

Initiative des compteurs intelligents

Contexte

En avril 2004, le gouvernement de l'Ontario a annoncé un plan visant à réduire la consommation d'énergie dans la province en instaurant une culture de conservation. Une composante du plan était l'Initiative des compteurs intelligents (l'Initiative) – le premier et le plus important déploiement de compteurs intelligents au Canada – qui proposait d'installer de nouveaux compteurs « intelligents » d'électricité partout dans la province pour mesurer la quantité d'électricité consommée et les périodes de consommation. Les nouveaux compteurs faciliteraient la tarification en fonction de l'heure de consommation (tarification FHC) afin d'inciter les consommateurs à utiliser l'électricité pendant les périodes creuses. L'Initiative donnait suite à l'intention du ministère de l'Énergie (le Ministère) de gérer la demande d'électricité en Ontario, de sorte à utiliser plus efficacement la capacité existante de production d'énergie dans la province et à réduire l'achat d'électricité hors de la province.

Le Ministère a fixé des cibles ambitieuses pour la mise en oeuvre de l'Initiative, y compris l'objectif provisoire d'installer 800 000 compteurs intelligents en 2007 et d'achever leur installation chez l'ensemble des abonnés résidentiels et des petites entreprises en 2010. Les entités participant

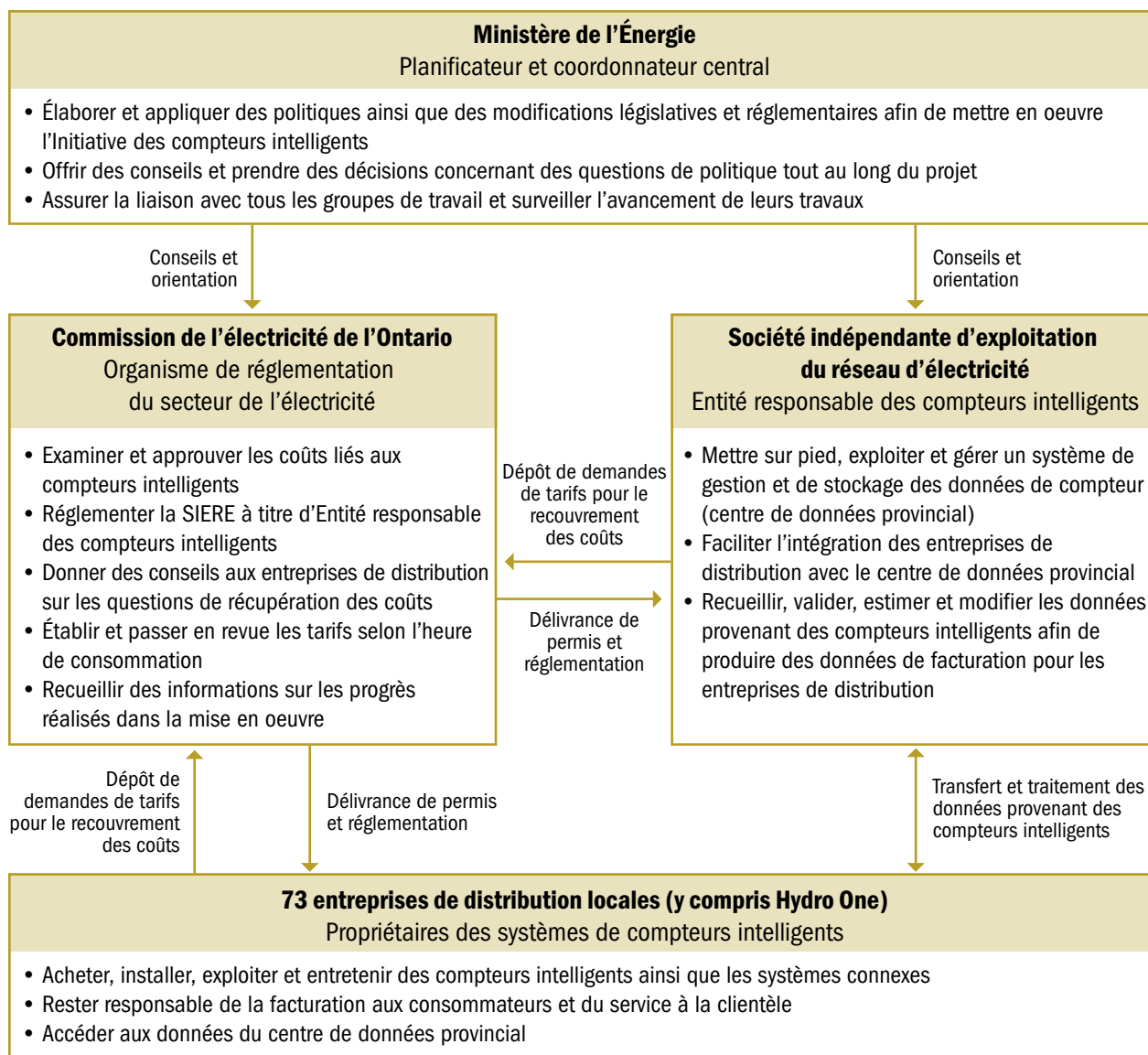
à l'Initiative étaient le Ministère, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) et les 73 sociétés de distribution d'électricité locales de l'Ontario, dont Hydro One. Les principaux rôles et responsabilités de chaque entité sont résumés à la **figure 1**, et la **figure 2** montre les événements clés de la mise en oeuvre de l'Initiative.

En mai 2014, près de 4,8 millions de compteurs intelligents avaient été installés dans la province chez presque tous les abonnés résidentiels et les petites entreprises qui consommaient 45 % de l'électricité en Ontario (les grands utilisateurs commerciaux et industriels représentent les 55 % restants). Les compteurs intelligents ressemblent aux compteurs analogues, mais diffèrent en ce qui concerne la façon dont les données de consommation sont affichées, mesurées, enregistrées et communiquées, comme illustré à la **figure 3**.

Les compteurs intelligents sont les composants d'infrastructure de base pour la mise en place d'un réseau intelligent, c'est-à-dire l'application de technologies d'information et de communication afin d'améliorer le fonctionnement du réseau d'électricité et d'optimiser l'utilisation des ressources naturelles pour fournir l'électricité. Dans la *Loi de 1998 sur l'électricité*, le réseau intelligent et ses objectifs sont décrits comme les systèmes et le matériel d'échange de renseignements qui, utilisés

Figure 1 : Rôles et responsabilités clés des entités participant à l'Initiative des compteurs intelligents de l'Ontario

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



ensemble, ont pour effet d'améliorer la flexibilité, la sûreté, la fiabilité, l'efficacité et la sécurité du réseau d'électricité, particulièrement afin d'accroître la production d'énergie renouvelable; d'améliorer la communication des renseignements sur les tarifs aux consommateurs d'électricité; et de favoriser l'utilisation de technologies innovatrices et éconergétiques.

Dans la tarification FHC, les tarifs d'électricité facturés sont plus élevés au cours de la journée et plus faibles en soirée, les week-ends et les jours

fériés. L'utilisation à la fois des compteurs intelligents et de la tarification FHC devait favoriser la conservation de l'électricité et réduire la demande pendant les périodes de pointe en offrant aux abonnés des renseignements et des incitatifs pour qu'ils gèrent leur consommation d'électricité par les moyens suivants :

- modifier la consommation pour passer des périodes de pointe aux périodes creuses (p. ex. utiliser le lave-vaisselle ou la sècheuse en soirée plutôt que l'après-midi);

Figure 2 : Tableau chronologique des principaux événements liés à la mise en oeuvre de l'Initiative des compteurs intelligents de l'Ontario

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

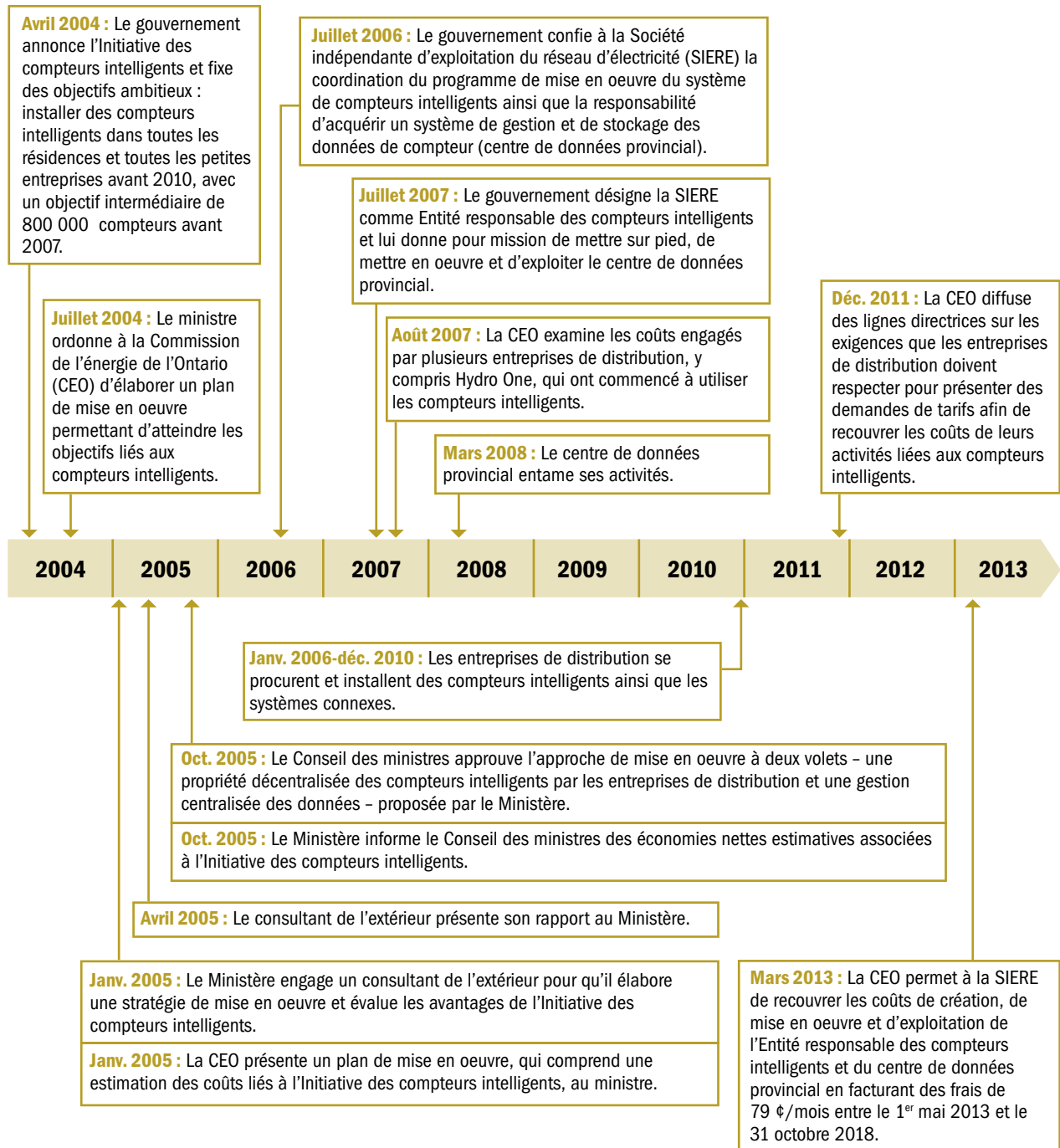




Figure 3 : Comparaison des compteurs intelligents et des compteurs traditionnels

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

	Compteur intelligent	Compteur traditionnel
		
Affichage	Compteur numérique à affichage numérique	Compteur analogue à molettes
Mesure	Quantité d'électricité consommée et à quel moment (généralement par heure avec horodatage)	Quantité d'électricité consommée sur une période de facturation (généralement un ou deux mois)
Enregistrement	Relevés automatisés : les compteurs transmettent les données aux entreprises de distribution par voie électronique via un réseau sans fil*	Relevés manuels : un employé de l'entreprise de distribution se rend en personne au domicile du consommateur pour consigner les données
Communication	Communications bilatérales entre les compteurs et les entreprises de distribution*	Aucune capacité de communication
Tarification	Tarification selon l'heure de consommation (structure tarifaire à trois niveaux : période de pointe, période médiane et période creuse) reflétant les fluctuations des coûts de l'électricité durant la journée	Tarification à deux niveaux : un tarif pour la consommation jusqu'à un seuil déterminé et un autre tarif pour la consommation dépassant ce seuil

* Le flux de données entre le système de compteurs intelligents de l'entreprise de distribution et le centre de données provincial de la SIERE est illustré à la figure 11.

- réduire la consommation pendant les périodes de pointe (p. ex. baisser le climatiseur de quelques degrés en après-midi l'été).

Le Ministère a fixé plusieurs cibles pour réduire la demande d'électricité de pointe : une réduction de 1 350 MW en 2007, suivie de 1 350 MW en 2010, puis une réduction ultérieure de 3 600 MW d'ici 2025. La diminution potentielle en période de pointe visait à alléger le fardeau sur l'infrastructure électrique afin de réduire la construction de nouvelles centrales électriques et l'expansion des centrales existantes ou d'éviter de conclure de nouveaux accords d'achat d'énergie. Elle devait aussi favoriser la fermeture des centrales au charbon, habituellement utilisées en période de pointe seulement.

Objectif et portée de l'audit

Notre audit visait à déterminer si des systèmes et des procédures efficaces étaient en place pour :

- assurer la planification, la mise en oeuvre et la gestion économique et efficiente de l'Initiative, en conformité avec les politiques et les exigences applicables;
- mesurer si les objectifs de l'Initiative avaient été atteints de manière rentable et déposer un rapport à ce sujet.

La haute direction du Ministère, la SIERE et la CEO ont examiné et accepté nos objectifs et les critères d'audit connexes. Nous avons mené notre audit d'octobre 2013 à mai 2014.

Dans la conduite de notre audit, nous avons examiné les lois, règlements et politiques applicables ainsi que des études et d'autres documents. Nous avons aussi analysé les données de consommation et de facturation d'électricité, et interviewé le personnel concerné du Ministère, de la SIERE et de la CEO. Nous avons sondé 60 des 73 sociétés de distribution locales (SDL) de l'Ontario, pour un taux de réponse de plus de 70 %. Nous avons aussi interviewé le personnel des 13 autres SDL, dont Hydro One, la seule société de distribution appartenant à la province. L'**annexe 1** renferme les questions posées aux SDL interviewées et sondées et résume leurs réponses. En outre, nous avons examiné les données et les études de l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), qui a coordonné et évalué les efforts de conservation d'énergie à l'échelle de la province, y compris la tarification FHC facilitée par les compteurs intelligents. De plus, nous avons rencontré l'Electricity Distributors Association, qui représente toutes les SDL provinciales. Enfin, nous avons effectué une recherche sur les programmes de compteurs intelligents d'autres administrations afin de dégager les pratiques exemplaires, et engagé un expert indépendant ayant des connaissances sur les compteurs intelligents à des fins consultatives.

Résumé

L'Initiative des compteurs intelligents (l'Initiative) du gouvernement de l'Ontario est un vaste projet complexe nécessitant la participation du Ministère, de la CEO, de la SIERE et des 73 SDL, dont Hydro One. Notre audit a conclu que la mise en oeuvre de l'Initiative comportait des cibles ambitieuses et un échéancier serré, sans toutefois faire l'objet d'une planification et d'une surveillance adéquates du Ministère qui, en définitive, devait mettre en place des structures efficaces de gouvernance et de gestion de projet pour superviser la planification et la mise en oeuvre. Les nombreux

avantages attendus de l'Initiative n'ont toujours pas été réalisés, et sa mise en oeuvre a été plus coûteuse que prévu.

Notre rapport présente les difficultés éprouvées à mettre en oeuvre l'Initiative, qui constitue une première étape de la création d'un réseau intelligent utilisant les technologies d'information et de communication afin d'améliorer le fonctionnement du réseau d'électricité et d'optimiser l'utilisation des ressources naturelles pour fournir l'électricité. Nous espérons que les leçons dégagées de la mise en service des compteurs intelligents seront appliquées aux efforts continus du gouvernement pour déployer un réseau intelligent en Ontario.

Nos constatations principales au sujet de l'Initiative suivent.

