et la quantité des données dans l'outil Asset Analytics et, pendant un certain temps, s'est employée à atteindre cet objectif. L'outil Asset Analytics ne constitue qu'un élément du processus de planification des actifs et ne peut remplacer les décisions prises

par des ingénieurs qualifiés conjointement avec des inspections matérielles.

Un projet est en cours pour améliorer les données dans l'outil Asset Analytics en se concentrant sur les données de transport pour appuyer la demande de tarifs à venir. Sa fonctionnalité sera également étudiée en 2016 pour déterminer les possibilités d'amélioration.

4.1.7 Les dépenses globales d'entretien et d'exploitation du réseau de transport ont augmenté, mais la fiabilité s'est détériorée

Les dépenses globales accrues de Hydro One au titre de l'entretien et de l'exploitation du réseau de transport de 2010 à 2014 n'ont pas amélioré la fiabilité du réseau.

Les coûts liés au réseau de transport peuvent être répartis en trois grandes catégories :

- Investissements dans le maintien : remise à neuf ou remplacement des composantes du réseau pour lui permettre de fonctionner tel que conçu initialement;
- Investissements dans le développement : construction de nouveaux postes ou de nouvelles lignes, et amélioration des lignes ou postes existants pour rehausser leur capacité;
- Exploitation, entretien et administration (EE et A) : frais quotidiens liés à l'exploitation du réseau.

Parmi les trois catégories de coûts, les investissements dans le maintien devraient avoir l'incidence

générale la plus grande sur l'amélioration de la fiabilité du réseau, suivie des coûts d'EE et A.

Les dépenses au titre de l'investissement dans le maintien et d'EE et A sont effectuées à la discrétion de Hydro One. Comme le montre la **figure 5**, les dépenses au titre du maintien en transport se sont accrues de 74 % de 2010 à 2014 (de 356 millions de dollars à 621 millions de dollars) tandis que les coûts d'EE et A ont légèrement diminué (de 421 millions de dollars à 400 millions de dollars). Les dépenses globales dans ces deux catégories ont augmenté de 244 millions de dollars (soit une hausse de 31 %) de 2010 à 2014.

Les décisions concernant les travaux de développement de Hydro One impliquent généralement la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, le gouvernement, la Commission de l'énergie de l'Ontario ou les clients, qui peuvent indiquer à Hydro One où et quand augmenter la capacité de transport en construisant des lignes de transport et des postes de transformation nouveaux ou de remplacement ou informer Hydro One à cet égard. L'ajout de nouveaux actifs et d'améliorations contribue également à favoriser la fiabilité. De 2010 à 2014, les dépenses de développement ont diminué de 75 %, passant de 523 millions de dollars à 132 millions de dollars.

Toutefois, les dépenses n'amélioreraient pas la fiabilité du réseau. Tel qu'indiqué précédemment dans la **figure 2**, la fréquence moyenne des pannes du réseau de transport à circuit multiple de Hydro One (couvrant 85 % de l'utilisation

Figure 5: Coûts du réseau de transport, 2010–2014

Source des données : Hydro One

Coût	2010 Écart (en millions de dollars)	2011 Écart (en millions de dollars)	2012 Écart (en millions de dollars)	2013 Écart (en millions de dollars)	2014 Écart (en millions de dollars)	Variation en % entre 2010 et 2014
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration – Transport	421	415	415	388	400	-5
Maintien des immobilisations – Transport	356	333	389	480	621	74
Total	777	748	804	868	1 021	
Augmentation globale en pourcentage						31

d'électricité) s'est accrue de 24 % pendant cette période. Cette augmentation est essentiellement imputable à une hausse du nombre de pannes imprévues, comme celles qui sont causées par des défaillances de l'équipement ou par les conditions météorologiques, qui surviennent en même temps que les pannes prévues pour remplacer les actifs vieillissants du réseau de transport. On a constaté des améliorations à la fréquence des pannes pour tous les autres secteurs couverts par les lignes à circuit simple.

Hydro One n'effectue pas d'analyse comparative des coûts avec des services publics comparables

Hydro One a reconnu que ses mesures des coûts du transport peuvent être comparées à celles des autres services publics, mais elle n'a pas tenté de le faire depuis 2009.

Jusqu'en 2009, l'Association canadienne de l'électricité (ACE) comparait chaque année les coûts de tous les grands transporteurs canadiens. Treize genres de coûts ont été comparés, dont le coût total engagé en fonction de l'énergie transportée (en mégawattheures) et de la capacité de pointe (période de demande la plus élevée mesurée en mégawattheures), et le total des coûts d'EE et A par kilomètre de ligne de transport et d'actif de transport. Les résultats de l'ACE de 2009 révélaient que Hydro One a dépensé moins dans huit catégories et davantage dans cinq catégories que la moyenne de l'ACE, et que ses cotes de fiabilité du réseau étaient meilleures que la moyenne de l'ACE. L'étude annuelle d'analyse comparative a été interrompue par le conseil d'administration de l'ACE parce que celle-ci craignait que les données soient utilisées par les organismes de réglementation provinciaux pour fixer des tarifs de transport.

Nous avons comparé les coûts de Hydro One en 2014 aux coûts de 2009 dans 13 catégories identiques, et avons constaté que ses coûts ont augmenté dans 12 catégories, de 2 % à 82 % au cours de la période. Le seul type de coût qui avait

diminué était les dépenses d'EE et A, en baisse de 15 %, ce qui représente une préoccupation à cause du nombre d'actifs utilisés qui avaient excédé leur durée de vie prévue (voir la **figure 4**).

Dans ses demandes de tarifs récentes présentées à la CEO, Hydro One a inclus une étude d'un consultant qu'elle avait recruté qui comparait les niveaux de rémunération du personnel de Hydro One (soit le salaire, les incitatifs et les avantages sociaux) à ceux des autres services publics réglementés de transport et de distribution en Amérique du Nord. L'étude de 2013 a conclu que les niveaux de rémunération du personnel de Hydro One étaient de 10 % plus élevés que la médiane des autres services publics. Il s'agissait d'une amélioration par rapport aux études de 2008 et de 2011, qui indiquaient que la rémunération chez Hydro One était de 17 % et 13 % plus élevée, respectivement.

La CEO a reconnu la nécessité de comparer les coûts de Hydro One à ceux de transporteurs similaires. Dans le cadre de la décision prise en janvier 2015 par la CEO d'accorder à Hydro One une hausse de tarifs du réseau de transport pour 2015-2016, Hydro One a convenu d'effectuer une étude comparative indépendante d'analyse des coûts de transport et de la communiquer à la CEO au printemps 2016 avec sa prochaine demande de tarifs pour 2017-2018. L'étude doit [traduction] « fournir un ensemble de haut niveau de repères et de comparaisons du coût total (défini comme coûts en investissement et EE et A) et du rendement commercial (généralement défini en fonction de l'efficacité et de l'efficience du service) pour Hydro One parmi les organismes pairs en Amérique du Nord ».

RECOMMANDATION 7

Pour que ses dépenses d'entretien du réseau de transport soient rentables et pour que les activités donnent lieu à des améliorations plus rapides de la fiabilité du réseau de transport, Hydro One doit réaliser :

- une évaluation de ses dépenses et activités d'entretien antérieures afin de déterminer

quelles modifications et améliorations peuvent être apportées pour axer plus efficacement ses efforts sur les facteurs essentiels qui améliorent la fiabilité du réseau et comment ses travaux d'entretien et d'améliorations prévus peuvent être achevés en courant moins de risques de perturbation de service;

- des évaluations comparatives de coûts avec d'autres transporteurs similaires de l'Amérique du Nord pour comparer ses résultats à ceux qui ont des dépenses raisonnables et qui préservent une fiabilité;
- une étude des autres principaux transporteurs rentables et envisager de mettre en oeuvre leurs meilleures pratiques pour améliorer rapidement la fiabilité de Hydro One et améliorer ses coûts.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

Hydro One effectuera une évaluation de ses dépenses et activités d'entretien antérieures, en se concentrant sur les facteurs essentiels et sur les éléments qui contribuent à la mesure de la fiabilité du transport.

Conformément à la décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario, Hydro One a entrepris un examen comparatif des coûts totaux de transport.

4.1.8 Un faible degré de sécurité des dispositifs électroniques accroît le risque d'utilisation non autorisée

Nous avons constaté que le dispositif de sécurité mis en place par Hydro One pour la plupart des dispositifs électroniques de son réseau de transport est de faible qualité. Les dispositifs comprennent les contrôles électroniques des transformateurs, des disjoncteurs et de l'équipement de réenclenchement, ainsi que les contrôles de sécurité physique et d'accès aux postes. L'efficacité de la sécurité constitue la clé pour empêcher le sabotage, le vandalisme,

les virus de logiciels et les changements non autorisés ou non intentionnels aux logiciels ou aux contrôles des dispositifs, qui peuvent tous perturber le service ou causer des pannes d'électricité qui pourraient se répercuter sur des centaines, voire des millions de consommateurs, causer la fermeture d'entreprises, de services gouvernementaux, et de réseaux de transport et de communications. En outre, si l'équipement de protection est mis hors service, une composante du réseau pourrait devenir surchargée et endommagée ou détruite.