La décision d'adopter les compteurs intelligents ne repose pas sur une étude de rentabilité adéquate

Le gouvernement a annoncé l'Initiative en avril 2004. Peu après, le ministre de l'Énergie (le ministre) a publié une directive, en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, demandant à la CEO d'élaborer un plan de mise en oeuvre pour atteindre les objectifs du gouvernement d'installer 800 000 compteurs intelligents avant 2007 ainsi que chez l'ensemble des consommateurs résidentiels et des petites entreprises avant 2010. Le Ministère n'a pas effectué d'analyse de rentabilité ou monté de dossier d'analyse avant de décider d'imposer l'installation des compteurs intelligents. Cette omission est contraire à ce qui a été fait dans d'autres administrations, dont la Colombie-Britannique, l'Allemagne, le Royaume-Uni et l'Australie, qui ont évalué la rentabilité et la faisabilité de leur programme de compteurs intelligents. De plus, malgré l'évolution continue du marché de l'électricité en Ontario, le Ministère n'a pas modifié son plan de mise en oeuvre des compteurs intelligents.

Étude de rentabilité subséquente viciée

Après que le gouvernement a annoncé la mise en oeuvre de l'Initiative en avril 2004, le Ministère a réalisé une étude de rentabilité des compteurs intelligents et l'a présentée au Cabinet en

octobre 2005. Toutefois, l'analyse était viciée. Les bénéfices nets projetés de près de 600 millions de dollars sur 15 ans étaient surestimés d'au moins 512 millions de dollars, car ils excluaient l'augmentation annuelle nette des frais d'exploitation prévus des SDL. Ainsi, des bénéfices nets de 88 millions de dollars sur 15 ans seulement auraient dû être déclarés.

Coûts de l'Initiative engagés jusqu'ici supérieurs aux coûts et avantages projetés

Le Ministère n'a ni actualisé les coûts et avantages projetés de l'Initiative, ni fait le suivi des coûts et avantages réels afin de déterminer les bénéfices actuels nets réalisés. Notre analyse a révélé que les coûts globaux seulement des compteurs intelligents engagés jusqu'à la fin de 2013 par les SDL se chiffraient à 1,4 milliard de dollars, ce qui est substantiellement supérieur aux coûts initiaux de 1 milliard projetés par le Ministère pour le projet. Lorsqu'on ajoute les coûts du Ministère, de la CEO et de la SIERE, on constate que les coûts globaux de la mise en oeuvre de l'Initiative s'élevaient à près de 2 milliards de dollars au moment de notre audit. Des coûts supplémentaires sont attendus à l'avenir, car certaines SDL n'ont pas encore intégré tous leurs coûts de mise en oeuvre aux frais imposés aux abonnés (ces coûts supplémentaires seront soumis à l'examen et à l'approbation de la CEO). De plus, les avantages de l'Initiative, c'est-à-dire la réduction des frais d'exploitation des SDL et des factures d'électricité des abonnés, ont jusqu'à présent été limités. Parmi les SDL que nous avons consultées, 95 % ont dit ne pas avoir réalisé d'économies et leurs frais d'exploitation ont de fait augmenté. En outre, plus de la moitié ont reçu un grand nombre de plaintes des abonnés pour des factures plus élevées et l'absence d'économies.

Principaux défis liés à la mise au point et à l'intégration des systèmes des compteurs intelligents

Dans d'autres administrations, quelques SDL seulement, voire une seule, ont procédé au déploiement massif de compteurs intelligents. La difficulté résidait dans le fait que les 73 SDL de l'Ontario

étaient chacune responsable de l'achat, de l'installation, de l'exploitation et de l'entretien des compteurs intelligents ainsi que de la facturation des abonnés, ce qui a nui à la mise en oeuvre rentable de l'Initiative. Les trois quarts des SDL consultées ont dit que la gestion des données et l'intégration des systèmes figuraient parmi les trois principaux défis liés à l'Initiative, et 83 % ont affirmé qu'il avait été difficile et coûteux d'intégrer leurs systèmes au centre de données provincial. De nombreuses mises à niveau ont été apportées aux systèmes après l'installation des compteurs intelligents, y compris les modifications pour assurer la conformité de l'Ontario aux exigences de divulgation des renseignements de facturation imposées par Mesures Canada.

Cibles de réduction en période de pointe non atteintes

Le but de l'Initiative était d'instaurer la tarification en fonction de l'heure de consommation (tarification FHC) afin de réduire la demande d'électricité en période de pointe. Le Ministère a fixé plusieurs cibles pour réduire la demande de pointe (une réduction de 1 350 MW avant 2007, suivie de 1 350 MW avant 2010, puis une réduction ultérieure de 3 600 MW d'ici 2025). Toutefois, il a été impossible de respecter la cible initiale de réduction de la demande de pointe, de l'ordre de 1 350 MW, car elle devait être atteinte en 2007, soit trois ans avant l'achèvement de l'installation des compteurs intelligents. Pour ce qui est de la deuxième cible de 1 350 MW en 2010, la demande d'électricité de pointe n'a pas diminué et a de fait haussé légèrement d'environ 100 MW entre 2004 et 2010.

Énergie excédentaire de l'Ontario exportée à d'autres administrations à un prix inférieur au coût de revient

La réduction de la demande de pointe devait retarder l'expansion de la capacité de production d'énergie en Ontario et réduire les coûts associés. Au cours de la décennie qui a suivi l'annonce de l'Initiative par le gouvernement, la demande de pointe est demeurée relativement inchangée, mais le Ministère a approuvé d'importantes augmentations des sources de production, dont l'énergie

renouvelable, ce qui a entraîné un excédent d'électricité dans la province. L'impact financier général est que d'autres administrations peuvent acheter l'électricité excédentaire de l'Ontario à un prix de beaucoup inférieur à ce qu'il lui en coûte pour la produire. De 2006 à 2013, le coût total de la production de l'énergie exportée était d'environ 2,6 milliards de dollars de plus que les recettes que la province a tirées des exportations.

Variation des montants sur les factures d'électricité des différentes SDL

Les abonnés paient différents montants pour une consommation identique d'après leur lieu de résidence en Ontario. Cet écart est principalement attribuable aux différents frais de livraison que perçoivent les 73 SDL. Par exemple, une facture résidentielle typique peut fluctuer de 108 à 196 \$ par mois à cause surtout de l'écart des frais de livraison mensuels, variant de 25 à 111 \$, qu'imposent les SDL aux abonnés. La mise en oeuvre de l'Initiative a eu un impact substantiel sur les coûts de chaque SDL, qui a choisi différents compteurs intelligents et solutions de TI pour ses systèmes internes. Le coût par compteur diffère donc pour chaque SDL, variant de 81 à 544 \$, ce qui s'explique principalement par la géographie et les frais initiaux. Par exemple, Hydro One, l'unique société de distribution appartenant à la province, a engagé d'importants frais pour exécuter le projet des compteurs intelligents. À la fin de 2013, elle avait assumé des coûts de 660 millions de dollars, soit près de 50 % des coûts de mise en oeuvre de 1,4 milliard de dollars engagés par les 73 SDL. Malgré tout, Hydro One avait seulement installé 1,2 million de compteurs intelligents, soit environ 25 % des 4,8 millions de compteurs mis en place en Ontario.

Plus de 125 millions des 660 millions de dollars engagés par Hydro One ont été versés à un entrepreneur du secteur privé avec lequel elle avait conclu de nombreux marchés de service, notamment pour l'intégration des systèmes et la gestion de projet, et approuvé un certain nombre d'autorisations de modification. Hydro One a retenu cet

entrepreneur en appliquant plusieurs critères, y compris le prix, mais l'évaluation du prix n'était pas fondée sur les coûts globaux des marchés. Hydro One a expliqué qu'il lui avait été impossible de fixer les coûts des marchés parce que [traduction] « l'intégralité des exigences opérationnelles demeurerait inconnue au moment de diffuser la demande de propositions (DP) ». L'attribution d'un marché dans un processus de DP sans cependant connaître l'ensemble des exigences opérationnelles suscite un risque d'augmentations de coûts considérables, en raison des autorisations de modification.

Impact minime du modèle de tarification FHC sur la réduction de la demande de pointe

L'Initiative a été entreprise pour favoriser l'adoption de la tarification FHC et encourager les utilisateurs à consommer l'électricité pendant les périodes creuses. Cependant, les tarifs FHC et les périodes de consommation peuvent ne pas avoir été conçus de manière efficace pour réduire la demande de pointe comme prévu, particulièrement :

- L'écart entre les tarifs de pointe et hors pointe n'était pas suffisant pour encourager la modification des habitudes de consommation. Lorsque les tarifs FHC ont été adoptés en 2006, le tarif de pointe était le triple du tarif hors pointe. Au moment de notre audit, l'écart était de 1,8 fois seulement à la suite d'importantes hausses de l'ajustement global, un autre élément des factures d'électricité en Ontario. En particulier, le tarif hors pointe a le plus augmenté, soit de 114 %, comparativement à la hausse moindre de 29 % du tarif de pointe. Par conséquent, l'écart entre les deux tarifs a diminué, ce qui a nui à la tarification FHC pour inciter les abonnés à consommer l'électricité durant les périodes creuses.
- La ventilation de la consommation en périodes de pointe, médiane et creuse ne tient pas pleinement compte des tendances actuelles de la demande d'électricité. En particulier, en réponse aux modifications du Règlement de l'Ontario 95/05, en 2010, la CEO a

changé le début de la période creuse, qui est passé de 21 h à 19 h en semaine, faisant de la période de 19 h à 21 h une période creuse, alors que la demande est forte à ces heures.

En 2013, des études distinctes publiées par l'OEO et la CEO ont révélé que les tarifs FHC avaient eu un impact modeste sur les abonnés résidentiels, ayant réduit leur demande de pointe de 3 % seulement, un effet limité ou inconnu sur les petites entreprises et aucun effet sur la conservation d'énergie. Notre examen a également conclu que :

- Parmi les 1,8 million de consommateurs payant des tarifs FHC, seulement 35 % des abonnés résidentiels et 19 % des petites entreprises ont réduit leur consommation de pointe, à l'opposé de la majorité (65 % des abonnés résidentiels et 81 % des petites entreprises), qui ne l'a pas réduite.
- Environ 77 000 abonnés avec des compteurs intelligents payaient des tarifs fixes au lieu de tarifs FHC parce qu'ils avaient signé des contrats à tarif fixe avec des détaillants en électricité, qui ne facturaient pas les tarifs FHC. Les habitudes de consommation des abonnés auprès de détaillants et ceux payant les tarifs FHC étaient presque identiques, ce qui laisse supposer qu'ils n'ont été plus incités par la tarification FHC à modifier leur comportement que la tarification fixe des détaillants.

Manque de transparence auprès des abonnés concernant l'impact substantiel de l'ajustement global sur les tarifs FHC

Les frais d'électricité sur les factures des abonnés comptent deux éléments : le prix courant de l'électricité et l'ajustement global, lequel est ajouté au prix courant surtout pour couvrir les prix garantis payés aux producteurs d'électricité privés de l'Ontario. De 2006 à 2013, l'ajustement global a augmenté de près de 1 200 %, alors que le prix courant moyen a baissé de 46 %. L'ajustement global a eu un impact considérable sur les factures d'électricité des abonnés.

- L'ajustement global payé par tous les abonnés en Ontario s'est accru, passant de 654 millions de dollars en 2006 à 7,7 milliards en 2013. La majorité des producteurs privés, surtout ceux qui produisent de l'énergie renouvelable à un coût plus élevé, seront bientôt connectés, et il est prévu que l'ajustement global augmentera encore plus. De 2006 à 2015, l'ajustement global cumulatif réel et prévu sur 10 ans se chiffre à près de 50 milliards de dollars, soit l'équivalent de presque 5 fois le déficit provincial de 10,5 milliards en 2014. Essentiellement, les 50 milliards proviennent des paiements supplémentaires versés par les abonnés, en plus du prix courant de l'électricité.
- La grande majorité des abonnés résidentiels et des petites entreprises payent l'électricité ventilée selon trois tarifs FHC : hors pointe, médian et de pointe. Ces tarifs devaient inciter les abonnés à consommer pendant les périodes creuses. L'ajustement global représente actuellement environ 70 % de chacun des trois tarifs FHC. Alors que l'ajustement global a substantiellement augmenté et constitue une forte proportion des tarifs FHC, son impact n'est pas transparent pour les abonnés, car il est intégré aux tarifs FHC et n'est pas un élément distinct sur la plupart des factures d'électricité (il est seulement indiqué séparément sur les factures des abonnés ayant signé un contrat avec des détaillants en électricité qui n'offrent pas les tarifs FHC).

Plaintes des abonnés découlant des tarifs FHC et des erreurs de facturation

De nombreuses SDL ne suivent pas ou ne consignent pas la nature ou le type de plaintes qu'elles reçoivent. Elles ne peuvent donc quantifier le nombre de plaintes déposées avant et après l'installation des compteurs intelligents. De plus, elles ne différencient pas les préoccupations soulevées au sujet des compteurs intelligents et de leur système de facturation. En l'absence de suivi

et de surveillance appropriés des préoccupations des abonnés, des renseignements clés n'ont pu être colligés pour cerner et régler en temps opportun les problèmes communs ou récurrents. Les SDL qui suivaient les plaintes ont indiqué que la majorité venait d'abonnés irrités par la tarification FHC qui, à leur avis, avait augmenté leurs factures d'électricité. Chez Hydro One, nous avons relevé les plaintes déposées par des abonnés pour des factures estimatives ou l'absence de factures sur de longues périodes, à cause de problèmes du système de facturation ou de connectivité entre les compteurs intelligents et les systèmes de communication connexes. D'autres plaintes portaient sur des factures erronées parce que les compteurs intelligents étaient reliés à de mauvaises adresses.

Dédoublage des services au centre de données provincial et des systèmes des SDL

Aux termes de l'Initiative, la SIERE doit recouvrer les coûts de 249 millions de dollars pour son centre de données provincial, appelé le Système de gestion et de stockage des données des compteurs, auprès de tous les abonnés résidentiels et les petites entreprises en percevant des frais mensuels de 0,79 \$ pour les compteurs intelligents, qui sont entrés en vigueur en mai 2013 et cesseront en octobre 2018. Ces coûts n'étaient pas compris dans la projection initiale de 1 milliard de dollars établie par la CEO pour mettre en oeuvre l'Initiative.

Près de 812 000 des 4,8 millions de compteurs intelligents installés dans la province n'ont pas transmis de données au centre provincial aux fins de traitement. Même si les abonnés en cause n'ont pas bénéficié des services du centre, ils doivent quand même acquitter des frais mensuels de 0,79 \$ pour les compteurs intelligents, qui totaliseront quelque 42,1 millions de dollars d'ici octobre 2018.

La SIERE détient le pouvoir exclusif de la mise au point et de l'exploitation du centre de données provincial, où sont traitées les données des compteurs intelligents pour la province. Toutefois, elle n'a pas atteint l'objectif d'exploiter le centre de données comme un système central pour le

traitement uniforme et rentable des données, car la majorité des SDL utilisent leurs propres systèmes pour traiter les données des compteurs intelligents (avant leur transmission au centre ou après leur réception de celui-ci) aux fins de la facturation. Le centre de données n'était pas fonctionnel quand certaines SDL ont commencé à installer les compteurs intelligents. Chez les SDL consultées, 88 % ont indiqué que le centre provincial et leurs propres systèmes exécutaient des fonctions similaires, d'où la redondance. Les coûts de ce dédoublement, c'est-à-dire un système à l'échelon provincial et un autre au niveau local, sont facturés aux abonnés. Les frais moyens mensuels pour exploiter les systèmes locaux sont d'environ 0,21 \$ par compteur et sont acquittés par les abonnés, en plus des frais mensuels de 0,79 \$ pour les compteurs intelligents.

Limites du traitement des données des compteurs intelligents au centre de données provincial et par les SDL

Plusieurs limites dans le traitement des données des compteurs intelligents par le centre provincial et dans les processus opérationnels des SDL ont nui à la qualité et à l'utilité des données, ce qui a eu un impact sur la facturation des abonnés. Ces limites se rapportaient à des situations comme le remplacement des compteurs et les pannes d'électricité. De plus, la moitié des SDL consultées ont indiqué que les capacités d'extraction et d'interrogation des données du centre provincial étaient limitées. En août 2013, la SIERE a avisé son conseil d'administration que la capacité du centre provincial avait initialement été suffisante pour gérer les interrogations de données, mais qu'il n'avait pas été conçu pour le volume croissant de demandes d'extraction venant des SDL.

Modalités ambiguës du marché concernant les frais d'exploitation du centre de données provincial

En 2006, la SIERE et un entrepreneur privé ont signé un marché de cinq ans, avec une possibilité de prolongation de deux ans, pour mettre au point, mettre en place et exploiter le centre de données provincial. La SIERE a versé 81,7 millions

de dollars à l'entrepreneur pour des services jusqu'en mars 2013. Toutefois, le montant annuel de 13,4 millions au cours de la prolongation de deux ans était près du double du montant annuel de 6,8 millions pour la période de 5 ans. La SIERE a expliqué en partie cette hausse par les coûts supplémentaires des modifications du centre de données et le nombre plus élevé de compteurs installés pendant la prolongation de deux ans. À notre avis, les coûts accrus étaient surtout attribuables à une erreur commise dans une modification du marché, qui ne précisait pas les droits à verser pendant la prolongation. La SIERE a indiqué qu'il s'agissait d'une omission de sa part ainsi que de l'entrepreneur et de leurs avocats respectifs, et parce que l'entrepreneur avait essuyé des pertes dans le cadre du marché, l'erreur lui offrait l'occasion d'améliorer sa situation financière.

Surveillance insuffisante du risque d'incendie lié aux compteurs intelligents

Des incendies ont été causés par des compteurs intelligents en Ontario et dans d'autres administrations. Toutefois, des renseignements exacts et complets sur les incendies n'étaient pas disponibles en Ontario afin de pouvoir déterminer et surveiller l'ampleur du problème dans la province. Des éléments de preuve empiriques seulement étaient disponibles, indiquant trois causes possibles des incendies : l'installation inappropriée des compteurs intelligents, des compteurs intelligents défectueux, et des problèmes avec les anciens socles sur lesquels les compteurs étaient montés.

RÉPONSE GLOBALE DU MINISTÈRE

Les réseaux d'électricité partout dans le monde s'adaptent pour répondre aux demandes nouvelles et complexes découlant des percées technologiques et des attentes des consommateurs. En 2004, la province a pris des mesures vigoureuses pour moderniser son réseau électrique lorsqu'elle a annoncé l'Initiative des compteurs intelligents.

Le Ministère reconnaît que l'Initiative était complexe et difficile en raison de l'échéancier ambitieux de l'installation des compteurs intelligents en 2010 et de la structure interne du secteur de distribution, comptant plus de 70 SDL.

Afin de relever ces défis, le Ministère, la SIERE, la CEO et les SDL ont collaboré pour que l'Ontario soit l'une des premières administrations en Amérique du Nord à adopter les compteurs intelligents.

Le déploiement de 4,8 millions de compteurs intelligents a procuré plusieurs avantages à la province, notamment la capacité des consommateurs de réagir aux signaux de prix. À l'avenir, les compteurs intelligents continueront d'assurer l'optimisation des ressources de l'Ontario, car ils constituent la technologie de base pour un réseau moderne qui utilise les technologies et les applications émergentes, comme les véhicules et les accumulateurs électriques et d'autres innovations, afin de domotiser encore plus les maisons en Ontario.

Le Ministère tiendra compte des recommandations du rapport de la vérificatrice générale dans son travail en partenariat avec ses organismes et le secteur parapublic, afin de soutenir à l'avenir les initiatives des compteurs intelligents et de rentabiliser les investissements connexes.

Constatations détaillées de l'audit

Gouvernance et surveillance de la planification et de la mise en oeuvre

En avril 2004, le gouvernement de l'Ontario a annoncé l'Initiative des compteurs intelligents – le premier et le plus important déploiement de compteurs intelligents au Canada – et a fixé des cibles ambitieuses en vue d'installer des compteurs

intelligents chez l'ensemble des abonnés résidentiels et des petites entreprises avant 2010, avec un objectif provisoire de 800 000 installations avant 2007. En raison de l'importance et de la complexité de l'Initiative, le Ministère a assumé et continue d'assumer une responsabilité courante et ultime à titre de planificateur central, afin d'assurer l'efficacité de la gouvernance et de la gestion de projet pour surveiller la planification et la mise en oeuvre.

Justification et planification insuffisantes de l'Initiative

Un principe clé de l'efficacité de la gouvernance et de la gestion de projet est l'utilisation d'une information exhaustive et pertinente sur les coûts, les avantages et les risques afin de déterminer si un projet est rentable et viable en permanence. Cela permet d'investir les fonds seulement si on en retire des bénéfices nets continus. Habituellement, les analyses de rentabilité et les dossiers d'analyse sont deux moyens d'évaluer la rentabilité d'un projet, d'assurer la prise de décisions judicieuses et de déterminer l'impact sur les intéressés, dans ce cas, les abonnés de l'électricité. Comme il est mentionné dans les sections suivantes, nous avons constaté que la justification et la planification de l'Initiative étaient insuffisantes.

Une analyse de rentabilité n'a pas été effectuée avant d'annoncer l'Initiative

Les principales parties à la mise en oeuvre de l'Initiative, y compris le Ministère, la CEO et la SIERE, ont confirmé qu'une analyse de rentabilité ou un dossier d'analyse n'avait pas été élaboré avant que le gouvernement annonce l'Initiative en avril 2004. Particulièrement, la CEO a affirmé ne pas avoir entrepris d'étude de rentabilité, car le Ministère lui avait seulement demandé d'élaborer un plan de mise en oeuvre (voir la **figure 2**). Cependant, dans son plan, la CEO a indiqué que de nombreux intervenants et abonnés avaient soulevé des préoccupations à cause de l'absence d'analyse de rentabilité

et qu'ils croyaient, en particulier, que les compteurs intelligents n'étaient pas justifiés pour les abonnés utilisant peu d'électricité. De plus, la haute direction de la SIERE avait demandé au Ministère à plusieurs reprises un dossier d'analyse à l'appui de l'Initiative, mais aucun ne lui a été présenté.

Notre recherche a révélé que d'autres administrations avaient initialement et constamment évalué la rentabilité et la faisabilité de leur programme de compteurs intelligents. Par exemple :

- La Colombie-Britannique a lancé un programme de compteurs intelligents en 2011 après que BC Hydro a dressé un dossier d'analyse en 2006, qui a été actualisé en 2010 après l'évolution continue de l'industrie et de la technologie des compteurs intelligents. Le dossier résumait les flux de trésorerie liés aux coûts et aux bénéfices sur une période de 20 ans, et estimait l'impact annuel sur les factures d'électricité. En réponse aux abonnés qui ne voulaient pas de compteur intelligent, BC Hydro a annoncé, en juillet 2013, qu'ils pouvaient ne pas participer au programme s'ils payaient des frais mensuels pour couvrir le coût de la lecture manuelle des compteurs.
- Le gouvernement de l'Australie à Victoria a commandé deux études de rentabilité en 2004 et 2005, sur lesquelles il s'était fondé pour décider, en 2006, d'imposer l'installation des compteurs intelligents dans toutes les maisons et petites entreprises. Toutefois, l'Australian Government Productivity Commission a conclu, en 2012, qu'une analyse de rentabilisation inadéquate avait été effectuée et que, dans l'ensemble, la décision d'installer les compteurs intelligents semblait prématurée ou mal planifiée en raison de connaissances insuffisantes sur la technologie des compteurs intelligents ainsi que les coûts et les risques associés.
- En juillet 2013, le gouvernement allemand a publié une étude, qui analysait les coûts et les avantages de la mise en oeuvre intégrale des compteurs intelligents. L'étude a conclu

que les compteurs intelligents n'étaient pas rentables pour les petits abonnés parce que les économies éventuelles seraient neutralisées par les coûts d'achat, d'installation et d'exploitation. Le gouvernement allemand a conclu qu'il n'était pas dans l'intérêt des abonnés de donner suite à la recommandation de 2009 de l'Union européenne, à savoir que les États membres fournissent des compteurs intelligents à 80 % des abonnés d'ici 2020. Il a plutôt proposé une mise en oeuvre adaptée aux différents groupes d'abonnés en fonction de la quantité d'électricité consommée.

- Le gouvernement britannique a amorcé les préparatifs de son programme de compteurs intelligents en 2009 et a approuvé un dossier d'analyse deux ans plus tard. Il a mené des évaluations ultérieures en janvier 2014 pour actualiser les estimations initiales de coûts et d'avantages, et a élaboré une stratégie générale au milieu de 2014 relativement à l'installation de compteurs intelligents dans toutes les maisons et petites entreprises d'ici 2020.

Comparée à l'expérience de ces autres administrations, la mise en oeuvre de l'Initiative en Ontario, qui ne reposait pas sur une analyse de rentabilité adéquate afin d'appuyer la décision initiale d'installer les compteurs intelligents, a exposé la province à des risques imprévus et à des coûts inconnus.

Occultation du rôle d'organisme de réglementation indépendant de la CEO

Peu après que le gouvernement a annoncé l'Initiative en avril 2004, le ministre a publié une directive, en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, demandant à la CEO d'élaborer un plan de mise en oeuvre pour atteindre les cibles du gouvernement concernant les compteurs intelligents. La Loi autorise le ministre à demander à la CEP de promouvoir la conservation de l'électricité d'une manière conforme à la politique gouvernementale. Le Ministère a aussi engagé un

consultant externe en janvier 2005 pour analyser différentes stratégies de mise en oeuvre et estimer les avantages des compteurs intelligents.

À la fois la Loi et la directive investissent le ministre du pouvoir de passer outre au rôle d'organisme de réglementation de la CEO (une société de la Couronne indépendante qui est responsable de la réglementation des secteurs de l'électricité et du gaz naturel de l'Ontario dans l'intérêt du public) relativement à l'Initiative. Le mandat de la CEO comprend la protection des intérêts des consommateurs concernant les tarifs d'électricité. Toutefois, au lieu d'effectuer une analyse de rentabilité pour justifier sa décision et de la soumettre à l'examen indépendant et à l'évaluation objective de la CEO, le Ministère, à titre de proposant de l'Initiative, a demandé à la CEO d'élaborer un plan de mise en oeuvre et de projeter les coûts des compteurs intelligents, comme il est expliqué dans la section qui suit.

L'analyse de rentabilité, effectuée après l'annonce de l'Initiative, était viciée

Dans le plan de mise en oeuvre présenté par la CEO au Ministère en janvier 2005, les coûts projetés pour mettre en oeuvre l'Initiative s'élevaient à 1 milliard de dollars, en plus de l'augmentation annuelle nette de 50 millions des frais d'exploitation des SDL provinciales. Le rapport d'un consultant indépendant, déposé au Ministère 3 mois après le plan de mise en oeuvre de la CEO, projetait des avantages globaux de l'ordre de 1,6 milliard de dollars sur 15 ans découlant des compteurs intelligents, qui proviendraient de quatre sources (voir la **figure 4**). La moitié environ des avantages projetés seraient tirés de la réduction des frais d'exploitation des SDL et des frais d'énergie des abonnés, et l'autre moitié, du report ou de l'annulation de l'expansion de la capacité de production d'énergie et des réseaux de transport et de distribution.

Après avoir pris en compte le plan de mise en oeuvre de la CEO et le rapport du consultant et consulté les SDL, le Ministère a demandé

Figure 4 : Résumé du bénéfice net projeté de l'Initiative des compteurs intelligents (en milliards de dollars)

Source des données : ministère de l'Énergie

	Montant approximatif
Réduction des coûts d'exploitation des entreprises de distribution	0,4
Réduction des coûts de l'énergie pour les consommateurs	0,4
Évitement de l'augmentation de la capacité de production	0,6
Report ou évitement de l'expansion des systèmes de transport et de distribution	0,2
Total du bénéfice projeté¹	1,6
Total des coûts de mise en oeuvre projetés²	(1,0)
Bénéfice net projeté	0,6

1. Bénéfice projeté par un consultant de l'extérieur engagé par le Ministère.

2. Coût projeté par la CEO.

L'approbation du Cabinet pour procéder à l'Initiative dans une approche en deux volets : la possession décentralisée des compteurs intelligents par les SDL et la gestion centralisée des données par un organisme provincial (voir la **figure 2** et la section **Systèmes de traitement des données des compteurs intelligents et leurs coûts**). Dans sa demande au Cabinet d'octobre 2005, le Ministère a indiqué que les compteurs intelligents procureraient des bénéfices nets de près de 600 millions de dollars sur 15 ans. Comme le montre la **figure 4**, le Ministère est arrivé à ce chiffre simplement en soustrayant les coûts de mise en oeuvre projetés de 1 milliard de dollars dans le plan de la CEO des bénéfices projetés de 1,6 milliard sur 15 ans dans le rapport du consultant. À notre avis, les bénéfices nets de 600 millions étaient surestimés, car ils ne comprenaient pas l'augmentation annuelle nette des frais d'exploitation des SDL, de l'ordre de 50 millions, projetés dans le plan de la CEO. Si l'on tient compte de l'augmentation annuelle de 50 millions, les bénéfices nets projetés sur 15 ans seraient 7 fois moins importants, passant de 600 à 88 millions en dollars courants.

Inefficacité de la mise en oeuvre et de la surveillance de l'Initiative

Compte tenu de l'ampleur de l'Initiative et du risque élevé associé à la nouvelle technologie, sa mise en oeuvre aurait dû faire l'objet d'une gouvernance et d'une surveillance rigoureuses. Cependant, nous avons relevé les problèmes suivants concernant les cibles de réduction de la demande d'électricité de pointe, l'évaluation des changements sur le marché de l'électricité, et le suivi des coûts et des avantages associés aux compteurs intelligents.

Cibles de réduction de la demande de pointe non atteintes

L'objectif clé de l'Initiative était de réduire la demande d'électricité de pointe, de façon à différer l'expansion nécessaire de la capacité de production d'énergie en Ontario. Au cours de la décennie qui a suivi l'annonce de l'Initiative, la province a approuvé d'importantes augmentations de nouvelles sources de production, y compris l'énergie renouvelable, et l'approvisionnement énergétique a augmenté de 12 %. Pendant cette période, la demande d'électricité moyenne a diminué de 8 % à cause du ralentissement économique et d'autres efforts de conservation, notamment les nouveaux électroménagers éconergétiques. Malgré la réduction de la demande moyenne, la demande de pointe est essentiellement demeurée la même durant cette période.

Le Ministère a fait savoir que l'Initiative constituait une composante seulement du plan général de conservation d'électricité du gouvernement et n'avait donc pas fixé de cible particulière pour les compteurs intelligents. Il a plutôt établi plusieurs objectifs de réduction de la demande de pointe pour mesurer la conservation d'électricité globale, y compris une réduction de 1 350 MW avant 2007, suivie de 1 350 MW avant 2010, puis une réduction ultérieure de 3 600 MW d'ici 2025. Nous avons constaté ce qui suit :

- La cible initiale de réduire de 1 350 MW la demande de pointe était hors de propos de

l'Initiative parce qu'elle devait être atteinte en 2007, c'est-à-dire 3 ans avant la fin de l'installation des compteurs intelligents.

- La deuxième cible de 1 350 MW avant 2010 (réduction totale de 2 700 MW) était aussi hors de propos de l'Initiative qui n'avait pas été pleinement mise en oeuvre en 2010. Même si près de 4,6 millions d'abonnés avaient un compteur intelligent à la fin de 2010, environ un tiers seulement (ou 1,6 million) était facturé en fonction de l'heure de consommation. En réalité, la demande de pointe a légèrement augmenté d'environ 100 MW, passant de 24 979 MW en 2004 à 25 075 MW en 2010. Concernant ses mesures par rapport aux cibles, le Ministère a indiqué qu'au 31 décembre 2010, la demande de pointe avait diminué d'environ 1 800 MW, comparativement aux prévisions et aux données sur la demande de pointe redressée en fonction de la température plutôt qu'aux données sur la demande réelle. Quoi qu'il en soit, la cible de réduction de 2 700 MW de 2010 n'avait toujours pas été atteinte. Depuis 2010, la demande de pointe réelle est demeurée relativement stable.

Les changements continus sur le marché de l'électricité n'ont pas été évalués ni pris en compte de façon adéquate

Le secteur de l'électricité a évolué rapidement, d'où l'importance d'une planification adéquate accompagnée de l'évaluation et de la surveillance continues des plans, afin d'anticiper les risques et les coûts potentiels associés à de nouvelles initiatives d'électricité. Nous avons cependant constaté que l'Initiative a été mise en oeuvre sans faire l'objet d'une réévaluation périodique adéquate de l'offre et de la demande d'électricité dans la province pendant toute la période de mise en oeuvre.

Au début de la mise en oeuvre en 2006, la demande d'électricité avait diminué en Ontario dans la foulée de la récession et d'autres efforts

de conservation. Pourtant, au lieu de réagir à la demande réduite, la province a approuvé d'importantes augmentations de la capacité de production d'énergie pour remplacer les centrales au charbon et a maintenu l'échéancier ambitieux de la mise en oeuvre de l'Initiative. Par conséquent, l'offre d'énergie disponible n'a cessé de s'accroître et a été constamment supérieure à la demande de pointe, ce qui a nui à l'efficacité de l'Initiative et d'autres programmes de conservation. Bien que la SIERE soit tenue de maintenir une réserve opérationnelle se situant entre 1 300 et 1 600 MW pour les urgences et d'autres imprévus, nous avons remarqué que depuis 2009, l'énergie excédentaire disponible de 4 000 à 5 900 MW était de beaucoup supérieure à la réserve requise. La SIERE s'attend à ce que l'excédent se maintienne en 2015, mais pourrait diminuer dans la seconde moitié de la décennie lorsque plusieurs centrales nucléaires seront réhabilitées ou désaffectées.