Hydro One gère le risque pour la sécurité en adhérant aux politiques de Hydro One, dont l'une utilise les normes exigées par la North American Electricity Reliability Corporation (la NERC) pour les actifs de TI essentiels. Toutefois, le mandat de la NERC consiste à assurer la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité d'Amérique du Nord, qui inclut les actifs du réseau de transport de l'un ou l'autre des services publics du continent qui pourrait avoir une incidence sur les réseaux électriques des autres territoires. Les actifs qui se trouvent dans les installations sont désignés essentiels aux fins de la NERC par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité. Par exemple, une panne d'électricité majeure dans le réseau de production-transport d'électricité est survenue le 14 août 2003, lorsqu'un transporteur se trouvant dans un État américain a causé des interruptions de courant en cascade qui ont affecté 55 millions de personnes dans sept autres États américains et en Ontario. La majeure partie du réseau de transport de Hydro One n'a pas d'incidence sur les autres territoires, ce qui fait que de nombreuses composantes de son réseau, notamment la plupart des postes de transport, ne relèvent pas de la NERC, et Hydro One n'a donc pas à gérer les risques pour la sécurité de façon conforme aux normes de la NERC. Nous avons constaté que les normes de sécurité de Hydro One pour tous les autres actifs sont moins rigoureuses que celles de la NERC même si l'équipement endommagé ou modifié dans les postes non visés par la NERC pourrait entraîner des pannes d'électricité pour de

grands clients de l'industrie et de petites ou grandes communautés en Ontario, ce qui perturberait l'économie et ferait courir des risques aux gens.

Seul le centre de contrôle du réseau de l'Ontario de Hydro One (le centre de contrôle) et 53 (soit 18 %) de ses 299 postes de transport relèvent de la NERC et doivent donc respecter ses normes. Les 246 autres postes de transport n'ont pas d'incidence sur les réseaux électriques des autres territoires et n'ont pas à observer les normes de la NERC. En outre, comme les normes de la NERC s'appliquent seulement aux dispositifs classés essentiels au fonctionnement du réseau de production-transport d'électricité, seulement 35 % des dispositifs se trouvant au centre de contrôle et 17 % des dispositifs qui sont dans les 53 postes de transport pertinents doivent respecter les normes de la NERC.

La NERC a des normes rigoureuses empêchant l'utilisateur d'accéder à des dispositifs et de modifier un logiciel, d'évaluer la vulnérabilité sur le plan de la sécurité et d'implanter des procédures de sauvegarde des dispositifs et de recouvrement. La NERC exige également des tests annuels pour attester que les normes sont respectées. Les politiques de sécurité de Hydro One comportent des exigences moins rigoureuses pour la plupart des dispositifs électroniques du réseau de transport qui ne seraient pas visés par la NERC, mais qui demeurent cruciaux pour le réseau électrique de l'Ontario. Les politiques de sécurité de Hydro One ne devaient pas non plus être testées périodiquement pour vérifier la conformité. Par exemple :

- Même si les normes de la NERC et les politiques de Hydro One en matière d'authentification nécessitent des mots de passe complexes et leur modification périodique, nous avons constaté que les mots de passe pour la plupart des dispositifs des postes de transport jugés non essentiels par la NERC provenaient d'un nombre restreint de termes types qui étaient partagés et connus de la majorité des membres du personnel sur le terrain. Les mots de passe n'étaient pas modifiés périodiquement pour limiter

l'accès aux utilisateurs autorisés actuels, ce qui diminue considérablement leur efficacité comme contrôle de l'accès et augmente le risque que des gens non autorisés accèdent à ces dispositifs.

- Hydro One n'effectue pas régulièrement des évaluations des risques pour la sécurité, tel qu'il est exigé pour les dispositifs visés par la NERC, dans le but d'établir dans quelle mesure ses autres dispositifs du réseau de transport sont vulnérables à des infractions à la sécurité et quels genres de perturbations de service pourraient en résulter. En l'absence d'évaluations, Hydro One ignore l'ampleur du risque pour la sécurité couru par ces dispositifs. Hydro One ignore en outre le nombre de dispositifs n'ayant pas fait l'objet d'une évaluation de la sécurité.
- Les modifications autorisées ou non aux paramètres des dispositifs ne sont pas surveillées dans tous les postes non couverts par la NERC. Les changements apportés aux paramètres pourraient faire en sorte que les dispositifs ne fonctionnent pas bien ou mettre leur sécurité en péril, et toute modification devrait être consignée dans une liste de contrôle manuelle ou informatisée. De plus, les listes devraient être révisées périodiquement afin que les changements correspondent aux ordres de travail autorisés.
- Seulement 34 % des ordinateurs qui se trouvent dans les postes de transport bénéficieraient de l'installation d'un logiciel anti-virus; cette situation pourrait entraîner une perturbation des opérations, voire une panne d'électricité. Hydro One nous a avisés qu'elle se souvenait d'un seul cas de virus découvert dans un ordinateur se trouvant dans un poste de transport, et que les autres ordinateurs des postes ne peuvent prendre en charge une protection antivirus ou n'ont pas fait l'objet d'une telle installation par crainte d'un effet sur le fonctionnement des ordinateurs. Toutefois, Hydro One ne pouvait fournir d'évaluations

de la sécurité ayant été effectuées pour chaque genre de dispositif électronique afin d'établir si un logiciel antivirus était nécessaire ou non et si les dispositifs demeuraient vulnérables.

RECOMMANDATION 8

Pour que le niveau de sécurité du réseau de transport soit vigoureux et élevé afin d'atténuer le risque de perturbations du service causées par du sabotage, du vandalisme, des virus de logiciels et des changements non autorisés ou non intentionnels aux logiciels ou aux contrôles des dispositifs, Hydro One doit mettre en place un cadre de sécurité exhaustif qui couvrirait tous ses dispositifs électroniques. Le cadre devrait englober les meilleures pratiques de sécurité des dispositifs électroniques, instituer des normes semblables à celles de la North American Electricity Reliability Corporation, prévoir la réalisation d'évaluations du risque pour la vulnérabilité de la sécurité de tous les dispositifs électroniques, établir des mesures et des contrôles adéquats d'atténuation des risques pour la sécurité pour les ramener à un niveau acceptable, et prévoir la réalisation d'audits réguliers pour déterminer que le cadre de sécurité a été respecté.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

Hydro One reconnaît qu'un cadre de sécurité exhaustif des dispositifs électroniques contribuera à atténuer les risques pour la sécurité du réseau. Hydro One élabore et a déjà implanté certains aspects d'un nouveau programme complet de sécurité qui s'appliquera à tous les dispositifs électroniques.

La North American Electricity Reliability Corporation (NERC) établit des normes de protection des éléments les plus essentiels du réseau contre les menaces probables, dont les phénomènes humains ou naturels.

Hydro One se conforme aux normes actuelles de NERC qui s'appliquent.

Le renforcement de la sécurité fait partie de la norme technique de Hydro One pour tous les dispositifs déployés, qui sont tous présentement convertis à la norme selon ce que dicte leur remplacement à la fin du cycle de vie.

4.2 Réseau de distribution

4.2.1 La faible fiabilité du réseau de distribution ne s'est pas améliorée

De 2010 à 2014, Hydro One a compté parmi les pires grands distributeurs d'électricité canadiens. La durée et la fréquence moyennes des pannes de Hydro One (appelées dans l'industrie SAIDI et SAIFI, respectivement) sont demeurées dans le quatrième quartile (les pires rendements) d'après les données composées de l'Association canadienne de l'électricité (ACE). La durée et la fréquence moyennes des pannes des autres services publics étaient de 59 % et de 30 % meilleures, respectivement, que celles de Hydro One pendant la même période.

Comme le montre le **figure 6**, la fiabilité du réseau de distribution de Hydro One ne s'est pas améliorée de 2010 à 2014. Le nombre total de pannes d'électricité dans le réseau de distribution s'est accru de 11 % durant cette période, passant de 27 360 en 2010 à 30 260 en 2014, essentiellement en raison des défaillances de l'équipement.

En 2014, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a publié une fiche de pointage des distributeurs pour chaque société de distribution locale (SDL) située en Ontario, qui renfermait notamment les divers paramètres de fiabilité et de coût de 2013. La durée et la fréquence moyennes des pannes du réseau de distribution de Hydro One se classaient respectivement au dernier et à l'avant-dernier rang parmi les 72 SDL évaluées.