L'Ontario exporte la majorité de son excédent d'énergie aux États-Unis sur le réseau de transport relié à celui des administrations voisines, y compris New York, Michigan et Minnesota. Nous avons noté que les exportations nettes ont augmenté de 158 %, soit de 5,2 TWh en 2006 à 13,4 TWh en 2013, comptant respectivement pour 3 et 9 % de la production totale de l'Ontario.

Cependant, le prix à l'exportation a été de beaucoup inférieur au coût de production réel. En moyenne, les autres administrations ont payé environ 0,03 ou 0,04 \$ le kWh, alors que les abonnés ontariens ont payé plus de 0,08 \$ le kWh pour produire l'énergie à cause de l'ajustement global, qui s'ajoute au prix courant de l'électricité (voir la section **Manque de transparence auprès des abonnés concernant l'impact substantiel de l'ajustement global sur les tarifs FHC**). Le coût total pour produire l'énergie exportée se chiffrait à près de 2,6 milliards de dollars de plus que les recettes d'exportation qu'a touchées l'Ontario entre 2006 et 2013. Comme les abonnés ontariens devraient quand même acquitter les frais pour produire l'énergie excédentaire même si celle-ci n'était

pas exportée, les recettes d'exportation ont été en partie appliquées à l'ajustement global.

Non-surveillance des coûts et des avantages

Le Ministère n'a pas mis à jour les coûts et les avantages projetés établis au début de 2005 dans le processus de mise en oeuvre et n'a pas suivi les coûts et avantages réels afin de déterminer le montant des bénéfices nets réalisés. Nous avons effectué notre propre analyse pour déterminer les coûts et les avantages réels jusqu'à présent, et avons fait les constatations suivantes :

- Concernant les coûts, la CEO a confirmé ne pas avoir de processus pour vérifier ou actualiser ses coûts de mise en oeuvre projetés de 1 milliard de dollars ou les comparer aux coûts réels, car le ministre n'avait pas officiellement approuvé son plan de mise en oeuvre. Après avoir examiné l'information présentée par les SDL à la CEO, nous avons calculé que les coûts qu'elles ont engagés pour mettre en oeuvre l'Initiative totalisaient environ 1,4 milliard de dollars jusqu'à la fin de 2013, ou 400 millions de plus que les coûts projetés dans le plan de la CEO. Le total définitif sera encore plus élevé, car certaines SDL procédaient à la mise en oeuvre au moment de notre audit et n'avaient pas soumis tous leurs coûts à l'examen de la CEO. Celle-ci a aussi fait savoir que le Ministère, la SIERE et les SDL avaient engagé des coûts additionnels pour des activités qui ont suivi la préparation du plan de la CEO, y compris la mise au point, la mise en place et l'exploitation du centre de données provincial à un coût d'environ 249 millions (voir la section **Facturation aux abonnés des services redondants ou inutilisés du centre de données provincial**). Comme le montre la **figure 5**, le total approximatif des coûts de mise en oeuvre de l'Initiative s'élevait à 2 milliards de dollars en mai 2014.
- Concernant les avantages, seulement 5 % des SDL consultées ont déclaré des économies opérationnelles, qu'elles attribuent principalement au fait qu'elles ne dépêchent plus de personnel pour prendre les relevés des compteurs, et les économies déclarées étaient minimales. Les 95 % restants des SDL n'ont pas réalisé d'économies, et leurs frais d'exploitation des compteurs intelligents depuis leur mise en service avaient de fait augmenté. D'ailleurs, les économies des abonnés ont été jusqu'ici minimales, ce qui est contraire aux communications au public du gouvernement, à savoir que les compteurs intelligents et la tarification FHC produiraient des économies et réduiraient les factures d'électricité si les électroménagers étaient utilisés pendant les périodes creuses. De fait, plus de la moitié des SDL consultées ont reçu un fort volume de plaintes pour les factures plus élevées et l'absence d'économies, qui ont été déposées par les abonnés ayant des compteurs intelligents et acquittant les tarifs en fonction de l'heure de consommation (voir l'**annexe 1**). En outre, plusieurs grandes SDL ont analysé un échantillon d'abonnés résidentiels et conclu que la majorité ne verrait aucune réduction de leurs factures après l'adoption de la tarification FHC. Ainsi, deux des quatre avantages projetés indiqués à la **figure 4** (la réduction des frais d'exploitation des SDL et des coûts d'énergie des abonnés) ne se sont pas concrétisés. Les deux autres (la non-expansion de la capacité de production d'énergie et le report ou l'annulation de l'expansion des réseaux de transport et de distribution) n'ont pas encore été réalisés, car, comme il a été mentionné auparavant, la cible de réduction de la demande de pointe en 2010 n'a pas été atteinte et la demande de pointe réelle est demeurée relativement stable depuis 2010.

Figure 5 : Résumé des coûts engagés par les entités participant à l'Initiative des compteurs intelligents, 2005-2014

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

Entité	Date	Description des coûts	Coût approx. (en milliers de dollars)	Section du rapport (s'il y a lieu)
Ministère de l'Énergie	Janv. 2005– avr. 2005	Engagement d'un consultant de l'extérieur pour élaborer une stratégie de mise en oeuvre et estimer les avantages des compteurs intelligents	160 ¹	Inefficacité de la mise en oeuvre et de la surveillance de l'Initiative des compteurs intelligents
	Nov. 2005– avr. 2006	Engagement d'experts pour le soutien technique, juridique et de système au début de la mise en oeuvre de l'Initiative des compteurs intelligents	400 ¹	
	2006–2010	Élaboration de modèles et de matériel de communication que les entreprises de distribution peuvent utiliser pour aider le public à comprendre le fonctionnement des compteurs intelligents et les sensibiliser à cette initiative	640 ¹	
Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO)	Juill. 2004– janv. 2005	Élaboration du plan de mise en oeuvre de l'Initiative des compteurs intelligents à la demande du ministre	420	Inefficacité de la mise en oeuvre et de la surveillance de l'Initiative des compteurs intelligents
	Nov. 2010– mai 2014	Engagement d'un consultant de l'extérieur pour l'établissement des tarifs selon l'heure de consommation (THC)	410	Manque de transparence concernant l'importance de l'impact de l'ajustement global sur les tarifs selon l'heure de consommation
	Mars 2013– mars 2014	Engagement d'un consultant de l'extérieur pour qu'il évalue l'impact des THC sur les habitudes de consommation	180	Manque de transparence concernant l'importance de l'impact de l'ajustement global sur les tarifs selon l'heure de consommation
Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE)	2006–2014	Mise sur pied, mise en oeuvre et exploitation d'une Entité responsable des compteurs intelligents et d'un centre de données provincial	160 000 ^{1,2}	Facturation de services redondants ou inutilisés
Entreprises de distribution locales	2006–2013	Mise en oeuvre de l'Initiative des compteurs intelligents	1 400 000 ³	Inefficacité de la mise en oeuvre et de la surveillance de l'Initiative des compteurs intelligents
	2005–2014	Élimination des compteurs analogues traditionnels	400 000 ⁴	Coûts additionnels de la mise en oeuvre de l'Initiative des compteurs intelligents
Total			1 962 210⁵	

- Couvre les activités ajoutées après la diffusion du plan de mise en oeuvre 2005 de la CEO et celles qui dépassent la portée originale de l'Initiative des compteurs intelligents.
- La CEO a approuvé un total de 249 millions de dollars jusqu'en 2017. Ce coût est récupéré auprès des consommateurs, qui doivent payer des frais mensuels de 79 cents dans le cadre de l'Initiative des compteurs intelligents. Le montant jusqu'en 2014 était d'environ 160 millions de dollars.
- Hydro One représentait plus de 660 millions de dollars sur le total de 1,4 milliard de dollars dépensé par les 73 entreprises de distribution. Sur le total de 1,4 milliard de dollars, un montant d'environ 500 millions de dollars (surtout de Hydro One) fait l'objet d'un examen par la CEO, qui ne l'a pas encore approuvé.
- Nous avons examiné l'estimation effectuée par la CEO en 2005 et conclu que celle-ci constituait une estimation raisonnable du total des coûts échoués.
- Voir la figure 15 pour connaître les autres coûts liés au réseau et engagés par les entreprises de distribution que nous avons interviewées et sondées.

RECOMMANDATION 1

Pour que les importantes initiatives futures visant le secteur de l'électricité soient mises en oeuvre de manière rentable et parviennent aux fins prévues, le ministère de l'Énergie doit :

- effectuer une analyse de rentabilité ou élaborer un dossier d'analyse avant de mettre en oeuvre une initiative afin d'en évaluer les coûts, les avantages et les risques;
- passer en revue le rôle de la Commission de l'énergie de l'Ontario à titre d'organisme de réglementation indépendant lorsque sont émises des directives ministérielles ayant un impact sur les tarifs d'électricité;
- envisager différents scénarios ou solutions de rechange dans le processus de planification afin d'évaluer les risques possibles et les imprévus;
- réévaluer et actualiser périodiquement le plan de mise en oeuvre pour relever les conditions changeantes et les événements imprévus sur le marché de l'électricité et y réagir.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

En conformité avec les pratiques exemplaires, le Ministère veillera à achever une analyse adéquate avant de mettre en oeuvre d'importantes initiatives. De plus, il entend continuer de travailler avec les intervenants du secteur dans une approche en partenariat pour planifier adéquatement les initiatives intersectorielles et tenir compte de leurs rôles respectifs.

Parallèlement, le Ministère est sensible à la nécessité d'évaluer régulièrement les programmes afin de maximiser les gains d'efficacité. À cette fin, il s'engage à collaborer avec ses organismes pour réévaluer le déploiement des compteurs intelligents, y compris leurs avantages potentiels dans la mise en place d'un réseau intelligent en Ontario.

Impacts de la facturation des tarifs d'électricité sur les abonnés

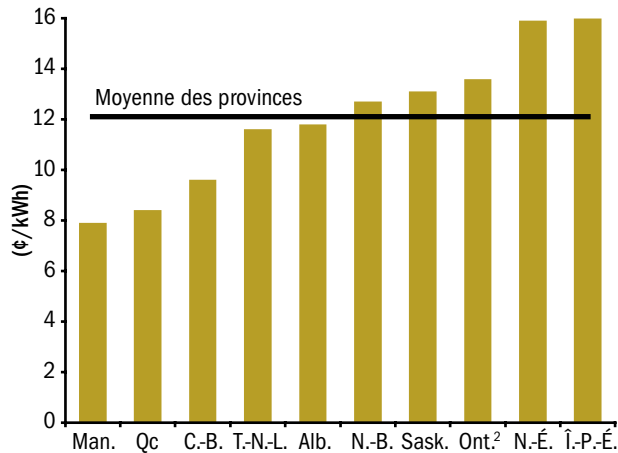
Notre recherche a relevé que les factures d'électricité moyennes des abonnés résidentiels et des petites entreprises en Ontario figurent parmi les plus élevées au Canada, comme le montre la **figure 6**. Les factures d'électricité ordinaires des abonnés résidentiels et des petites entreprises de l'Ontario renferment les quatre catégories de frais suivantes : les frais d'électricité, les frais de livraison, les frais réglementés, et la redevance de liquidation de la dette. L'Initiative a eu un impact sur les deux principales catégories : les frais d'électricité et de livraison (voir la **figure 7**). Il existe trois principales méthodes de tarification des frais d'électricité, illustrées à la **figure 8**. Plus de 90 % des abonnés résidentiels et des petites entreprises payent ces tarifs établis sur la base de la tarification FHC et déterminés par les compteurs intelligents qui mesurent la durée d'utilisation réelle de l'électricité. Les autres 10 % payent soit un tarif double, souvent parce qu'ils habitent à des endroits où il est impossible ou non rentable d'installer des compteurs intelligents, soit des tarifs fixes dans le cadre d'un contrat avec un détaillant en électricité, qui n'offre pas la tarification FHC.

Manque de transparence auprès des abonnés concernant l'impact substantiel de l'ajustement global sur les tarifs FHC

Les frais d'électricité comptent pour plus de moitié d'une facture d'électricité résidentielle ordinaire, comme le montre la **figure 7**, et comprennent deux éléments : le prix courant de l'électricité et l'ajustement global. Ce deuxième élément est un supplément, imposé par une décision de politique du gouvernement, qui s'ajoute au prix courant de l'électricité principalement pour couvrir l'écart entre les prix garantis payés aux producteurs d'énergie privés et le prix courant. Il a été adopté parce que la majorité des producteurs d'énergie en

Figure 6 : Comparaison de la facture d'électricité moyenne (excluant les taxes) pour les ménages et les petites entreprises¹ selon la province, au 1^{er} avril 2014 (¢/kWh)

Source des données : Hydro Québec



1. La facture d'électricité des ménages se fondait sur une consommation moyenne de 750 kWh/mois. La facture d'électricité des petites entreprises se fondait sur une demande moyenne de 40 kW/mois.
2. La moyenne de l'Ontario comprend la Prestation ontarienne pour l'énergie propre, qui correspond à une remise de 10 % sur la facture d'électricité totale (voir la figure 7).

Ontario ont conclu des marchés avec la province, qui leur paie plus que le prix courant. Par exemple, la plupart des producteurs d'énergie renouvelable, comme l'énergie éolienne ou solaire, ont conclu un marché avec l'OEO, aux termes du programme de tarifs de rachat garantis, qui offre aux producteurs d'énergie éolienne un tarif de 11,5 ¢/kWh et aux producteurs d'énergie solaire un tarif se situant entre 28,8 et 39,6 ¢/kWh. Ces tarifs contractuels sont beaucoup plus élevés que le prix courant moyen de l'électricité, soit d'environ 3 ¢/kWh.

Dans notre examen des tendances relatives aux frais d'électricité, nous avons remarqué que l'ajustement global a continué d'augmenter, à un point tel qu'il est maintenant beaucoup plus élevé que le prix courant. Cette situation s'explique par les nombreux nouveaux producteurs, surtout du secteur de l'énergie renouvelable, ayant signé des marchés à long terme qui se connectent, alors que le prix courant a baissé en raison de l'offre excédentaire et ne correspond plus aux tarifs garantis dans les marchés. Comme le montre la **figure 9**,

l'ajustement global a augmenté d'un taux exponentiel de 1 200 % entre 2006 et 2013, passant de 0,4 à 5,5 ¢/kWh, et devrait monter à 6,7 ¢/kWh d'ici 2015. Au cours de cette période, le prix courant moyen de l'électricité a régressé de 46 %, soit de 4,9 à 2,7 ¢/kWh, et devrait s'établir à 2,4 ¢/kWh d'ici 2015 en raison de l'offre croissante.

L'ajustement global facturé aux abonnés a augmenté, passant de 654 millions de dollars en 2006 à 7,7 milliards en 2013 (voir la **figure 10**). Alors que d'autres nouveaux producteurs d'énergie, surtout renouvelable, devraient commencer leur production d'énergie à des tarifs contractuels plus élevés, l'ajustement global augmentera encore plus, c'est-à-dire à 8,5 milliards en 2014 et 9,4 milliards en 2015. De 2006 à 2015, l'ajustement global cumulatif réel et projeté sur 10 ans devrait se chiffrer à près de 50 milliards, ce qui constitue des frais supplémentaires imposés aux abonnés en plus du prix courant. Pour mettre 50 milliards de dollars en perspective, ce chiffre :

- est suffisant pour couvrir près de 5 fois le déficit de 10,5 milliards de la province en 2014;
- est suffisant pour payer le salaire annuel d'environ 2,3 millions d'Ontariens travaillant à temps plein au salaire minimal;
- est près de 7,5 fois plus élevé que les dépenses de 6,6 milliards engagées en 2012-2013 pour les programmes d'aide sociale, p. ex. le Programme ontarien de soutien aux personnes handicapées et Ontario au travail, qui sont administrés par le ministère des Services sociaux et communautaires.