Le site Web de Hydro One mentionne que [traduction] « plus le nombre de personnes vivant dans [une] région est bas, plus il faut déployer

Figure 6 : Pannes de réseaux de distribution de Hydro One, 2010–2014

Source des données : Hydro One

	2010	2011	2012	2013	2014	Pourcentage d'augmentation entre 2010 et 2014
SAIDI (minutes par client)	426	411	420	408	444	4
SAIFI (pannes par client)	2,6	2,6	2,6	2,5	2,7	4
Pannes imprévues	21 757	22 825	23 221	21 037	24 095	11
Pannes prévues ¹	5 603	5 621	6 160	5 820	6 165	10
Total des pannes²	27 360	28 446	29 381	26 857	30 260	11

- Hydro One doit planifier des pannes pour faire de l'entretien préventif ou mener à bien des projets d'investissement. Comme la majeure partie du réseau de distribution est à circuit simple, il n'y a pas d'autre ligne pour servir les clients pendant que ces travaux sont réalisés, et la panne prend fin lorsque les travaux sont terminés.
- Le total des pannes ne comprend pas les pannes hors du contrôle de Hydro One qui avaient une incidence sur plus de 10 % de ses clients (comme les pannes des réseaux de distribution qui ont découlé de pannes du réseau de transport ou de cas de force majeure comme des tempêtes). Lorsque ces dernières pannes sont incluses, les hausses en pourcentage entre 2010 et 2014 (la colonne qui se trouve à l'extrême droite de cette figure) sont les suivantes : les minutes de panne par point de livraison (SAIDI) ont augmenté de 4 % (de 542 minutes en 2010 à 564 minutes en 2014); les pannes par point de livraison (SAIFI) ont augmenté de 2 % (de 2,94 pannes en 2010 à 3,0 pannes en 2014); et le total des pannes s'est accru de 10 % (de 30 181 en 2010 à 33 201 en 2014).

d'efforts pour fournir de l'énergie fiable et plus le coût est élevé ». Hydro One est essentiellement un distributeur pour les communautés rurales, ce qui diffère de la plupart des autres distributeurs, qui desservent généralement les plus grandes régions urbaines environnantes. En Ontario, Hydro One compte en moyenne 11 clients pour chaque kilomètre de ligne de distribution, tandis que les autres SDL ont de 6 à 81 clients. La moyenne des 4 plus grandes SDL en Ontario atteint 51 clients. La nature rurale de la base des clients de Hydro One fait en sorte qu'il est plus coûteux d'ajouter des lignes de distribution pour des clients individuels, ce qui améliorerait la fiabilité du réseau. En outre, en raison des plus grandes distances concernées, Hydro One a besoin de plus de temps pour réagir aux pannes d'électricité touchant les clients que les SDL en exploitation dans les régions urbaines.

D'après Hydro One, un sondage destiné à la clientèle en 2013 révélait qu'en moyenne, 83 % des clients étaient satisfaits de la fiabilité de leur fournisseur d'électricité au prix qu'ils payaient. Seuls quelques clients ont indiqué qu'ils seraient prêts à payer davantage pour obtenir une meilleure fiabilité. En conséquence de ce sondage, Hydro One a mentionné dans sa demande de tarifs de distribution pour 2015-2019 faite à la CEO qu'elle

prévoyait préserver la fiabilité dont bénéficient ses clients à ses niveaux actuels. Elle a ajouté qu'il ne serait pas rentable d'améliorer ses cotes de fiabilité en comparaison avec les autres services publics et que ses clients ne voudraient pas payer les coûts liés aux améliorations. Dans sa décision, la CEO a déclaré qu'elle [traduction] « estime que la position de Hydro One sur son rendement est déplacée. Plutôt que de faire valoir qu'il serait trop coûteux de se rapprocher des sociétés qui se classent dans le premier, le deuxième et le troisième quartiles, Hydro One devrait trouver des façons efficaces d'améliorer son rendement et fournir des preuves ayant pour but de convaincre la CEO qu'elle a trouvé des repères plus adéquats auxquels se comparer à des fins de suivi de l'amélioration continue ».

RECOMMANDATION 9

Pour améliorer les cotes de fiabilité de son réseau de distribution, Hydro One doit :

- établir des buts et des objectifs de rendement plus ambitieux et des repères applicables au rendement du réseau;
- élaborer des stratégies à court et à long terme des activités nouvelles et améliorées et

des investissements rentables qui amélioreront son dossier général de fiabilité.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

Hydro One a maintenant établi des objectifs pluriannuels de fiabilité. L'indicateur de performance de 2015 comprenait des objectifs pour 2015 et 2019 afin de faire ressortir la motivation de la société à s'améliorer constamment. De plus, pour ses activités de distribution, Hydro One continuera de faire rapport chaque année des résultats de son indicateur de rendement à la Commission de l'énergie de l'Ontario, comme elle l'exige.

Les stratégies de Hydro One en vue d'améliorer la fiabilité en matière de distribution sont les suivantes :

- augmenter les programmes de renouvellement des lignes et des postes de distribution;
- déplacer l'emplacement de lignes reconstruites de sections de lignes hors route à des réserves routières pour améliorer l'accès et faciliter la localisation des dérangements;
- permettre la visibilité de la salle de contrôle et la commandabilité de nombreux dispositifs, ce qui permettra un rétablissement plus rapide lorsque la société renouvellera ses dispositifs de commutation et ses postes de distribution;
- classer par ordre de priorité les programmes de gestion de la végétation pour se concentrer sur la fiabilité pour les grands clients commerciaux et industriels.

Ces initiatives sont intégrées aux programmes continus de Hydro One, car il s'agit de la façon la plus efficace de les implanter.

4.2.2 Un cycle de gestion de la végétation trop long fait diminuer la fiabilité du réseau

Le réseau de Hydro One a un cycle d'enlèvement de la végétation de 9,5 ans en comparaison avec 3,8 ans pour les autres services publics

Le cycle d'enlèvement de la végétation (arbres) de Hydro One sous les lignes de distribution et autour et au-dessus de celles-ci est plus de deux fois plus long que celui des services publics comparables. Comme les arbres ne sont pas taillés aussi souvent, Hydro One subit davantage de pannes causées par des chutes d'arbres ou de branches. Nous avons constaté que les bris de lignes occasionnés par des arbres ont constitué la cause principale des pannes de distribution de 2010 à 2014, soit 31 % de l'ensemble des pannes.

D'ici 2023, Hydro One a pour but de maintenir un cycle de gestion de la végétation de huit ans pour son réseau de distribution, ce qui signifie qu'elle achèvera la gestion de la végétation pour l'ensemble des lignes d'ici huit ans. Hydro One a établi cet objectif après que le rapport d'un consultant dressé en 2009 ait constaté que le cycle de gestion de la végétation moyen de 14 services publics similaires était de 3,8 ans. En 2015, les cycles de gestion de la végétation du réseau de distribution de SaskPower, de B.C. Hydro et d'Hydro-Québec ont varié entre deux et cinq ans. En juillet 2015, nous avons constaté que Hydro One a un cycle de gestion de la végétation de 9,5 ans, soit plus du double de la durée des cycles utilisés par des services publics semblables. Même son objectif à long terme de réaliser un cycle de huit ans correspond au double de la moyenne des autres services publics.

Au moment de notre audit, Hydro One se concentrait sur la diminution du retard dans les lignes de distribution dont la végétation n'avait pas été éliminée en plus de huit ans. Au fur et à mesure que le temps passe, il faut de plus en plus de temps pour nettoyer ces lignes, en raison de la croissance excessive de la végétation pendant de nombreuses années. De 2010 à 2014, les dépenses de Hydro One consacrées à la gestion de la

végétation ont augmenté d'environ 14 %, passant de 161 à 183 millions de dollars. Pendant cette même période, le nombre de pannes causées par les arbres dans le réseau de distribution de Hydro One a augmenté de 5 %, soit de 7 747 en 2010 à 8 129 en 2014.

Hydro One n'a pas adopté de cycle de la végétation écourté, même si cela réduirait les coûts

L'analyse faite par Hydro One a révélé qu'un cycle de gestion de la végétation plus long est plus coûteux et entraîne davantage de pannes d'électricité qu'un cycle plus court. Cette analyse nous permet d'évaluer que si Hydro One avait un cycle de quatre ans similaire à ceux de services publics comparables, elle aurait pu effectuer ses travaux d'élimination de 2014 au coût de 99 millions de dollars, soit 84 millions de dollars de moins (une baisse de 46 % d'après son analyse) que les 183 millions de dollars qu'elle a effectivement dépensés, parce que la croissance de la végétation aurait été moindre. L'analyse réalisée par Hydro One révélait également qu'un cycle de 4 ans diminuerait la durée des pannes causées par des arbres de 30 %, ce qui aurait fait baisser la durée moyenne des pannes de Hydro One en 2014 de 36 minutes (d'une moyenne de 444 minutes par client à 408 minutes).

De plus, nous avons constaté que la CEO a souligné à Hydro One que ses coûts de gestion de la végétation sont trop élevés. Par conséquent, la CEO a décidé de diminuer de 39 millions de dollars le montant que Hydro One peut consacrer à la gestion de la végétation pour la période de 2015 à 2017. La CEO s'attendait à ce que Hydro One réalise des économies sur ses coûts pour conserver son objectif d'un cycle de gestion de la végétation de huit ans.

Un mauvais établissement des priorités dans les travaux de gestion de la végétation a entraîné davantage de pannes causées par des arbres

Hydro One pourrait mieux classer en ordre de priorité les lignes de distribution qui nécessitent une

gestion de la végétation et indiquer au personnel de foresterie (381 postes équivalents temps plein en 2014) les lignes à nettoyer chaque année. Ainsi, elle pourrait diminuer le nombre de pannes d'électricité causées par des arbres.

Pour déterminer quelles lignes de distribution doivent être nettoyées de leur végétation chaque année, Hydro One se sert d'un système de classement qui tient compte de quatre facteurs : la fréquence et la durée des pannes de la ligne causées par des arbres, le nombre d'années depuis le dernier nettoyage de la ligne, le nombre de problèmes non résolus liés à des pannes causées à la ligne par des arbres qui ont été signalés par des employés de Hydro One, et le nombre de problèmes non résolus liés à des arbres qui ont été signalés par des clients.

L'analyse faite par Hydro One montre que le nombre de pannes à une ligne de distribution qui sont causées par des arbres a diminué de plus de 45 % lors des trois années ayant suivi le dégagement de la végétation; toutefois, les pannes augmentent de 4 % chaque année par la suite jusqu'à ce que la végétation soit de nouveau dégagée sur cette ligne. Cette tendance indique que pour réduire efficacement le nombre de ces pannes subies par des clients, Hydro One devrait accorder la priorité à ses travaux de gestion de la végétation sur les lignes de distribution qui ont subi le plus de pannes causées par des arbres. Toutefois, nous avons constaté que le groupe de gestion des actifs de Hydro One, qui décide des lignes de distribution auxquelles les équipes de travail locales de foresterie consacreront des travaux de gestion de la végétation chaque année, accorde la pondération la plus faible (15 %) aux données sur les pannes liées aux arbres dans les horaires de travaux consacrés aux lignes.

Ce système de cotation a donné lieu à des exemples où la végétation a été dégagée pour des lignes ayant subi moins de pannes causées par des arbres que d'autres dans la même région. Par exemple, des membres du personnel de foresterie du Nord de l'Ontario ont reçu la directive de dégager la végétation sur trois lignes en 2014.

La première ligne à avoir été dégagée n'avait pas subi de pannes liées aux arbres au cours des trois dernières années, et la deuxième avait subi quatre pannes pendant la même période. Les travaux consacrés à la troisième ligne, qui avait subi 11 pannes liées aux arbres lors des trois années précédentes, ont débuté en septembre 2014. Un peu plus de la moitié des travaux avaient été réalisés en décembre de cette année-là. Cette ligne a subi des pannes liées aux arbres en octobre 2014 et en janvier 2015.

RECOMMANDATION 10

Pour abaisser les coûts et veiller à ce que le programme de gestion de la végétation de Hydro One réduise efficacement le nombre de pannes liées aux arbres subies par les clients de son réseau de distribution, Hydro One doit :

- écourter son cycle de gestion de la végétation de 9,5 ans à un cycle plus rentable de moins de 4 ans, en harmonie avec celui d'autres sociétés de distribution locales similaires;
- modifier sa façon de classer en ordre de priorité les lignes devant être dégagées afin que les lignes qui subissent des pannes liées aux arbres plus fréquentes obtiennent la priorité et que les équipes de travail y soient affectées plus rapidement.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

Hydro One a des plans pour écourter son cycle actuel de gestion de la végétation de 9,5 ans. La stratégie de Hydro One de garder les coûts à un niveau abordable pour le contribuable, tout en appliquant un cycle de huit ans aux distributeurs à long terme, est adéquate et raisonnable. Le coût initial accru à court terme de passer à un cycle de foresterie de quatre ans n'est pas cohérent avec la stratégie de Hydro One de maintenir les tarifs à un niveau abordable.

La société continuera de revoir son programme de gestion de la végétation et

d'améliorer son modèle d'établissement des priorités pour appuyer la prise de décisions.

4.2.3 Les renseignements sur l'état des actifs clés du réseau de distribution ne sont pas fiables

Des données incomplètes et peu fiables mènent à de mauvaises décisions de remplacement des actifs. Nous avons constaté que comme dans le cas du réseau de transport, on ne pouvait se fier au système informatique Asset Analytics pour prendre des décisions concernant les principaux actifs du réseau de distribution. Par exemple :

- les données d'évaluation des 152 disjoncteurs de postes de distribution sont limitées, et il n'existe pas de cotes sur l'état de ces disjoncteurs. Quand les plus vieux disjoncteurs doivent être remplacés, Hydro One les remplace par un nouvel équipement de réenclenchement, au coût de 114 000 \$ pièce. Nous avons également constaté qu'il n'y avait pas de données sur l'âge de plus de la moitié des 2 235 pièces de l'équipement de réenclenchement déjà installées aux postes de distribution;
- quatorze transformateurs de poste de distribution âgés de moins de 10 ans, à un coût de remplacement de 650 000 \$ chacun, se sont vu attribuer par erreur des cotes d'âge de 100, soit au-delà de leur durée de vie prévue de 40 ans;
- des données comme les renseignements sur le rendement, l'usage ou l'âge manquaient des 51 unités de transformateur mobiles, dont le coût de remplacement est de 2 millions de dollars chacune.

RECOMMANDATION 11

Pour que les décisions de la direction sur le remplacement des actifs du réseau de distribution soient prises au moyen de renseignements fiables et complets, Hydro One doit prendre les

mesures nécessaires pour veiller à ce que son système Asset Analytics fournisse des renseignements opportuns, fiables, exacts et complets sur l'état des actifs.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

Hydro One reconnaît que les données et les algorithmes d'Asset Analytics continuent d'être développés et améliorés. L'outil Asset Analytics continue à être amélioré pour combler les lacunes sur le plan des données et pour traiter d'autres lacunes.

Tel que mentionné précédemment, un projet est en cours pour améliorer les données dans l'outil. Sa fonctionnalité sera également examinée en 2016 pour déterminer les possibilités d'amélioration.

4.2.4 Les actifs de distribution utilisés au-delà de leur durée de vie prévue augmentent le risque de pannes d'électricité

Hydro One fait augmenter le risque de pannes d'électricité en ne remplaçant pas les actifs du réseau de distribution qui ont excédé leur durée de vie utile prévue. De plus, elle établit une durée de vie utile prévue plus longue que pour les autres SDL comparables. Par exemple, nous avons constaté ce qui suit :

Poteaux de bois

Les poteaux qui sont tombés et ceux qui risquent de tomber créent souvent un danger public qui exige de prendre une mesure d'urgence pour remplacer le poteau. Hydro One compte environ 1,6 million de poteaux de bois sur son territoire, et 202 000 de ces poteaux, soit 13 %, ont excédé leur durée de vie prévue de 62 ans. De 2010 à 2014, quelque 47 pannes ont été causées par des poteaux de bois qui sont tombés. Le coût de remplacement des 202 000 poteaux serait d'environ 1,76 milliard de dollars. En outre, d'autres SDL se servent d'une

durée de vie prévue de seulement 44 ans pour leurs poteaux de bois; Hydro One compte 413 000 poteaux, soit 26 %, qui sont âgés de 45 à 62 ans, dont le coût de remplacement additionnel serait de 3,59 milliards de dollars.

Hydro One évalue l'état de chaque poteau tous les six ans et sa stratégie de remplacement se fonde sur l'âge et l'état des poteaux. En juin 2015, environ 61 000 poteaux de bois étaient cotés en mauvais ou en très mauvais état. Ils présentaient donc la plus grande probabilité de défaillance. Seuls quelque 12 000 poteaux sont remplacés annuellement, soit beaucoup moins que les remplacements requis pour faire face au risque représenté par les poteaux qui tombent ou qui sont en service au-delà de leur durée de vie utile prévue.

Transformateurs de poste

Le réseau de distribution comprend 1 214 transformateurs de poste d'une valeur de remplacement de 650 000 \$ chacun. Hydro One établit la durée de vie prévue de ces transformateurs à 50 ans, et 243 d'entre eux, soit 20 %, étaient en service au-delà de leur durée de vie prévue. Le coût de remplacement des 243 transformateurs serait de 158 millions de dollars. En outre, nous avons constaté que d'autres SDL fixent à 45 ans la durée de vie prévue. Hydro One dispose de 157 autres transformateurs de poste, soit 13 %, qui ont entre 46 et 50 ans et dont le coût de remplacement s'établirait à 102 millions de dollars.

RECOMMANDATION 12

Pour réduire le risque de défaillances de l'équipement pouvant causer des pannes d'électricité dans le réseau de distribution, Hydro One doit :

- remplacer les actifs qui ont excédé leur durée de vie utile prévue;
- réévaluer la durée de vie prévue de ses actifs et justifier les écarts dans le nombre d'années d'utilisation par Hydro One en comparaison avec d'autres sociétés de distribution locales similaires.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

Hydro One reconnaît que les actifs qui ont dépassé leur durée de vie utile présentent un risque de défaillance accru. Toutefois, Hydro One tient compte de certains facteurs lorsqu'elle décide de remplacer des poteaux, dont l'état et la durée de vie utile prévue du poteau. La société a pour objectif de maximiser la durée de vie d'un actif et son efficacité pour tirer le maximum de ses investissements et pour gérer les coûts assumés par les clients.

Hydro One dispose d'un programme de remplacement de poteaux qui prend en compte la durée de vie utile sur la base de son expérience et du fonctionnement, de l'entretien et des conditions d'utilisation de l'actif.

D'après l'expérience de la société, notre durée de vie utile prévue de divers actifs est adéquate compte tenu des opérations, de l'entretien et des conditions d'utilisation des actifs. Hydro One ne remplace pas des actifs vieux, mais qui fonctionnent bien.

4.2.5 L'augmentation des dépenses consacrées au réseau de distribution ne s'est pas traduite par une meilleure fiabilité

L'augmentation des dépenses de Hydro One au titre du maintien des immobilisations et de l'exploitation, de l'entretien et de l'administration (EE et A)

de 2010 à 2014 pour son réseau de distribution n'a pas amélioré la fiabilité du réseau.