Pour les abonnés dont les frais d'électricité sont basés sur la tarification FHC, l'ajustement global représente actuellement environ 70 % de chaque tarif FHC. Même si l'ajustement global s'est accru considérablement et représente une proportion substantielle des tarifs FHC, son impact n'est pas transparent pour la majorité des abonnés, car il ne figure pas sur les factures d'électricité à titre d'élément distinct. Il est plutôt intégré aux tarifs FHC utilisés pour calculer les frais d'électricité. (Comme le montre la **figure 8**, l'ajustement global

Figure 7 : Éléments de la facture d'électricité avec exemples, 2013 (ménage type consommant en moyenne 800 kWh/mois)

Source des données : Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO)

Élément de la facture	Description	Exemples		Moyenne des entreprises (\$)
		Entreprise de distribution A (\$)	Entreprise de distribution B (\$)	
Frais d'électricité	Coût de l'électricité réellement consommée. La présentation de ces frais sur les factures varie, selon que le consommateur achète son électricité auprès d'une entreprise de distribution ou qu'il a signé un contrat avec un détaillant. Plus de 90 % des petits consommateurs (ménages et petites entreprises) paient des tarifs selon l'heure de consommation enregistrée par les compteurs intelligents (voir la figure 6).	71,1	71,1	71,1
Frais de livraison*	Coût de la livraison de l'électricité produite par les centrales aux consommateurs par la voie de réseaux à haute tension (transport) et à basse tension (distribution). Le transport est principalement pris en charge par Hydro One, tandis que la distribution est assurée par les entreprises de distribution, y compris Hydro One. Les coûts associés à la mise en service et à l'exploitation des compteurs intelligents sont inclus dans ce poste et varient d'une entreprise de distribution à l'autre, les frais étant généralement plus élevés dans les régions rurales ou éloignées.	24,9	110,6	43,6
Frais réglementaires	Coûts associés à l'exploitation du réseau électrique et au maintien de sa fiabilité dans toute la province. Ils comprennent les frais d'exploitation de la SIERE et de l'Office de l'électricité de l'Ontario ainsi qu'une partie des coûts administratifs des entreprises de distribution locales.	4,9	5,1	5,0
Redevance de liquidation de la dette	Frais imposés par le gouvernement pour aider à acquitter le reliquat de la dette insurmontable de l'ancienne Ontario Hydro qui n'a pas pu être financé par d'autres revenus. Le budget de 2014 proposait d'éliminer cette redevance pour les ménages après le 31 décembre 2015.	5,6	5,6	5,3
Facture d'électricité avant taxe et prestation		106,5	192,4	125,0
Taxe de vente harmonisée	Taxe de 13 % entrée en vigueur le 1 ^{er} juillet 2010. Elle remplace la taxe fédérale sur les produits et services (TPS) et la taxe de vente provinciale (TVP).	13,9	25,0	16,3
Prestation ontarienne pour l'énergie propre	Remise de 10 % sur la facture totale d'électricité applicable à la première tranche de 3 000 kWh d'électricité consommée par mois. La remise est en vigueur de 2011 à 2015. Son coût annuel est financé par les contribuables.	(12,0)	(21,8)	(14,1)
Facture d'électricité totale		108,4	195,6	127,2

* Les frais de livraison de chaque entreprise de distribution en Ontario figurent à l'annexe 2.

Figure 8 : Méthodes d'établissement des frais d'électricité

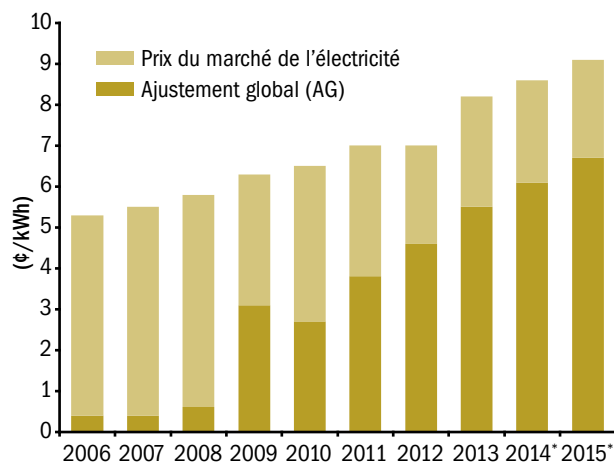
Source des données : Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO)

Méthode d'établissement des frais	Tarifcation selon l'heure de consommation (THC)	Tarifcation à paliers	Contrat de vente au détail
Fournisseur d'électricité	Entreprise de distribution locale	Entreprise de distribution locale	Détaillant en électricité
Frais d'électricité fondés sur l'heure de consommation?	OUI Les taux varient selon l'heure de consommation, car les coûts augmentent avec la demande (ils sont plus élevés durant la journée en semaine et plus faibles en soirée, la nuit, les fins de semaine et les jours fériés).	NON La tarification à deux paliers ne tient pas compte de l'heure de consommation (un tarif plus faible s'applique lorsque la consommation mensuelle ne dépasse pas un seuil donné et un tarif plus élevé s'applique au-delà de ce seuil).	NON Les tarifs sont fixés par les contrats passés entre les consommateurs et les détaillants, peu importe l'heure de consommation.
Frais d'électricité réglementés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO)?	OUI La CEO passe en revue et établit la grille de THC et de tarification à deux paliers deux fois l'an (le 1 ^{er} mai et le 1 ^{er} novembre) en se fondant sur les estimations, par un consultant de l'extérieur, des futurs prix de l'électricité.		NON
Ajustement global* indiqué séparément sur la facture?	NON L'ajustement global est inclus dans les tarifs selon l'heure de consommation et les tarifs à paliers et dans le poste « frais d'électricité » de la facture.		OUI L'ajustement global apparaît sur une ligne séparée de la facture d'électricité.

* L'ajustement global est un supplément visant à couvrir les prix contractuels payés aux producteurs d'électricité, comme les producteurs d'énergie renouvelable, ainsi que le coût des programmes de conservation.

Figure 9 : Frais d'électricité historiques et projetés en Ontario, 2006-2015

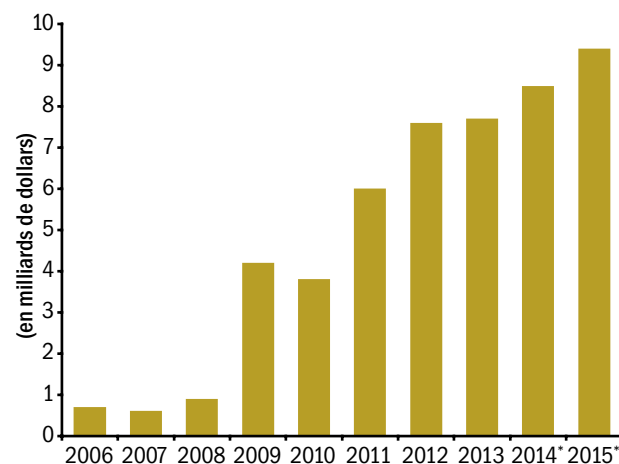
Sources des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité et Office de l'électricité de l'Ontario



* projeté

Figure 10 : Ajustement global annuel total historique et projeté facturé aux consommateurs d'électricité de l'Ontario, 2006-2015

Sources des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité et Office de l'électricité de l'Ontario



* projeté

est indiqué comme un élément distinct seulement sur les factures des abonnés ayant un contrat avec un détaillant en électricité.)

Conception inefficace des tarifs FHC et des périodes de consommation

Les trois tarifs FHC suivants sont prévus aux termes de l'Initiative : le tarif de pointe, le tarif médian et le tarif hors pointe, ce qui est conforme à la conception de la tarification FHC d'autres administrations. Comme l'illustre la **figure 11**, les tarifs FHC varient en fonction de l'heure, de la journée et de la saison, reflétant l'hypothèse de base que plus la demande augmente, plus il en coûte pour produire l'électricité. Comme dans la plupart des forfaits de téléphonie cellulaire, les tarifs FHC sont plus bas en

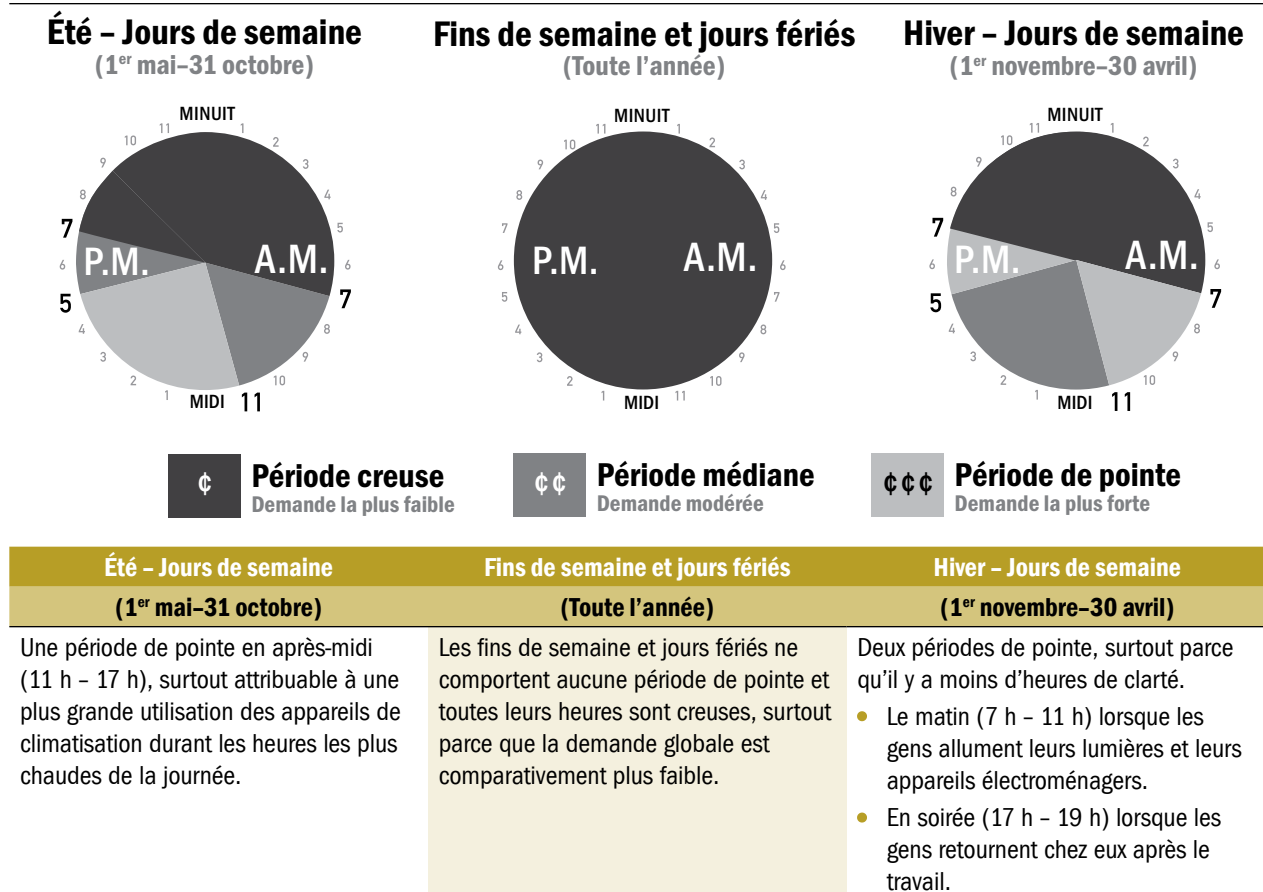
soirée, les week-ends et les jours fériés, et plus élevés pendant la journée en semaine. Les compteurs intelligents et la tarification FHC devaient encourager la conservation énergétique en donnant aux abonnés l'information et les incitatifs pour gérer leur consommation d'électricité.

Pour tenir compte des variations saisonnières des habitudes de consommation d'électricité, la CEO examine et fixe les tarifs FHC en mai et novembre chaque année, en se fondant sur les projections de consommation et de coût effectuées par un consultant externe contractuel. Aux termes du Règlement de l'Ontario 95/05, la CEO doit fixer les tarifs FHC pour réaliser les trois objectifs suivants :

- recouvrer auprès des abonnés le coût intégral de l'approvisionnement en électricité;

Figure 11 : Périodes de tarification selon l'heure de consommation pour les ménages et les petites entreprises de l'Ontario

Source des données : Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO)



- refléter les écarts dans les coûts de l'approvisionnement en électricité à différents moments et à différentes saisons;
- offrir des incitatifs aux abonnés pour qu'ils modifient leur période de consommation.

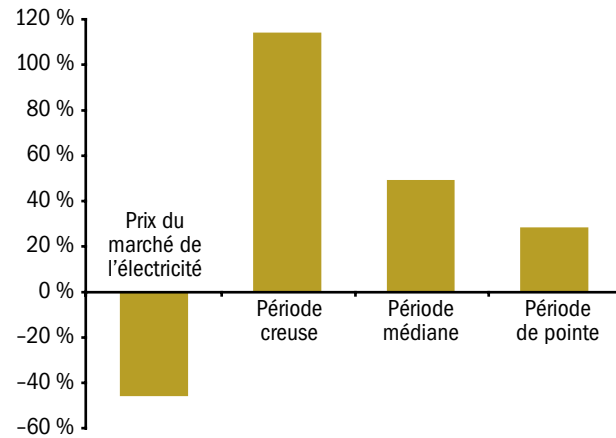
Pour encourager la conservation et réduire la demande de pointe, les tarifs FHC et les périodes de consommation doivent être établis afin d'inciter à réduire la consommation pendant les périodes de pointe, lorsque la demande et les tarifs sont élevés, ou à consommer pendant les périodes creuses, lorsque la demande et les tarifs sont faibles.

Concernant les tarifs FHC, plus l'écart entre les tarifs de pointe et hors pointe est grand, plus il est probable que les abonnés changent leurs habitudes de consommation. Nous avons cependant noté que l'écart entre les tarifs de pointe et hors pointe en Ontario n'est peut-être pas assez grand pour inciter les abonnés à modifier leur comportement.

- Lorsque la tarification FHC a été adoptée en 2006, le ratio du tarif de pointe et du tarif hors pointe était de 3:1, ce qui signifie que l'électricité en période de pointe coûtait 3 fois plus cher qu'en période creuse. Au moment de notre audit, le ratio avait baissé à 1,8:1 en raison de la forte augmentation de l'ajustement global (voir la section **Manque de transparence auprès des abonnés concernant l'impact substantiel de l'ajustement global sur les tarifs FHC**). En particulier, le tarif hors pointe a augmenté le plus (114 %), et le tarif de pointe a augmenté le moins (29 %), comme le montre la **figure 12**. Par conséquent, l'écart entre les deux tarifs s'est rétréci, ce qui a réduit le ratio du tarif de pointe et du tarif hors pointe et nu à la tarification FHC à titre d'incitatif pour les abonnés de consommer pendant les périodes creuses.
- En 2010, la CEO a engagé un consultant externe pour étudier les tarifs FHC dans le monde et évaluer la pertinence de ceux de l'Ontario. Comme mentionné ci-haut, le consultant a rapporté que le ratio du tarif de pointe et du tarif hors pointe de l'Ontario

Figure 12 : Fluctuations en pourcentage des tarifs selon l'heure de consommation (THC) et des prix du marché de l'électricité en Ontario, 2006–2014

Sources des données : Commission de l'énergie de l'Ontario et Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité



était [*traduction*] « faible comparativement aux programmes de tarification FHC d'autres administrations et suscitera probablement une réaction limitée chez les abonnés ou de faibles économies sur les factures d'électricité ». Le ratio moyen des autres administrations était de 4:1, comparativement à celui de l'Ontario se situant à 1,8:1. Le ratio actuel en Ontario donnerait lieu à une réduction d'environ 1 % seulement de la demande de pointe moyenne, alors qu'un ratio de 4:1 susciterait une baisse 3 fois plus grande. L'étude proposait plusieurs options pour hausser le ratio. Quoiqu'il en soit, après une consultation en 2011, la CEO a choisi de ne pas le modifier parce que la majorité des intéressés croyaient qu'il était prématuré de le faire en l'absence de données empiriques robustes et fiables sur la situation en Ontario.

Concernant les périodes de tarification FHC, nous avons constaté que leur répartition en périodes de pointe, médiane et creuse ne reflétait pas pleinement les tendances actuelles de la consommation d'électricité.

- Il existe une asymétrie entre la demande et les tarifs FHC en semaine au début de la soirée (de 19 h à 21 h), où la demande est élevée,

mais les abonnés payent le tarif hors pointe ou le plus faible. La CEO avait initialement fixé la période creuse en semaine à compter de 22 h, puis l'a modifiée à 21 h en novembre 2009 afin de mieux refléter les tendances de la demande réelle. En réponse aux modifications apportées au Règlement de l'Ontario 95/05 en décembre 2010, la CEO a fixé le début de la période creuse à 19 h, et la période creuse en semaine de 19 h à 21 h, même si la demande était forte à ces heures (voir la **figure 13**).