La **figure 7** illustre les changements constatés dans les dépenses d'EE et A et de maintien des immobilisations de 2010 à 2014. Comme les dépenses dans ces deux secteurs ont trait à l'exploitation du réseau ainsi qu'à la réparation et au remplacement de l'équipement, elles devraient avoir le plus d'incidence sur la fiabilité du réseau. Hydro One a consacré environ 9 % de plus au maintien des immobilisations en 2014 qu'elle ne l'a fait en 2010 (314 millions de dollars en 2010 comparativement à 343 millions de dollars en 2014) et 22 % de plus en EE et A (551 millions de dollars en 2010 comparativement à 675 millions de dollars en 2014). On se serait attendu à ce que l'augmentation globale de 18 % des dépenses de Hydro One dans ces deux secteurs entre 2010 et 2014 ait eu pour effet d'améliorer la fiabilité du réseau, notamment parce que la réparation ou le remplacement de l'ancien équipement du réseau devrait entraîner moins de défaillances d'équipement. Cependant, dans les faits, les pannes ont augmenté de 11 % pendant la même période (voir la **figure 6**).

Tel que mentionné précédemment, les coûts d'EE et A et de maintien des immobilisations de Hydro One sont plus élevés que ceux des autres services publics similaires, notamment en raison de la rémunération du personnel, qui est de 10 % plus élevée d'après une étude réalisée en 2013. De plus, comme ses activités sont exercées essentiellement en région rurale, Hydro One a peu de contrôle sur

Figure 7: Coûts du réseau de distribution, 2010-2014

Source des données : Hydro One

Coût	2010	2011	2012	2013	2014	Variation en % entre 2010 et 2014
	Écart (en millions de dollars)					
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration - Distribution	551	554	553	611	675	22
Maintien des immobilisations - Distribution	314	274	262	323	343	9
Total	865	828	815	934	1 018	
Augmentation globale en pourcentage						18

certaines autres coûts. Par exemple, Hydro One a besoin de plus d'actifs par client que les grandes SDL urbaines, ce qui fait augmenter les coûts globaux. Elle compte environ un client par poteau de bois dans son réseau de distribution, comparativement à un nombre pouvant atteindre neuf clients par poteau pour les autres SDL en Ontario. Néanmoins, nous avons comparé les coûts de 2014 et la fiabilité de Hydro One et les tarifs que paient ses clients aux huit autres SDL rurales en Ontario qui comptent moins de 20 clients par kilomètre de ligne, et nous avons constaté ce qui suit :

- Hydro One se classait au troisième rang pour ce qui est des coûts d'exploitation par client;
- Hydro One était avant-dernière sur le plan de la fiabilité;
- les clients résidentiels de Hydro One se classaient au deuxième rang des tarifs les plus élevés.

En 2010 (dernière année pour laquelle des données comparatives sur les coûts ont été recueillies pour le réseau de distribution), l'Association canadienne de l'électricité a constaté que Hydro One facturait des coûts plus élevés que la moyenne de ses membres de 2006 à 2010. En outre, en 2014, la CEO a attribué à Hydro One sa cote de rentabilité la plus basse parmi les distributeurs. Les coûts réels de Hydro One étaient de plus de 25 % plus élevés que les prévisions de la CEO, ce qui révèle que Hydro One devrait être en mesure de dégager des gains de productivité lui permettant d'accomplir la même quantité de travail qu'elle fait actuellement à un coût global moindre.

RECOMMANDATION 13

Pour que ses dépenses de maintien d'immobilisations et d'entretien consacrées au réseau de distribution soient économiques et donnent lieu à des améliorations plus immédiates de la fiabilité du réseau de distribution, Hydro One doit :

- évaluer ses dépenses et activités d'entretien antérieures pour déterminer comment

concentrer ses efforts sur les facteurs plus essentiels qui touchent le réseau;

- procéder à une analyse comparative des évaluations de coûts avec les autres sociétés de distribution locales (SDL) similaires en Ontario et au Canada, et envisager d'implanter les meilleures pratiques des principales SDL rentables.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

Hydro One évaluera ses dépenses et activités d'entretien antérieures en se concentrant sur les facteurs et éléments qui contribuent à la mesure de la fiabilité de la distribution. Hydro One continue à gérer prudemment ses investissements en distribution pour apporter des améliorations ciblées à la fiabilité à long terme. Cette approche permet également à la société de gérer les hausses de tarifs pour ses clients en équilibrant les investissements dans la fiabilité et les augmentations de tarifs.

Hydro One effectue plusieurs études d'analyse comparative, suivant les directives de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO), à l'appui de ses méthodes d'investissement et de ses activités d'entretien et de maintien.

En outre, suivant les directives de la CEO, la société procédera à un examen par des tiers de son plan sur le réseau de distribution qui validera le coût unitaire de la foresterie, des remplacements de poteaux et de la remise à neuf des postes.

4.2.6 Les capacités des compteurs intelligents ne sont pas utilisées pour améliorer la réaction aux pannes d'électricité

En 2014, Hydro One avait installé 1,2 million de compteurs intelligents dans son réseau de distribution pour donner suite à une directive du gouvernement provincial. Le coût total de l'installation était de 660 millions de dollars. Nous avons

constaté que Hydro One se sert des compteurs intelligents surtout pour fournir des données électroniques à distance à des fins de facturation, et n'a pas mis en service la fonction qui permet à un compteur intelligent de l'informer si un client reçoit de l'électricité ou non. Hydro One s'en remet à ses clients qui appellent pour signaler qu'ils n'ont pas d'électricité, et il arrive fréquemment que ce renseignement ne soit communiqué ni rapidement, ni intégralement, ni avec exactitude. Si les équipes sur le terrain de Hydro One recevaient de l'information des compteurs intelligents, elles seraient davantage en mesure de déterminer le lieu et le secteur de la panne, plutôt que d'avoir à parcourir tout le secteur de la ligne de distribution. De meilleurs renseignements permettraient de réaliser des économies en éliminant les affectations inefficaces ou superflues des équipes de travail, et le service aux clients serait rétabli plus rapidement.

Pendant notre audit, Hydro One réalisait un projet pilote dans le but d'évaluer la possibilité de se servir des données provenant des compteurs intelligents pour repérer les clients ayant des pannes d'électricité. Cependant, elle n'avait pas établi d'échéancier d'exécution du projet ou d'utilisation des compteurs intelligents de cette façon pour tous ses clients.

Hydro One a amélioré ses communications avec les clients qui subissent des pannes en fournissant des mises à jour en temps réel sur son site Web et sur son application mobile. Toutefois, les renseignements portant sur les pannes demeurent limités à ce que découvre le service public à la suite des appels de clients et aux mises à jour périodiques faites par les équipes de travail. Les renseignements provenant des compteurs intelligents fourniraient de l'information plus rapide et exacte sur les endroits où l'électricité a été rétablie ou non.

RECOMMANDATION 14

Pour abaisser ses coûts de réparation et améliorer le service à la clientèle dans les cas de pannes d'électricité en répartissant avec plus de

précision et de rapidité ses équipes de travail, Hydro One devrait élaborer un plan et un échéancier d'utilisation de la capacité actuelle de ses compteurs intelligents afin de repérer où se trouvent les clients qui subissent des pannes d'électricité.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

Reconnaissant l'occasion qui s'offre à elle de miser sur certaines capacités additionnelles de ses compteurs intelligents pour réagir à des tempêtes, la société a lancé il y a deux ans un projet pilote ayant mis à l'essai une fonctionnalité de compteur intelligent pour valider les pannes déclarées par les clients. Cette fonctionnalité a été utilisée dans 25 000 cas, ce qui a permis à la société d'éviter 5 800 affectations d'équipes.

D'autres validations des résultats du projet pilote pourraient permettre à la société de faire valoir qu'il vaut la peine d'investir dans l'intégration au système de gestion des pannes de la société.

4.3 Les transformateurs de rechange qui sont en entreposage ne répondent pas aux besoins de Hydro One

Hydro One conserve un certain nombre de transformateurs de rechange au cas où il lui faudrait remplacer rapidement l'un ou l'autre des 1 900 transformateurs en service. Toutefois, le nombre de transformateurs de rechange entreposés est excessif et les frais d'entreposage sont plus élevés que nécessaire.

De 2010 à 2014, le nombre de transformateurs défaillants n'était que de 10 par année, soit un taux de défaillance de 0,5 %, mais Hydro One conserve 200 transformateurs de rechange—soit 140 pour son réseau de distribution et 60 pour le réseau de transport—d'une valeur de 80 millions de dollars à son atelier central d'entretien de Pickering. Il s'agit d'un ratio de près de 11 % de transformateurs de

rechange par rapport aux transformateurs en service. Les transformateurs en entreposage doivent également être entretenus à un coût annuel de 2,3 millions de dollars.

Pendant la même période, Hydro One a augmenté son inventaire en achetant 20 nouveaux transformateurs de rechange par année, soit le double du nombre dont elle avait besoin pour regarnir son stock. En outre, elle a surtout utilisé les plus récents transformateurs en entreposage pour remplacer ceux qui ont eu une défaillance, ce qui laissait les plus vieux en entreposage. En août 2015, quelque 96 des transformateurs en entreposage n'étaient plus couverts par la garantie de 5 ans du fabricant, dont 35 qui avaient été en entreposage pendant au moins 10 ans.

Hydro One nous a dit qu'elle a dû stocker des transformateurs de rechange parce qu'il faut en moyenne 210 jours pour commander et pour recevoir de la part des fournisseurs des transformateurs de rechange du réseau de distribution, et 320 jours pour recevoir les plus gros transformateurs du réseau de transport. Toutefois, si Hydro One conservait moins de transformateurs de rechange, elle pourrait abaisser ses coûts et réagir quand même rapidement aux défaillances des transformateurs.

Hydro One se sert d'un modèle pour l'aider à prévoir le nombre de transformateurs à conserver en entreposage. Le modèle tient compte du type d'actif, du taux de défaillances passé, de l'âge et du nombre de transformateurs en service, ainsi que du temps de livraison des transformateurs de rechange par les fournisseurs. Toutefois, Hydro One n'applique pas le modèle à la grande majorité des types de transformateurs du réseau de distribution—soit 45 sur 60—dont elle se sert, ni à 2 des 16 types de transformateurs du réseau de transport. En outre, Hydro One ne s'est pas conformée au modèle pour déterminer le nombre d'unités de rechange à entreposer, et ce même pour les types auxquels le modèle s'applique. Par exemple, le modèle montrait que Hydro One devait entreposer 28 unités de rechange pour les types de transformateurs du réseau de

transport utilisant le modèle, mais Hydro One en entrepose 44. De même, Hydro One entrepose 84 transformateurs du réseau de distribution plutôt que les 43 recommandés pour les types pour lesquels elle utilise le modèle.

À la suite de nos demandes, la haute direction de Hydro One a reconnu qu'elle pourrait réduire le nombre de transformateurs de rechange qu'elle avait en main de 69, ou 35 %, et économiser 20 millions de dollars au cours des 10 prochaines années sur la base de la valeur comptable nette actuelle de ces actifs. Toutefois, la haute direction a affirmé que Hydro One ne pourrait réaliser ces réductions que si elle normalisait les transformateurs en service pour réduire le nombre de types différents. Par exemple, depuis 2009, Hydro One a réduit le nombre de types de transformateurs dont elle se sert dans son réseau de transport de 30 à 16, et elle prévoit abaisser de nouveau ce nombre à 14. Hydro One a affirmé que cette normalisation lui avait déjà permis d'économiser de 50 à 60 millions de dollars en coûts d'approvisionnement depuis 2009, soit 15 %, sous forme de ristournes des fournisseurs. Toutefois, nous avons constaté qu'aucun plan similaire n'était en place pour la normalisation des transformateurs du réseau de distribution, ce qui fait que l'on pourrait perdre des économies supplémentaires de 25 millions de dollars au titre de l'approvisionnement sur une période de 10 ans si aucun changement n'est apporté en vue de normaliser les transformateurs du réseau de distribution.

Compte tenu de ses niveaux de stock et du taux de défaillances relativement bas des transformateurs, nous estimons que Hydro One a besoin d'un total de seulement 120 transformateurs de rechange. En n'achetant pas plus de transformateurs de rechange que ceux dont elle aura besoin au cours des 10 prochaines années, Hydro One économiserait de 50 à 70 millions de dollars en coûts d'achat de transformateurs, de même que 1 million de dollars par année en coûts d'entretien. Ces montants viennent s'ajouter aux économies de 25 millions de dollars susmentionnées qui pourraient être réalisées au cours des 10 prochaines années à la

suite de la normalisation des transformateurs du réseau de distribution.

RECOMMANDATION 15

Pour ramener ses stocks excessifs de transformateurs de rechange du réseau de transport et du réseau de distribution à un niveau de rentabilité adéquat, et pour abaisser les coûts tout en demeurant en mesure de remplacer des transformateurs défectueux en temps opportun, Hydro One doit :

- améliorer le modèle prévisionnel dont elle se sert pour prévoir les défaillances des transformateurs, et maintenir le niveau de ses stocks de transformateurs de rechange conformément aux prévisions;
- élaborer un plan visant à normaliser le plus possible les transformateurs en service, et à fixer des objectifs et des échéanciers d'économies grâce à une meilleure gestion des transformateurs de rechange et des transformateurs en service.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

Hydro One convient qu'en améliorant les prévisions des besoins et en normalisant son groupe de transformateurs, elle pourra diminuer son stock de transformateurs. La normalisation des transformateurs de distribution et la réduction des stocks de rechange auront lieu au fil du temps lorsque les transformateurs ayant atteint la fin de leur vie utile seront remplacés par des unités normalisées.

La société mise sur sa stratégie actuelle concernant ses transformateurs de transport pour élaborer et implanter une stratégie comparable pour ses transformateurs de distribution.

Hydro One prévoit que cette initiative améliorera le modèle prévisionnel dont elle se sert pour prévoir les défaillances des transformateurs.

4.4 Les données des appareils de mesure de la qualité énergétique ne sont pas utilisées pour aider les clients à éviter les perturbations

Hydro One pourrait surveiller et analyser les situations influant sur la qualité énergétique—les épisodes de fluctuation des niveaux de tension—qui exercent un effet sur ses réseaux de transport et de distribution pour améliorer de façon proactive le service offert à ses grands clients industriels, mais elle attend plutôt que les clients se plaignent avant de prendre des mesures. Les clients majeurs du réseau de transport, notamment dans le secteur des industries automobiles et pétrochimiques qui reçoivent de l'énergie directement du réseau de transport, se sont dits inquiets de la qualité de leur énergie dans un sondage sur la satisfaction de la clientèle réalisé en 2014 par Hydro One. Les fluctuations dans les niveaux de tension peuvent perturber le fonctionnement de l'équipement de production des clients ou du réseau de distribution d'un service public. Cette préoccupation avait été formulée dans des sondages précédents.

Les grands clients industriels de Hydro One ont subi des pertes de production à la suite de situations influant sur la qualité énergétique. Par exemple, deux grands clients qui sont sur la même ligne de distribution dans l'Est de l'Ontario se sont plaints publiquement que leur approvisionnement local en électricité n'était pas fiable. Une usine a soutenu avoir perdu 1,2 million de dollars en bénéfices depuis qu'elle a ouvert ses portes en 2009 en raison de problèmes de qualité énergétique qui interrompaient la production de l'usine. En mars 2015, le client a rapporté cinq situations influant sur la qualité énergétique et un client situé à proximité en a déclaré six.

Hydro One a reçu 150 plaintes sur la qualité de l'énergie de 90 grands clients industriels de son réseau de transport depuis 2009. Au moment de notre audit, Hydro One avait éclairci la cause de ces situations—dont des foudroiements et de

l'équipement défectueux—dans tous ces cas, sauf 13. Certaines plaintes remontaient à deux ans et étaient encore sous enquête.

Dans le cas du réseau de distribution, Hydro One n'assure pas de suivi ou de contrôle formel du nombre de plaintes sur la qualité de l'électricité qu'elle reçoit de ses grands clients industriels de son réseau de distribution. Toutefois, elle nous a dit qu'elle connaissait cinq de ces clients qui s'étaient plaints de la qualité de l'énergie en 2013 et en 2014.

Pour repérer, consigner, analyser et contribuer à résoudre des situations influant sur la qualité énergétique, Hydro One a besoin d'appareils de mesure de la qualité énergétique dans ses réseaux de distribution et de transport. Depuis 2010, Hydro One a installé 138 de ces appareils—à un coût de 8,2 millions de dollars—dans des endroits où survenaient des problèmes, quoique ces appareils couvrent seulement une petite partie de leurs réseaux.

Même une fois les appareils de mesure installés, Hydro One ne répond qu'à certaines plaintes de clients, au lieu d'analyser périodiquement ou en temps réel les données des appareils et de prendre des mesures immédiates.

À titre d'exemple, un client du transport industriel dans le secteur de la foresterie subissait des problèmes répétés d'approvisionnement en électricité causant des interruptions de la production. Hydro One a commencé à faire enquête seulement une fois que le client s'est plaint. Les données de l'appareil de mesure situé à proximité ont aidé à établir que le foudroiement avait causé les perturbations et que Hydro One devait améliorer la mise à la terre d'une ligne d'approvisionnement en électricité située à proximité. Elle a également inspecté une ligne de transport à proximité et a découvert que deux tours de transport avaient des limiteurs de surtension défaillants. Hydro One a muni les tours de nouveaux limiteurs de surtension, ce qui minimisait l'impact du foudroiement sur l'approvisionnement en électricité du client. Si Hydro One avait analysé de façon proactive son appareil de mesure de la qualité énergétique dans le secteur,

elle aurait pu se servir de l'information pour déceler et corriger le problème avant la plainte du client, ce qui aurait fourni à celui-ci un approvisionnement en électricité plus fiable.

RECOMMANDATION 16

Pour minimiser le nombre et l'incidence de situations influant sur la qualité énergétique pour ses gros clients, Hydro One doit utiliser de façon proactive les données recueillies par ses appareils de mesure de l'électricité pour évaluer la fréquence et le lieu des situations influant sur la qualité énergétique dans ses réseaux de transport et de distribution et par conséquent pour améliorer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

La société convient que les incidents relatifs à la qualité de l'énergie préoccupent certains de ses gros clients des réseaux de transport et de distribution.

La société met en oeuvre des initiatives pour régler de manière plus dynamique les problèmes de qualité de l'énergie de ses gros clients en fournissant des renseignements sur la qualité de l'énergie aux clients et en utilisant les renseignements pour évaluer la fréquence, la durée et l'ampleur des situations possibles qui pourraient avoir un effet préjudiciable sur son équipement et ses processus.