- Une étude menée en 2013 par une université ontarienne a conclu que l'établissement des heures de pointe et creuses, le nombre de saisons, et les dates de début et de fin des saisons pour la tarification FHC de l'Ontario laissaient à désirer. L'étude a fait écho à nos observations sur la répartition des périodes de pointe, médiane et creuse, à savoir qu'elles ne concordent pas exactement avec la répartition réelle de la demande. L'étude a aussi conclu que bien que la structure actuelle de la tarification FHC compte deux saisons (l'été : du 1^{er} mai au 31 octobre, et l'hiver : du 1^{er} novembre au 30 avril), le nombre optimal de saisons devrait être quatre : le

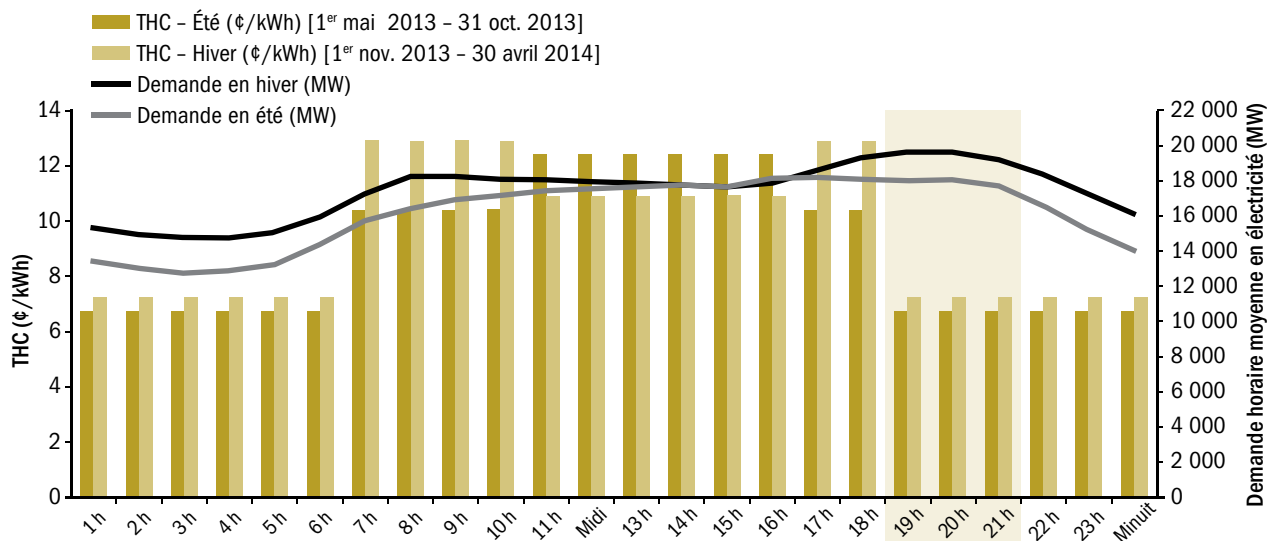
printemps commençant le 11 mars, l'été le 20 mai, l'automne le 16 septembre, et l'hiver le 4 novembre. S'il faut maintenir la structure de tarification basée sur deux saisons, d'après l'étude, l'été devrait commencer le 15 avril au lieu du 1^{er} mai, et l'hiver le 14 octobre au lieu du 1^{er} novembre.

Efficacité limitée du modèle de tarification FHC

Au moment de notre audit, les SDL consultées n'avaient pas entrepris d'étude des changements de la consommation après l'adoption de la tarification FHC. Les impacts de cette tarification ont été évalués en 2013, lorsque l'OEO et la CEO ont passé un marché avec des consultants externes pour examiner l'efficacité de la tarification FHC auprès d'un échantillon d'abonnés, à savoir si elle avait favorisé la conservation et réduit la demande de pointe. Les deux organismes ont publié leur étude à la fin de 2013, qui renfermaient des constatations similaires. La tarification FHC avait eu un impact modeste en réduisant la demande de pointe chez les abonnés résidentiels, un effet limité ou incertain

Figure 13 : Tarifs selon l'heure de consommation (THC) et demande horaire moyenne en électricité en Ontario, mai 2013 – avril 2014

Sources des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité et Commission de l'énergie de l'Ontario



sur les petites entreprises, et aucun impact sur la conservation énergétique.

- En novembre 2013, l'OEO a diffusé son étude qui avait sondé 105 000 abonnés résidentiels de 4 SDL et 32 000 petites entreprises abonnées à 2 SDL. L'étude a révélé que la tarification FHC avait eu un impact plus faible sur la réduction de la demande de pointe des petites entreprises que sur celle des abonnés résidentiels. D'après la SDL, la baisse de la demande de pointe au cours de l'été variait de 2,6 à 5,7 % chez les abonnés résidentiels, mais seulement de 0 à 0,6 % chez les petites entreprises. L'étude a aussi conclu que l'impact de la tarification FHC sur la conservation d'énergie était limité, soit minime ou nul chez les abonnés résidentiels, et négligeable et généralement insignifiant chez les petites entreprises.
- En décembre 2013, la CEO a publié son étude, qui avait sondé un échantillon de 10 000 abonnés résidentiels et 4 000 petites entreprises de 16 SDL. L'étude a révélé que la tarification FHC avait réduit la demande de pointe d'environ 3,3 % chez les abonnés résidentiels, tandis que son impact sur les petites entreprises était incertain. L'étude a aussi conclu que la tarification FHC n'avait pas eu d'impact majeur sur la conservation d'énergie en été.

Nous avons procédé à d'autres analyses fondées sur des données récentes et des échantillons plus grands. Particulièrement, nous avons examiné les habitudes de consommation d'environ 1,8 million d'abonnés (1,7 million d'abonnés résidentiels et 86 000 petites entreprises de 50 des 73 SDL) qui payaient des tarifs FHC. Alors que 35 % des abonnés résidentiels et 19 % des petites entreprises ont réduit leur consommation durant les périodes de pointe, les 65 % restants des abonnés résidentiels et 81 % des petites entreprises ne l'ont pas réduite.

Étant donné que les études ci-dessus de l'OEO et de la CEO n'ont pas visé spécifiquement les abonnés ayant des compteurs intelligents et signé des contrats à tarif fixe avec un détaillant et donc ne

payaient pas de tarifs FHC, nous avons analysé les habitudes de consommation et les factures de près de 77 000 abonnés. Puisqu'ils payaient des tarifs fixes pour toutes les périodes, ces abonnés étaient peu incités ou pas du tout à limiter leur consommation aux périodes creuses, où les tarifs FHC sont les plus faibles. Nous avons cependant noté que les habitudes de consommation des abonnés payant des tarifs fixes à un détaillant en électricité et ceux acquittant les tarifs FHC étaient sensiblement les mêmes, ce qui dénote que les tarifs FHC ne les ont pas suffisamment incités à consommer en période creuse. Nous avons aussi remarqué que les abonnés ayant signé un contrat avec un détaillant payaient en moyenne 500 \$ de plus par année pour l'électricité que ceux sans contrat.

Plaintes des abonnés découlant de la tarification FHC et des erreurs de facturation

Les abonnés ont soulevé des questions et des préoccupations concernant l'Initiative des compteurs intelligents auprès de la CEO et des SDL. Depuis 2008, la CEO a reçu près de 2 400 demandes de renseignements et plaintes au sujet des compteurs intelligents et de la tarification FHC, dont près des deux tiers visaient la structure de la tarification FHC et sa capacité à générer des économies. Puisque les abonnés reçoivent leurs factures directement des SDL, celles-ci reçoivent encore plus de demandes de renseignements et de plaintes.

De nombreuses SDL consultées ne font pas de suivi séparé des demandes de renseignements et des plaintes et ne consignent pas la nature ou le type de plaintes. Elles n'ont donc pu quantifier le nombre de plaintes déposées avant et après la mise en service des compteurs intelligents. De plus, elles n'ont pu différencier les préoccupations concernant les compteurs intelligents et la facturation. En l'absence de suivi et de surveillance appropriés des préoccupations des abonnés, des renseignements clés n'ont pu être colligés pour cerner et régler en temps opportun les problèmes communs ou récurrents.

Les SDL ayant suivi les plaintes ont signalé que la majorité des préoccupations des abonnés se rapportaient à la tarification FHC, réparties dans les catégories suivantes (voir l'**annexe 1**) :

- les abonnés étaient irrités de leurs factures d'électricité élevées ou de factures plus élevées sans économies qui, d'après eux, résultaient des compteurs intelligents défectueux, alors qu'elles s'expliquaient par la hausse des tarifs FHC imputable à l'augmentation substantielle de l'ajustement global (voir la section **Manque de transparence auprès des abonnés concernant l'impact substantiel de l'ajustement global sur les tarifs FHC**);
- les abonnés avaient une compréhension limitée de la tarification FHC et peu d'information à son sujet;
- les abonnés étaient peu ou pas en mesure de modifier leur consommation, surtout les petites entreprises et les personnes demeurant à la maison presque toute la journée.

Pour Hydro One, la plus importante société de distribution de l'Ontario et la seule appartenant à la province, nous avons entrepris des examens détaillés supplémentaires des demandes de renseignements et des plaintes présentées par les abonnés. En février 2014, soit quatre mois après le début notre audit, l'ombudsman de l'Ontario a aussi amorcé une enquête sur les plaintes visant Hydro One. Afin d'éviter les doublons, nous avons modifié l'étendue de notre audit pour déterminer les causes des problèmes de facturation potentiellement liés aux compteurs intelligents et à la tarification FHC. La majorité des plaintes chez Hydro One portaient sur les factures d'électricité élevées, surtout attribuables aux tarifs FHC, plutôt que sur les compteurs intelligents défectueux, comme chez les autres SDL mentionnées ci-dessus. En plus des préoccupations concernant les factures élevées de la tarification FHC, nous avons aussi constaté un certain nombre de plaintes pour des irrégularités de facturation, que nous avons classées dans les catégories suivantes :

- **Problèmes avec le système de facturation :**
En mai 2013, Hydro One a adopté un nouveau système de facturation, mais la transition a posé certains problèmes. Au moment de notre audit, Hydro One faisait face à certaines difficultés techniques liées à son nouveau système et essayait de les résoudre, sans cependant avoir réglé des problèmes plus complexes. Nous avons relevé des plaintes pour des factures erronées, retardées, multiples ou inexistantes et des factures estimatives pour de longues périodes, découlant toutes de problèmes avec le système de facturation. Par exemple :
 - En septembre 2013, un abonné a reçu une facture de près de 37 millions de dollars à cause d'une erreur de calcul de consommation. Pourtant, le système de facturation d'Hydro One n'a pas relevé cette erreur. En janvier 2014, la société a annulé la facture et a rectifié à la baisse le montant en souf-france, environ 35 000 \$.
 - En septembre 2013, un abonné avec un compteur intelligent a reçu une facture estimative de sa consommation pour sept mois. Par la suite, l'abonné n'a pas reçu de factures pendant cinq mois à cause de problèmes liés au système de facturation. En avril 2014, Hydro One a émis 12 factures, toutes à la même date, totalisant plus de 4 900 \$. Sept des factures visaient à corriger le montant sous-estimé en septembre 2013 et cinq pour « rattraper le retard » dans la période non facturée depuis octobre 2013.
 - On a constaté qu'un compteur intelligent installé en mars 2012 était défectueux, et il a été remplacé en octobre 2012. Pourtant, l'abonné a seulement reçu une facture en avril 2013 à cause des problèmes avec le système de facturation. À cette date, l'abonné a reçu une facture de « rattrapage » d'environ 4 000 \$ pour sa consommation de mars 2012 à avril 2013.

- **Problèmes avec le système de communication :** Des abonnés n'ont reçu aucune facture ou ont reçu des factures estimatives seulement pour des périodes prolongées, car les données de consommation réelles n'étaient pas disponibles en raison de problèmes de connectivité entre les compteurs intelligents et les systèmes de communication locaux. Les problèmes étaient soit causés par une rupture de communication des compteurs intelligents ou des variations saisonnières dans le rendement des systèmes. Concernant ces derniers problèmes, le territoire de desserte d'Hydro One comprend des terrains accidentés et une végétation abondante qui peuvent empêcher les signaux des compteurs de parvenir aux systèmes dans certaines saisons. Les systèmes de communication d'une région peuvent bien fonctionner l'automne et l'hiver lorsque les arbres sont dénudés, par exemple, mais non au printemps à la pousse des feuilles.
 - En décembre 2013, un abonné s'est plaint d'avoir reçu des factures mensuelles estimatives pour 7 mois, variant de 400 à 500 \$, qui étaient de 2 à 3 fois plus élevées que les factures mensuelles précédentes. Hydro One a constaté que le compteur intelligent fonctionnait bien, mais ne pouvait recevoir les relevés au compteur parce que son système de communication ne transmettait pas de signal. Elle a corrigé les factures surestimées et a crédité à l'abonné un montant d'environ 1 300 \$ pour sa consommation future.
 - En décembre 2013, un autre abonné s'est plaint d'avoir reçu des factures élevées pendant neuf mois. Hydro One a conclu que les factures étaient basées sur des estimations plutôt que sur des relevés réels du compteur intelligent, qui ne communiquait pas avec le système. Hydro One a annulé les factures surestimées et a accordé un crédit d'environ 2 700 \$ à l'abonné.
- **Problèmes de connexion des compteurs :** Des abonnés ont reçu des factures erronées à cause de compteurs intelligents reliés à de mauvaises adresses pendant l'installation. D'après Hydro One, ces problèmes existaient avant l'installation des compteurs intelligents, mais se produisaient rarement. La majorité des abonnés n'ont pas remarqué ces problèmes, car les montants erronés étaient généralement faibles. Dans certains cas cependant, ils étaient élevés, par exemple :
 - En réponse à la demande d'un abonné à propos d'une facture élevée en janvier 2012, Hydro One a repéré quatre compteurs intelligents dans l'immeuble qui étaient reliés à de mauvaises adresses. Des frais d'environ 1 000 \$ avaient été surfacturés à l'abonné qui s'était plaint.
 - En réponse à la demande d'un autre abonné en avril 2013, Hydro One a constaté qu'un compteur intelligent dans un appartement était connecté à une adresse différente. Un montant d'environ 200 \$ avait été surfacturé à l'abonné de novembre 2012 à mars 2013 après la connexion incorrecte du compteur intelligent.
- **Factures saisonnières élevées :** À l'encontre d'autres SDL, Hydro One dessert une région plus vaste et plus d'abonnés saisonniers ayant des habitations, comme des chalets dans les régions rurales ou éloignées en plus de leur résidence principale. Même si les abonnés saisonniers utilisaient leur chalet surtout les week-ends et durant leurs vacances, leurs factures étaient élevées. Par exemple, en février 2014, un abonné a déposé une plainte concernant des factures annuelles de 7 000 \$ pour un chalet qu'il utilisait seulement six mois par année. Selon l'abonné, les factures élevées étaient imputables à un compteur intelligent défectueux, mais Hydro One a conclu qu'il fonctionnait bien. Nous avons relevé d'autres plaintes semblables

s'expliquant par l'une des raisons suivantes ou toutes ces raisons :

- Les frais d'électricité sur les factures des abonnés saisonniers ont augmenté en conséquence de la hausse des trois tarifs FHC (voir la section **Manque de transparence auprès des abonnés concernant l'impact substantiel de l'ajustement global sur les tarifs FHC**).
- Les frais de livraison imposés aux abonnés saisonniers étaient supérieurs à ceux des abonnés résidentiels ordinaires parce que la livraison de l'électricité aux habitations saisonnières éloignées à travers des forêts et autour des lacs nécessite une infrastructure supplémentaire, telle que des poteaux, des fils et des transformateurs, et est donc plus coûteuse que le service dans les régions peuplées.
- Les abonnés saisonniers ont été surpris des conséquences inattendues des changements de facturation qui ont suivi l'installation des compteurs intelligents. Par exemple, avant cette installation, Hydro One émettait quatre factures par année aux abonnés saisonniers – une basée sur un relevé réel de compteur effectué par un employé d'Hydro One à l'habitation de l'abonné, et les trois autres basées sur des estimations. Après l'installation des compteurs intelligents, qui ont permis de déterminer l'heure exacte de consommation aux fins de la tarification FHC, les abonnés saisonniers ont reçu des factures beaucoup plus élevées l'été et plus basses l'hiver.

Au moment de notre audit, nous avons constaté qu'Hydro One avait pris des mesures pour régler les problèmes existants de facturation. Par exemple, elle améliorait la formation des agents du service à la clientèle; offrait des options de remboursement (un chèque ou un crédit au compte) aux abonnés surfacturés; annulait les frais de paiement tardif; et n'envoyait pas d'avis de débranchement aux

abonnés ayant signalé des problèmes de facturation causés par Hydro One.