4.5 Faiblesse des mécanismes de surveillance de la gestion des coûts des projets d'investissement

4.5.1 Aucune comparaison des coûts du projet avec les normes de l'industrie

Hydro One n'a pas évalué si ce qu'elle paie pour des projets d'investissement en construction est raisonnable ou concurrentiel avec les normes de

l'industrie. Hydro One gère ses propres projets et a recours à son propre personnel pour ses travaux de construction, mais elle n'a jamais comparé le coût de ses projets à ce qu'elle paierait si ses marchés étaient offerts à des soumissionnaires externes.

Hydro One a consacré 1,05 milliard de dollars, 1,12 milliard de dollars et 1,20 milliard de dollars en 2012, 2013 et 2014, respectivement, à des projets de construction de réseaux de transport et de distribution, y compris le remplacement ou la construction de nouveaux postes de transformation, et l'installation d'équipements de commutation et de disjoncteurs, de lignes et de câblage, et de tours en acier et de poteaux de bois. Nous avons constaté que les estimations de projet individuelles comprenaient des frais internes allant de 40 % à 55 % des coûts totaux approuvés, car les employés de Hydro One jouent de nombreux rôles dans les projets, notamment dans les domaines du génie, de la construction, de la gestion de projet et de la mise en application de projet. Les coûts restants étaient généralement payés à des fournisseurs externes pour des fournitures, des matériaux et de l'équipement acquis par un processus de soumission concurrentielle. Règle générale, l'ensemble des projets, de la conception à la construction, n'ont pas fait l'objet d'appels d'offres, quoique Hydro One prévoyait, au cours de notre audit, commencer à le faire pour certains projets. Par conséquent, il est difficile d'évaluer le caractère raisonnable des coûts de projet de Hydro One parce qu'une grande partie du coût est interne.

De plus, nous avons constaté que toutes les estimations utilisées pour l'approbation des projets d'immobilisations comprenaient de grosses provisions pour éventualités et pour indexation des frais généraux, en sus des estimations de coûts de projet initiales. Ces provisions augmentaient considérablement le coût approuvé des projets avant la construction. Les provisions étaient comprises pour financer des coûts additionnels, internes ou externes, qui pourraient être engagés par le projet. Les frais pour éventualités ajoutaient de 10 % à 30 %, ou en moyenne 20 %, à l'estimation initiale

du coût de projet, et l'indexation des frais ajoutait en moyenne 8 %, soit de 3 % à 5 % par année de construction. Par exemple, pour les projets d'immobilisations des réseaux de transport, les provisions pour éventualités et l'indexation des frais ajoutaient plus de 4 millions de dollars à l'estimation initiale des coûts de chaque projet, ou plus de 19 % et 28 % respectivement.

Les provisions importantes minimisaient les éléments incitant le personnel à réaliser un projet en respectant l'estimation initiale du coût du projet. Nous avons constaté qu'un grand service public en Alberta, qui dit se conformer aux pratiques de l'industrie, inclut des provisions pour éventualités de seulement 8 % à 12 % des coûts du projet dans les budgets de construction d'immobilisations.

À la suite de discussions tenues pendant notre audit, Hydro One nous a dit qu'à compter de juin 2015, la provision pour indexation des frais pour tous les postes de l'estimation des coûts serait de 2,5 % par année, et que ce nouveau taux est cohérent avec celui qui est utilisé par B.C. Hydro, Manitoba Hydro et Hydro-Québec.

Un rapport d'expert parrainé par le gouvernement de l'Ontario pour revoir les activités de Hydro One en 2014 recommandait l'utilisation de points de référence de l'industrie pour améliorer l'exactitude des estimations des coûts des services publics applicables aux projets d'immobilisations et pour mettre les équipes d'exécution de projet au défi de diminuer les coûts de mise en oeuvre des projets. L'utilisation de points de référence augmente également le degré de transparence des estimations de coûts. Hydro One nous a mentionné qu'en 2015, elle avait pour but de réaliser des projets d'investissement en économisant de 2,5 % à 4 % par rapport à l'année précédente, grâce à un processus d'estimation plus serré.

4.5.2 La direction ne compare pas les coûts de projet réels et les dates de mise en service à l'estimation initiale pour déterminer si les projets sont réalisés à temps et dans les limites du budget

Nous avons constaté que les rapports reçus par la haute direction sur les progrès des projets d'investissement ne comportaient pas suffisamment de renseignements sur les coûts et les échéanciers pour lui permettre d'évaluer efficacement la qualité de la gestion du projet. Par exemple, ces rapports comprenaient soit les derniers budgets approuvés soit les budgets définitifs et les dates d'achèvement des projets, plutôt que les chiffres des approbations initiales, ce qui fait que les projets semblaient généralement avoir été réalisés dans les limites du budget et de l'échéancier. Le système de rapport sur la gestion du projet n'était pas conçu pour comparer les estimations initiales des coûts et des dates d'achèvement aux dates et aux coûts définitifs, ce qui fournirait à la haute direction des renseignements plus précis sur le mode de gestion des projets du début à la fin. Le suivi effectué par la haute direction se limitait plutôt à assurer la réalisation des projets dans le respect des budgets approuvés.

La direction de Hydro One nous a dit que l'examen de dossiers de projet individuels pour déterminer si les projets d'investissement ont été exécutés conformément aux approbations de projet initiales et aux dates d'achèvement serait trop fastidieux. Nous leur avons demandé de nous dresser un rapport comparant l'approbation initiale de projet, dont les provisions, au coût de chaque projet exécuté de 2013 à 2015 pour déterminer dans quelle mesure les grosses provisions, qui atteignaient en moyenne 28 %, ont été utilisées. Le rapport que nous avons reçu en juin 2015 était incomplet et faisait état de seulement 61 des 105 projets approuvés à plus de 1 million de dollars. Le rapport incomplet révélait que ces 61 projets avaient été approuvés pour un total de 1,027 milliard de dollars et que leur mise en oeuvre avait coûté 963 millions de dollars, ce qui indique qu'en moyenne, les projets

ont utilisé une provision de 22 % plus élevée que l'estimation initiale du coût de projet, soit environ 150 millions de dollars de plus au total.

4.5.3 Les coûts réels de projet excèdent l'approbation initiale du budget

Malgré que les budgets des projets d'investissement comprennent déjà en moyenne une provision pour éventualités de 20 % et une provision pour indexation des frais de 8 %, nous avons constaté que plusieurs projets ont été réalisés à coûts majorés. La **figure 8** illustre trois de ces projets.

Nous avons examiné des projets dont la portée et les prévisions de coûts ont été modifiées et avons constaté des causes communes, dont les suivantes :

- la complexité et l'ampleur du travail ont été considérablement sous-estimées aux stades de la planification, ce qui a fait augmenter les coûts et a occasionné des retards dans la réalisation du projet;
- des visites approfondies des lieux n'ont pas été effectuées ou étaient insuffisantes pour comprendre l'ampleur du projet et la complexité des travaux nécessaires;
- les coûts unitaires utilisés dans le processus d'estimation n'étaient pas à jour.

Nous avons constaté qu'un autre projet, qui était en cours au moment de notre audit et dont la date de réalisation prévue était le 31 décembre 2015, s'accompagnait d'une estimation de coûts initiale de 55,1 millions de dollars qui avait été produite en juin 2013, étant entendu que certains facteurs de risque pourraient faire augmenter les coûts du projet. En octobre 2014, Hydro One a révisé l'estimation des coûts à 90,3 millions de dollars, ce qui a nécessité une autorisation de l'écart d'un peu plus de 35 millions de dollars. L'estimation de coûts initiale présumait que seulement 8 kilomètres de route devaient être construits, mais le projet révisé comprenait la construction de 55 kilomètres de route et 3 ponts ainsi que l'augmentation de la hauteur de 35 tours en acier existantes. Comme les visites du site avaient été insuffisantes avant le début du

Figure 8 : Projets d'investissement en construction à coûts majorés importants

Source des données : Hydro One

Projet	Date d'approbation du projet	Budget initial approuvé (en millions de dollars)	Date d'achèvement du projet	Coût réel du projet (en millions de dollars)	Montant du dépassement de coût par rapport au budget (en millions de dollars)	% de dépassement de coût par rapport au budget	Motifs principaux de dépassement de coûts par rapport au budget
Remplacer les disjoncteurs du réseau de transport au poste de transport du Sud de Toronto	Juillet 2011	6,7	Juin 2014	9,1	2,4	36	Ampleur du projet sous-estimée et tâches clés omises dans l'estimation initiale.
Remplacer les disjoncteurs du réseau de transport au poste de transport de l'Est de Toronto	Avril 2011	19,0	Novembre 2014	31,2	12,2	64	Estimation fondée sur un autre projet similaire sans évaluation adéquate des exigences du projet.
Construire une nouvelle salle de relais et remplacer l'équipement au poste de transport du Sud de Toronto	Décembre 2010	8,6	Décembre 2014	13,3	4,7	55	Certains frais d'ingénierie, de matériaux et de main-d'oeuvre en construction ont été omis dans l'estimation initiale.

processus de budgétisation, l'estimation initiale ne tenait pas compte du nombre de kilomètres de routes à construire sur un terrain extrêmement difficile, et donc de l'ampleur du projet.

RECOMMANDATION 17

Pour que la direction puisse mieux gérer et contrôler les projets d'investissement qui font appel à son propre effectif, et pour abaisser les coûts de projet, Hydro One doit :

- utiliser des points de référence de l'industrie pour évaluer le caractère raisonnable des coûts des projets d'investissement en construction, et pour déterminer s'il est plus économique d'avoir recours à des services internes et à des équipes de travail que de céder à contrat des projets d'investissement;
- utiliser et respecter des provisions pour éventualités et pour indexation qui concordent

plus avec les normes de l'industrie sur les projets d'investissement en construction;

- améliorer les rapports et les suivis par la direction des coûts de projet en produisant régulièrement des rapports indiquant les coûts de projet réels et les dates d'achèvement comparativement aux estimations de projet initiales, à l'amortissement utilisé, au coût initial approuvé, aux approbations subséquentes des hausses de coûts, et aux dates d'achèvement prévues;
- analyser régulièrement sa réussite dans la préparation des estimations de projet en les comparant aux coûts de projet définitifs.

RÉPONSE DE HYDRO ONE

La société a pris des mesures pour améliorer son processus d'estimation en augmentant le nombre de travaux préalables aux travaux

d'ingénierie afin de produire des estimations de projet plus exactes.

De plus, Hydro One a mis en oeuvre un processus de fin de projet à l'intention des grands projets afin que les travaux soient réalisés tel que prévu, que les estimations de projet soient comparées aux données réelles, que tous les écarts soient expliqués et que les leçons retenues soient intégrées aux projets à venir.

Hydro One a donné au personnel de la vérificatrice générale un accès à tous les rapports

disponibles, mais ne disposait pas d'un rapport dans le format demandé. Hydro One met à jour sa présentation de rapport type de manière à inclure le budget initialement approuvé et les dates de mise en service.

Hydro One revoit également les provisions utilisées dans les estimations de projet. Compte tenu du fait qu'il s'agit d'un domaine complexe, Hydro One s'engage à continuer à trouver des améliorations à apporter à ses processus.

Annexe—Glossaire

Préparé par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

Asset Analytics—Système informatique implanté par Hydro One en 2012 qui renferme des données sur ses actifs de transport et de distribution (dont leur âge, leur caractère essentiel et leur rendement) et qui aide Hydro One à classer l'état relatif des actifs lors de la prise de décisions au sujet de leur remplacement.

Association canadienne de l'électricité (ACE)—Organisme national constitué de producteurs, de transporteurs et de distributeurs canadiens d'électricité qui permet aux membres de mettre en commun leurs meilleures pratiques d'exploitation et leurs données sur la fiabilité des réseaux.

centre de contrôle du réseau de l'Ontario—Le centre de contrôle de Hydro One, en opération 24 heures par jour, peut surveiller et exploiter à distance de l'équipement de transport, réagir aux alarmes causées par des défaillances d'équipement et rétablir, détourner et interrompre le transport d'électricité. De plus, le centre de contrôle examine, approuve et autorise toutes les pannes prévues et coordonne les activités de réponse à des pannes imprévues du réseau de transport. Le centre de contrôle reçoit des appels du public et répartit des équipes de travail en réaction aux pannes d'électricité des réseaux de distribution.

Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO)—La CEO, qui est l'organisme de réglementation de l'électricité en Ontario, a pour objectif de promouvoir un secteur énergétique viable, durable et efficace qui dessert l'intérêt public et aide les clients à obtenir des services énergétiques fiables à un coût raisonnable. Elle attribue des permis aux producteurs, aux transporteurs et aux distributeurs d'électricité, qui doivent se conformer aux codes établis pour conserver leur permis. En outre, elle approuve les tarifs que les services publics d'électricité peuvent facturer à leurs clients, ainsi que la construction des lignes de transport d'électricité d'une longueur de plus de deux kilomètres.

compteur intelligent—Dispositif électronique qui enregistre la consommation d'électricité à intervalles d'une heure ou moins et qui renvoie cette information au service public à des fins de facturation et de surveillance. Ainsi, le prix est établi en fonction de l'heure de consommation pour inciter le consommateur à utiliser désormais l'électricité à des heures de moindre demande.

cycle de gestion de la végétation—Nombre d'années requises pour couper des arbres et débroussailler autour de l'ensemble du réseau électrique.

demande de tarifs—Demande faite par tous les transporteurs ou distributeurs à la Commission de l'énergie de l'Ontario pour obtenir l'approbation de fonds sous forme de tarifs facturés à ses clients pour exploiter et élargir le réseau électrique. L'approbation par la CEO des revenus dont le transporteur ou le distributeur a besoin fixe une partie du tarif d'électricité payé par les consommateurs d'électricité.

disjoncteur—Équipement utilisé dans le réseau de transport et de distribution qui est conçu pour interrompre automatiquement le courant en cas de surcharge, c'est-à-dire lorsqu'il circule dans le circuit davantage de courant que le circuit peut en prendre.

distributeur/société de distribution locale (SDL)—Service public local qui achète de l'électricité auprès de Hydro One ou d'un autre transporteur et qui distribue de l'électricité dans son propre réseau de distribution à une tension inférieure à 50 000 volts à des clients résidentiels ou industriels de leur région.

équipement de réenclenchement—Forme passablement plus complexe de disjoncteur, qui protège les réseaux de transport d'électricité des surtensions temporaires et d'autres conditions défavorables. En plus d'empêcher les surcharges d'électricité de passer dans un circuit, l'équipement de réenclenchement peut réenclencher automatiquement le circuit et rétablir le transport régulier du courant une fois que le problème est réglé.

Indice de durée moyenne des interruptions de service touchant le réseau (SAIDI)—Mesure de la fiabilité fondée sur la durée moyenne des pannes subies par des clients ou des points de livraison dans un réseau électrique.

Indice de fréquence moyenne des interruptions de service touchant le réseau (SAIFI)— Mesure de la fiabilité fondée sur la fréquence moyenne des pannes subies par des clients ou des points de livraison dans un réseau électrique.

Ministère de l'Énergie—Le ministère de l'Énergie est chargé d'établir le cadre législatif et politique afin d'assurer un réseau énergétique propre, fiable et abordable pour tous les Ontariens. Il développe tous les aspects de la politique énergétique pour l'Ontario, dont les politiques en matière d'électricité, de gaz naturel et de pétrole, et donne des conseils à cet égard. Il supervise la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) et la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) et représente l'actionnaire—le gouvernement provincial—dans ses rapports avec Hydro One et Ontario Power Generation (OPG).

North American Electricity Reliability Corporation (NERC)—Organisme de réglementation sans but lucratif qui a pour mission de veiller à la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité en Amérique du Nord. La NERC élabore et applique des normes de fiabilité qui doivent être respectées par les transporteurs d'électricité d'Amérique du Nord, dont Hydro One.

point de livraison—Terme employé dans le réseau de transport pour désigner un point de connexion entre un poste de transport et les installations de transport d'un client. Il peut s'agir d'un circuit simple (une seule ligne relie un poste de transport à un client) ou d'un circuit multiple (plusieurs lignes redondantes).

producteurs d'électricité—Les producteurs d'électricité sont des sociétés qui produisent de l'électricité et qui alimentent en électricité le réseau électrique de l'Ontario. Ontario Power Generation (OPG), une société de la Couronne, est l'un des plus gros producteurs d'électricité de l'Ontario et exploite des postes de production d'électricité dans tout l'Ontario. Dans le réseau de production-transport d'électricité d'Amérique du Nord, il est également possible de recevoir de l'électricité des producteurs d'électricité de l'extérieur de la province.

réseau de production-transport d'électricité—Volet du réseau de transport d'un fournisseur d'électricité qui transfère de l'électricité au-delà de 100 000 volts qui peut avoir une incidence directe ou indirecte sur les réseaux électriques d'autres territoires.

Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE)—Administrateur du marché de détail de l'électricité en Ontario qui doit appairer l'offre et la demande d'électricité. Également chargée de prévoir les besoins à court et à long terme en électricité en Ontario et d'orienter les transporteurs et les distributeurs d'électricité en ce qui concerne les travaux requis pour accroître la capacité du réseau électrique de l'Ontario.

transformateur—Dispositif utilisé pour modifier le niveau de tension du courant électrique. Les transformateurs peuvent augmenter ou diminuer la tension. Hydro One utilise surtout des transformateurs abaisseurs pour convertir les niveaux de tension élevés en niveaux de tension plus bas pour l'usage des consommateurs.

transporteur—Service public d'électricité, comme Hydro One, qui transfère de l'électricité sur de longues distances à des tensions supérieures à 100 000 volts entre les producteurs d'électricité (comme Ontario Power Generation) et les SDL ou les grands utilisateurs industriels.

volts ou tension—En termes simples, l'électricité est mesurée et exprimée en volts. La tension entre deux points est la force qui fait avancer le courant électrique entre ces points. L'électricité à des niveaux de tension plus élevés voyage plus efficacement sur de longues distances. La tension électrique est abaissée lorsqu'elle doit voyager sur de plus courtes distances et lorsqu'elle doit être utilisée à des fins pratiques par l'utilisateur final, comme les SDL ou les clients industriels ou résidentiels. Le courant est mesuré suivant son intensité (ampères) et représente la quantité d'électricité disponible pour usage ou la quantité utilisée. La tension multipliée par l'intensité donne la quantité de watts d'électricité utilisés. L'utilisation d'électricité en Ontario est habituellement mesurée en kilowattheures (1 000 watts l'heure) et en mégawattheures (1 million de watts l'heure).