RECOMMANDATION 2

Pour qu'à la fois les compteurs intelligents et la tarification FHC contribuent à modifier les habitudes de consommation des abonnés afin de réduire la demande de pointe et les frais d'infrastructure associés et pour que les abonnés comprennent les impacts de la tarification FHC sur leurs factures d'électricité, le ministère de l'Énergie doit collaborer avec la Commission de l'énergie de l'Ontario ou les sociétés de distribution pour :

- évaluer la conception de la tarification FHC, y compris les tarifs FHC, les périodes de consommation horaire et la ventilation de l'ajustement global en fonction des trois tarifs FHC;
- surveiller les tendances de consommation des abonnés afin d'évaluer l'efficacité de la tarification FHC au fil du temps;
- inscrire séparément les différents éléments des tarifs FHC (le prix courant de l'électricité et l'ajustement global) sur les factures d'électricité pour assurer la transparence auprès des abonnés de l'impact de l'ajustement global.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

Comme prescrit dans la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et le Règlement de l'Ontario 95/05, la CEO est responsable de fixer les tarifs des abonnés résidentiels et des petites entreprises dans la grille tarifaire réglementée (GTR), qui comprend la tarification FHC.

Les tarifs FHC continuent d'évoluer, alors que la province cherche à équilibrer les avantages pour le réseau et pour les consommateurs et qu'elle s'informe de la réaction de ces derniers aux tarifs FHC.

L'analyse se poursuit et le Ministère compte donner suite à l'examen de la GTR et de la tarification FHC qu'effectue actuellement la CEO.

L'examen de la GTR par la CEO est opportun, car il fera fond sur l'analyse rigoureuse des impacts actuels de la tarification FHC en Ontario réalisée par la CEO et l'OEO.

RÉPONSE DE LA CEO

La CEO entreprend un examen de la tarification FHC qui s'attardera à l'ensemble des questions soulevées par la vérificatrice générale, y compris la structure des périodes de consommation, les tarifs FHC, ainsi qu'aux prévisions de coûts et à l'ajustement global à recouvrer au moyen de ces tarifs. Cet examen devrait prendre fin au cours de l'exercice 2014-2015 de la CEO, qui accepte de travailler avec d'autres organismes et le Ministère à des examens ultérieurs des tarifs FHC, que le Ministère estime appropriés dans les circonstances.

RECOMMANDATION 3

Pour répondre aux préoccupations des abonnés de façon appropriée et rapide et pour qu'ils reçoivent des factures claires, exactes et opportunes, le ministère de l'Énergie doit collaborer avec la Commission de l'énergie de l'Ontario, Hydro One et les autres sociétés de distribution pour :

- améliorer le suivi de la nature et des détails des demandes de renseignements et des plaintes des abonnés afin de relever et de surveiller les préoccupations communes ou récurrentes;
- mieux informer les abonnés des impacts de la tarification FHC et d'autres éléments sur les factures d'électricité, ainsi que des causes des problèmes potentiels liés aux compteurs ou à la facturation et des mesures prises pour les résoudre;

- cerner et régler en temps opportun les problèmes avec leurs systèmes de facturation et de communication locaux, et surveiller le rendement des systèmes au fil du temps afin de réduire les plaintes des abonnés découlant de ces problèmes.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

Conformément à la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la CEO est chargée de protéger les intérêts des consommateurs en ce qui concerne les tarifs, l'efficacité, la fiabilité et la qualité du service d'électricité.

Pour réaliser ces objectifs, la CEO a fait du souci du client l'un des quatre principaux résultats des SDL dans son cadre de réglementation renouvelé de l'électricité.

Le Ministère est aussi favorable à l'adoption de paramètres précis de la satisfaction de la clientèle, qui sont énoncés dans sa fiche de rendement en vue de mesurer et de comparer le rendement des SDL sur une base annuelle.

En particulier, à compter de 2014, les SDL doivent rendre compte à la CEO de leur efficacité à répondre aux plaintes des clients et des résultats des sondages sur la satisfaction de la clientèle ainsi que de leur rendement par rapport aux cibles d'exactitude de la facturation.

Le Ministère demandera à la CEO de proposer des ajouts ou des révisions de son nouveau cadre pour donner suite à cette recommandation.

RÉPONSE D'HYDRO ONE

Hydro One sert plus de 1,2 million d'abonnés partout en Ontario et émet plus de 1 million de factures par mois. La mise en service du nouveau système de facturation d'Hydro One en mai 2013 a causé des problèmes de facturation pour près de 6 % de ses clients. Hydro One communique avec ses abonnés pour les informer de ses plans pour corriger les problèmes techniques et améliorer le service à la clientèle. Au moment

de notre audit, environ 1,8 % des abonnés étaient touchés. Depuis février 2014, Hydro One a entrepris plusieurs mesures pour améliorer le service à la clientèle, notamment :

- réduire à 0,8 % le pourcentage d'abonnés qui n'ont pas reçu de factures depuis longtemps; ce taux était auparavant de 5 %;
- réduire le nombre d'abonnés qui ont seulement reçu des factures estimatives sur de longues périodes (1 % de la clientèle actuelle d'Hydro One);
- prendre l'engagement de résoudre en 10 jours les problèmes des clients, c'est-à-dire une résolution en 10 jours ou à une date fixe;
- améliorer la formation au centre d'appels, augmenter le nombre d'agents du service à la clientèle, et adopter de nouvelles politiques, telles que les paiements sans intérêt pour les clients ayant reçu des factures pour des périodes prolongées et l'annulation des frais de gestion pour les abonnés touchés par des problèmes de facturation;
- ajouter une nouvelle page sur son site Web pour aider les abonnés à comprendre les problèmes de facturation et ceux liés aux compteurs, et répondre à leurs questions communes sur les factures élevées, l'impact des températures froides sur la consommation d'électricité, les relevés de compteurs, l'exactitude des compteurs, les compteurs intelligents, et le réseau des compteurs intelligents;
- améliorer le suivi des appels des clients afin de cerner et de régler les questions émergentes;
- envisager d'adopter une nouvelle solution de suivi des engagements envers les clients et de surveillance;
- établir un groupe consultatif des champions du service et inviter des experts externes à fournir des conseils au président d'Hydro One et à la CEO; revoir le rendement du

service à la clientèle d'Hydro One; et diffuser les résultats de rendement;

- continuer de corriger et de surveiller les problèmes techniques du nouveau système de facturation; améliorer la capacité du personnel au centre d'appels à répondre aux besoins en service à la clientèle; et régler les plaintes connexes de manière équitable et rapide en offrant des options de paiement et en annulant les frais de paiement tardif et autres pénalités imposés aux abonnés touchés par les problèmes techniques.

Impacts de la facturation des frais de livraison sur les abonnés

Trois principaux coûts sont associés aux compteurs intelligents : les frais d'immobilisations (pour les compteurs, l'infrastructure de communication, l'installation et les systèmes de données); les frais d'exploitation courants pour les relevés de compteurs et les services connexes; et les coûts non recouvrables pour éliminer les compteurs analogues. Ces coûts sont recouverts auprès des abonnés au moyen des frais de livraison, qui constituent le deuxième élément le plus important de la facture d'électricité ordinaire d'un abonné et varient d'une SDL à l'autre (voir la **figure 7** et l'**annexe 2**).

Écarts dans les frais de livraison des SDL

Comme le montre la **figure 7**, une facture d'électricité résidentielle ordinaire fluctue de 108 à 196 \$ par mois d'après le lieu de résidence de l'abonné et la SDL lui offrant le service. Parmi les quatre catégories de frais (les frais d'électricité, de livraison et réglementés, et la redevance de liquidation de la dette) sur les factures d'électricité, les frais de livraison donnent lieu à la plus importante variation des coûts entre les SDL, soit d'environ 25 à 111 \$ par mois; les frais mensuels moyens étant de 44 \$ (voir la **figure 7** et l'**annexe 2**).

En 2012, le ministre a formé le Comité ontarien du secteur de la distribution pour conseiller le

gouvernement sur la façon de rehausser l'efficacité des SDL dans le but de réduire les frais de distribution acquittés par les abonnés. La recherche et l'analyse menées par le Comité ont révélé que le mode de livraison actuel de l'électricité coûte plus cher aux abonnés qu'il ne le devrait. En particulier, comparées aux grandes SDL, les petites SDL ont tendance à avoir des frais d'exploitation par tête plus élevés, qui sont transférés aux abonnés sous forme de frais de livraison sur les factures. Par conséquent, les abonnés des petites SDL payent plus pour leur électricité que ceux des grandes SDL. Étant donné la variation de la taille des SDL et des frais de livraison, la recommandation principale du Comité était de les fusionner en 8 ou 12 grandes entités pour améliorer la rentabilité et assurer la stabilité des tarifs, l'équité et l'optimisation des ressources dans le secteur de la distribution de l'électricité. D'après le Comité, la fusion réduirait de 20 % les frais d'exploitation de l'ensemble du secteur dans des domaines comme le service à la clientèle, la facturation, l'entretien des installations et l'administration.

Nous avons cependant noté que le Comité avait exclu deux grandes SDL : Hydro One et Toronto Hydro, dont les coûts sont élevés comparativement à ceux des autres SDL. Puisque les frais de livraison de ces deux SDL sont supérieurs à la moyenne provinciale, il serait utile que le Ministère, conjointement avec la CEO, étudie les implications de la fusion sur les abonnés pour ce qui est des coûts, afin de réduire les écarts dans les coûts des SDL.

Écarts dans les coûts des compteurs intelligents des SDL

Les SDL recouvrent tous les coûts associés à la mise en service et à l'exploitation de leur système de compteurs intelligents auprès des abonnés au moyen des frais de livraison sur les factures d'électricité (il en a été question à la section **Écarts dans les frais de livraison des SDL**). Il y a 73 SDL en Ontario, chacune étant responsable d'acheter, d'installer et d'exploiter les systèmes de compteurs

intelligents. Chaque SDL négocie avec différents fournisseurs pour acheter des systèmes pour sa région. En raison des différents coûts engagés par les SDL, nous avons constaté que le coût moyen par compteur était d'environ 190 \$, mais variait considérablement, soit de 81 \$ par compteur à une SDL à 544 \$ à une autre. Un tel écart s'explique principalement par les questions géographiques dans les secteurs de service et l'importance des dépenses initiales, notamment les coûts de gestion de projet et d'intégration des systèmes. Ces deux facteurs étaient particulièrement importants chez Hydro One, la seule SDL ontarienne appartenant à la province.

Au moment de notre audit, Hydro One avait engagé des coûts substantiels pour exécuter son projet de compteurs intelligents. En décembre 2006, son conseil d'administration avait approuvé 670 millions de dollars pour le projet. À la fin de 2013, Hydro One avait dépensé plus de 660 millions (y compris près de 490 millions pour l'achat et l'installation des compteurs intelligents et des systèmes de communication associés, et environ 170 millions pour la mise au point, l'intégration et l'automatisation des systèmes), ce qui représente environ 50 % des frais de mise en oeuvre de 1,4 milliard de dollars pour l'ensemble de la province et plus que les 72 autres SDL combinées (voir la section **Inefficacité de la mise en oeuvre et de la surveillance de l'Initiative**). Pourtant, Hydro One a installé 1,2 million de compteurs intelligents, soit environ 25 % seulement des 4,8 millions de compteurs installés en Ontario. Notre examen des dossiers de la CEO a révélé que celle-ci n'avait toujours pas examiné et approuvé près de 440 millions des 660 millions de dollars dépensés par Hydro One.

Les coûts élevés d'Hydro One résultaient en partie de l'installation des compteurs intelligents et de la mise en place de l'infrastructure de communication dans un vaste secteur de service géographiquement diversifié comprenant à la fois des régions urbaines, rurales et éloignées. Un autre facteur était

les droits de sous-traitance élevés payés à un entrepreneur privé pour l'intégration des systèmes.

En août 2007, la CEO avait remarqué que les coûts engagés par Hydro One à ce moment-là pour réaliser son projet de compteurs intelligents étaient déjà supérieurs à ceux des autres SDL. Selon la CEO, il y avait lieu de faire un commentaire spécial à propos des frais substantiels engagés par Hydro One dans un marché de gestion de projet attribué à un entrepreneur privé. Elle a mentionné une préoccupation soulevée par un groupe d'intervenants, à savoir qu'Hydro One disposait de ressources internes substantielles en gestion de projet et était probablement la SDL ayant le plus d'expérience dans la réalisation de projets d'envergure. Il était donc difficile de comprendre pourquoi elle avait retenu les services de l'entrepreneur à des coûts contractuels si élevés. Au moment de notre audit, nous avons examiné le processus de passation de marchés et constaté ce qui suit :

En mars 2005, Hydro One a diffusé une DP pour retenir des fournisseurs dans quatre domaines : les compteurs intelligents, les communications, la gestion des données des compteurs, et l'intégration des systèmes (y compris la gestion de projet et divers services consultatifs liés aux fonctions et opérations d'arrière-guichet).

Concernant le marché d'intégration des systèmes, huit fournisseurs ont présenté une soumission, et Hydro One a formé une équipe d'évaluation de la DP pour examiner chaque proposition. À notre avis, Hydro One n'a pas géré efficacement son processus de sélection des fournisseurs, sa structure de gouvernance ou les coûts des marchés, notamment :

- Les propositions des différents fournisseurs n'étaient pas comparables et il n'était pas judicieux de les évaluer ensemble. En particulier, tous les fournisseurs n'avaient pas présenté de prix pour la période jusqu'en 2010. Lorsque nous avons demandé des détails et des explications, la direction d'Hydro One a répondu qu'elle pouvait seulement fournir des réponses spéculatives et anecdotiques, car les

principaux employés de l'équipe d'évaluation de la DP affectés à la première phase du projet ne travaillaient plus chez Hydro One. Lorsque nous avons interviewé les anciens employés, ils ont confirmé que mises à part les feuilles de notation utilisées par l'équipe d'évaluation, il n'y avait pas de document au dossier pour expliquer les notes attribuées.

- L'équipe d'évaluation de la DP a retenu un entrepreneur pour intégrer les systèmes en fonction de plusieurs critères, dont le prix. Toutefois, les coûts globaux du marché n'ont pas été pris en compte dans l'évaluation des prix. Hydro One a expliqué que parce que le projet des compteurs intelligents, reposant sur une nouvelle technologie, s'échelonnait sur de nombreuses années, les coûts globaux du marché ne pouvaient être déterminés parce que [traduction] « l'intégralité des exigences opérationnelles demeurait inconnue au moment de diffuser la DP ». Pour mener un processus de DP adéquat, Hydro One aurait dû comprendre et connaître ses exigences liées au projet des compteurs intelligents et les préciser suffisamment en détail aux fournisseurs pour qu'ils adoptent une approche pertinente au projet. L'attribution d'un marché dans un processus de DP sans connaître toutes les exigences opérationnelles entraîne un risque d'augmentations de coûts considérables découlant des autorisations de modification. L'exécution d'un processus d'appel d'intérêt (AI), qui vise à recueillir des renseignements auprès de nombreux fournisseurs potentiels avant la tenue d'une DP, permet de réduire ce risque, particulièrement pour un projet d'une telle envergure mettant en cause une nouvelle technologie.
- En avril 2005, Hydro One a retenu un entrepreneur pour l'intégration des systèmes. Depuis, elle a conclu de nombreux marchés avec cet entrepreneur et approuvé plusieurs autorisations de modification. Les coûts associés à ces marchés ont augmenté

sensiblement, ce qui a entraîné des coûts par compteur plus élevés pour Hydro One que ceux des autres SDL.

- Au moment de notre audit, les droits de sous-traitance globaux versés par Hydro One à l'entrepreneur étaient plus de 125 millions de dollars. Notre examen des procès-verbaux du conseil d'administration d'Hydro One a révélé qu'il n'avait pas reçu de détail sur les droits de sous-traitance versés à cet entrepreneur. Hydro One a fait savoir que le conseil avait délégué à son personnel de direction la responsabilité de surveiller les coûts. Elle a ajouté avoir géré le marché et l'exécution du projet en conformité avec un plan de gouvernance de programme. Notre examen du plan a cependant révélé qu'il avait été élaboré par l'entrepreneur et que le conseil d'Hydro One ne faisait pas partie de la structure de gouvernance.
- Les droits maximums fixés dans le marché initial s'élevaient à près de 1,1 million de dollars et la portée du projet comprenait le soutien de l'installation de 25 000 compteurs intelligents et la poursuite des activités de conception, de validation de principe et de planification. Dans ce marché, 2 000 compteurs intelligents seulement ont été déployés, alors que les droits versés par Hydro One totalisaient 1,7 million de dollars; ce montant comprenait les frais supplémentaires pour les demandes de modification et le remboursement des frais de déplacement et autres.
- Hydro One, une société de la Couronne, est tenue de respecter la politique d'approvisionnement du gouvernement, qui stipule que tout marché entre la société et l'entrepreneur retenu doit être officiellement défini dans un document écrit signé avant que des biens ou services soient fournis. Pourtant, Hydro One a signé le marché initial avec l'entrepreneur le 25 avril 2006,

soit trois mois après avoir commencé les travaux. D'ailleurs, un deuxième marché a été signé le 31 août 2006, deux mois après que l'entrepreneur eut entrepris les travaux.

- Après ces deux premiers marchés, Hydro One en a conclu de nombreux autres avec le même entrepreneur de 2007 à 2010, sans cependant suivre de processus concurrentiel, même s'il était stipulé dans les premier et deuxième marchés qu'Hydro One pouvait solliciter d'autres fournisseurs pour les travaux subséquents. Il était précisé dans les premier et deuxième marchés que si Hydro One ne faisait pas appel à cet entrepreneur pour les travaux subséquents, elle devait lui verser des montants supplémentaires de 462 000 \$ et 650 000 \$ respectivement, ces montants étant des rabais qu'il avait initialement offerts à Hydro One. Il était aussi précisé qu'elle ne pouvait utiliser certains produits livrés par l'entrepreneur dans tout autre processus futur de DP ou d'approvisionnement. Hydro One a expliqué que le projet des compteurs intelligents était réalisé en plusieurs phases, une phase faisant suite à l'achèvement de la précédente et à l'unique discrétion d'Hydro One. D'après la société, parce que le marché initial avait été attribué dans un processus concurrentiel, il n'était pas nécessaire de mener de processus concurrentiels distincts pour les phases ultérieures.

Coûts supplémentaires de la mise en place des compteurs intelligents

Mis à part les frais d'immobilisations et d'exploitation des compteurs intelligents, d'autres frais ont été engagés pour les mettre en place, y compris l'élimination des compteurs analogues et le remplacement à l'avenir des compteurs intelligents. Ces frais auront un impact considérable sur les factures d'électricité.

L'installation d'environ 4,8 millions de compteurs intelligents en Ontario a rendu désuets les millions de compteurs analogues, d'où la nécessité de les éliminer plus tôt que prévu. Les SDL consultées ont dit que les compteurs analogues qu'elles ont dû éliminer étaient en bon état et auraient pu être utilisés de 5 à 16 ans de plus. Les frais engagés pour éliminer les compteurs analogues ont fait partie des soi-disant frais non recouvrables, en plus des frais d'achat, d'installation et d'exploitation des systèmes de compteurs intelligents. La CEO autorise les SDL à recouvrer pleinement les frais non recouvrables auprès des abonnés au moyen des frais de livraison sur les factures d'électricité. En janvier 2011, les frais non recouvrables totalisaient près de 400 millions de dollars, ce qui correspond à la valeur comptable nette des compteurs analogues désuets, comme il est énoncé dans le plan de mise en oeuvre de 2005 de la CEO. Le montant de 400 millions correspond plus exactement aux coûts non recouvrables que les 185 millions déclarés dans les demandes de recouvrement des coûts des compteurs intelligents que les SDL avaient présentées à la CEO au moment de notre audit. À notre avis, les 185 millions sont un montant partiel, car ils représentent seulement les frais de distribution que recouvrent les SDL dans le processus de demande auprès de la CEO, mais non ceux recouverts par d'autres moyens, notamment en défalquant la valeur des compteurs analogues et en accélérant leur amortissement.

Outre les frais non recouvrables, des frais supplémentaires se rapportaient au remplacement des compteurs intelligents, qui feront probablement hausser les frais de livraison sur les factures d'électricité, car ils devront être remplacés plus tôt et plus souvent que les compteurs analogues. La durée de vie estimative d'un compteur intelligent est de 15 ans, comparativement à 40 ans pour un compteur analogue. Les SDL consultées ont fait savoir que l'estimation de 15 ans était trop optimiste, car les compteurs intelligents :

- sont visés par d'importantes modifications technologiques, ce qui complique la

maintenance du matériel et du logiciel des compteurs de première génération qui n'exécutent pas les fonctions avancées des modèles récents;

- comportent des caractéristiques complexes, comme les radiocommunications et l'affichage numérique, dont les taux de défautuosité et de défaillance sont plus élevés;
- sont semblables aux autres types de technologies de l'information, de matériel informatique et d'appareils électroniques qui sont couverts par de courtes garanties et nécessitent d'importantes mises à niveau ou des remplacements plus fréquents à mesure que la technologie vieillit;
- seront probablement désuets lorsqu'ils devront être vérifiés de nouveau, soit tous les 6 à 10 ans, comme l'exige l'organisme fédéral Mesures Canada.

Les frais de remplacement sont soumis à l'examen et à l'approbation de la CEO. Si celle-ci n'autorise pas les SDL à recouvrer ces frais auprès des abonnés, elles devront le faire par d'autres moyens (p. ex. transférer la note aux contribuables ou réduire les dividendes qu'elles versent aux municipalités). Chez les SDL que nous avons visitées, nous avons relevé des remplacements massifs de compteurs intelligents à la suite de perfectionnements technologiques et de défautuosités. Par exemple :

- En 2013, une grande SDL a informé la CEO que 96 000 compteurs intelligents de première génération installés en 2006 devaient être remplacés avant leur date de déclassement normale pour tirer parti de la fonctionnalité améliorée de la technologie récente. Les nouveaux compteurs ont 10 fois plus de mémoire que les compteurs de première génération et offrent une fonction « de dernière minute » qui détecte les pannes d'électricité imminentes. La SDL s'attend à remplacer, d'ici la fin de 2020, 37 000 compteurs de première génération et a projeté une perte de 2,5 millions de dollars pour l'élimination des anciens compteurs intelligents. Le coût total

du remplacement de ces compteurs se chiffrait à 11 millions de dollars.

- En 2012, une autre grande SDL a repéré un défaut de communication dans un lot de 71 000 compteurs intelligents et les a tous remplacés, défectueux ou non, car ils feraient défaut à la longue. La SDL avait remplacé quelque 62 000 compteurs et s'attendait à achever les travaux à la fin de 2014. De 2013 à avril 2014, elle a engagé des frais de remplacement de 8,7 millions de dollars, mais comptait recouvrer au moins 2,3 millions auprès du fournisseur, aux termes de la garantie commerciale.

RECOMMANDATION 4

Pour s'assurer que les frais imprévus engagés par les sociétés de distribution pour mettre en oeuvre l'Initiative des compteurs intelligents sont justifiés et expliquer de manière adéquate les écarts importants dans les coûts des sociétés, la Commission de l'énergie de l'Ontario doit examiner ces coûts en détail, y compris analyser les écarts de coûts pour des services similaires entre les différentes sociétés.

RÉPONSE DE LA CEO

Dans son processus d'audience, la CEO a examiné le caractère judicieux des coûts des compteurs intelligents engagés par la majorité des SDL. Les examens ont tenu compte des exigences du Règlement de l'Ontario 426/06, des frais engagés par les SDL pour obtenir une approbation, et des écarts dans les coûts des différentes SDL. En conséquence, la CEO ne compte pas entreprendre d'analyse ultérieure des coûts des compteurs intelligents qu'elle a déjà examinés dans son processus d'audience. Toutefois, plusieurs SDL, dont Hydro One, n'ont pas présenté de demande pour recouvrer tous les coûts des compteurs intelligents engagés. Après le dépôt des demandes de recouvrement,

la CEO examinera le caractère judicieux des coûts en tenant compte des facteurs ci-dessus.

RECOMMANDATION 5

Pour améliorer la rentabilité des sociétés de distribution et réduire les écarts dans leurs frais de distribution, le ministère de l'Énergie, de concert avec la Commission de l'énergie de l'Ontario, doit effectuer une analyse de rentabilité officielle portant sur la fusion des sociétés de distribution, comme l'a recommandé le Comité ontarien du secteur de la distribution.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

Le ministre a promis que le gouvernement ne légifèrera pas ou n'imposera pas la fusion du secteur de la distribution. Le gouvernement s'emploie à réaliser des économies dans l'intérêt supérieur des contribuables en poursuivant une fusion volontaire sur une base commerciale.

Le gouvernement a demandé des commentaires aux SDL pour réaliser des gains d'efficacité et des économies pour les abonnés, tout en positionnant le secteur de la distribution pour relever les défis futurs. Il continue de demander aux SDL d'en faire davantage pour améliorer l'efficacité et réduire les coûts des abonnés.

Hydro One, ainsi que son importante clientèle des services de distribution, peut promouvoir la fusion en cherchant des occasions d'acquisition et de partenariat. Le gouvernement s'attend à ce qu'Hydro One donne seulement suite aux occasions économiquement viables qui sont dans l'intérêt supérieur des abonnés.

Les changements de possession dans le secteur de la distribution locale sont soumis à l'approbation de la CEO.

RÉPONSE DE LA CEO

La CEO a entrepris plusieurs initiatives pour améliorer la rentabilité des SDL et éliminer les obstacles réglementaires afin de procéder à leur fusion. Elle accepte de collaborer avec le Ministère à une analyse de rentabilité future portant sur la fusion des SDL, que le Ministère peut estimer appropriée dans les circonstances.

RECOMMANDATION 6

Pour s'assurer de mettre en oeuvre à l'avenir les projets de façon rentable et conforme aux pratiques d'affaires judicieuses, Hydro One doit revoir et améliorer ses activités de passation de marchés et d'approvisionnement, par exemple, en conservant une documentation adéquate pour étayer l'évaluation et la sélection des fournisseurs et en acquérant des connaissances suffisantes au sujet des exigences opérationnelles d'un projet avant de diffuser une demande de propositions, afin de minimiser les risques d'augmentations importantes des coûts du marché.

RÉPONSE D'HYDRO ONE

Le processus de DP pour le projet de compteurs intelligents d'Hydro One a pris fin en avril 2005. À la suite du processus et de l'audit sur l'acquisition de biens et services par Hydro One que l'ancien vérificateur général a mené en 2006, la société a élaboré une grille d'évaluation qui doit être appuyée par une documentation sous forme de notes détaillées, afin de justifier les notes d'évaluation.

Hydro One reconnaît être assujettie aux directives d'approvisionnement du gouvernement, et s'y est conformée ainsi qu'à leurs modifications depuis la publication de la première directive en juillet 2009. En 2009 et 2010, Hydro One a modifié ses politiques internes pour qu'elles soient conformes aux directives

sur les déplacements, les dépenses et l'approvisionnement du gouvernement. Par exemple, elle ne rembourse plus aux consultants les frais de repas, d'accueil ou accessoires, et rembourse seulement les frais de déplacement en avion, en train et en automobile et d'hébergement à l'hôtel s'ils sont convenus dans les marchés et si elle les a approuvés au préalable.

Hydro One est aussi d'avis que le processus d'appel d'intérêt (AI) constitue un outil utile pour évaluer un marché, déterminer les exigences opérationnelles ou estimer les coûts des projets. Les réponses aux AI contribuent à étoffer les documents pour les processus de DP éventuels. Hydro One a maintenant recours à l'AI à titre d'outil d'approvisionnement.

Systemes de traitement des données des compteurs intelligents et leurs coûts

La collecte et la gestion des données sont des activités importantes de l'Initiative en vue d'assurer que des données exactes et opportunes tirées des relevés de compteurs sont disponibles pour préparer les factures de tarification FHC des abonnés.

En juillet 2006, le gouvernement a nommé la SIERE pour coordonner le programme de mise en oeuvre du système de compteurs intelligents. Une responsabilité clé de la SIERE était la mise sur pied du Système de gestion et de stockage des données des compteurs (le centre de données provincial) pour établir une plateforme commune centrale pour le traitement, le stockage et la gestion des données des compteurs intelligents à l'appui de la tarification FHC.

En juillet 2007, le gouvernement a désigné la SIERE comme entité responsable des compteurs intelligents chargée de gérer la mise au point, la mise en place et l'exploitation du centre de données provincial et de faciliter l'intégration des données des compteurs dans le centre. Le but était de permettre aux SDL de facturer exactement la consommation des abonnés. Le flux des données dans le

système des compteurs intelligents entre les SDL et la SIERE est illustré à la **figure 14**.

Facturation aux abonnés des services redondants ou inutilisés du centre de données provincial

La *Loi de 2006 sur la responsabilité en matière de conservation de l'énergie* autorise la SIERE à recouvrer les coûts de mise au point, de mise en place et d'exploitation du centre de données provincial ainsi que d'intégration des systèmes des SDL au centre. En mars 2013, la CEO a approuvé la demande de la SIERE de recouvrer auprès de tous les abonnés résidentiels et des petites entreprises des coûts de 249 millions de dollars pour la période de 2006 à 2017 (y compris les coûts réels de 100 millions de 2006 à 2012 et les coûts projetés de 149 millions de 2013 à 2017) en imposant de nouveaux frais mensuels de 0,79 \$ liés aux compteurs intelligents. Ces frais mensuels sont compris dans les frais

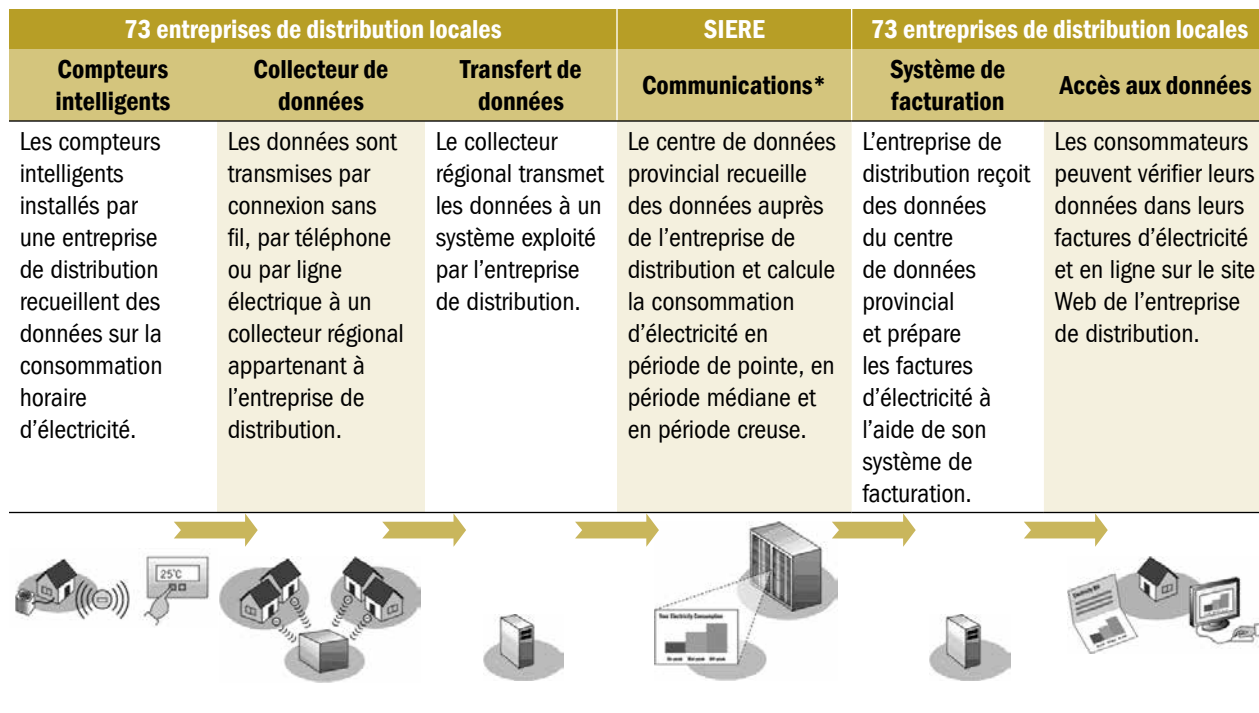
de livraison portés sur les factures d'électricité depuis le 1^{er} mai 2013 et seront maintenus jusqu'au 31 octobre 2018.

Les SDL ont installé quelque 4,8 millions de compteurs intelligents en Ontario, mais près de 812 000 d'entre eux, soit environ 1 sur 6, n'ont pas transmis de données au centre provincial aux fins de traitement. Pourtant, les 812 000 abonnés en cause doivent payer des frais mensuels de 0,79 \$, qui se chiffrent à près de 42,1 millions de dollars d'ici octobre 2018.

- En août 2008, une grande SDL a mis en place son propre système pour traiter les données des compteurs intelligents, dont certaines fonctions sont similaires à celles du centre de données provincial. En avril 2009, le Ministère et cette SDL ont signé une lettre d'entente autorisant la société à utiliser provisoirement son système afin d'accélérer l'adoption de la tarification FHC. Initialement, la SDL avait accepté de commencer la transmission des

Figure 14 : Compteurs intelligents et flux de données en Ontario

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE)



* Presque toutes les entreprises de distribution utilisent aussi leurs propres systèmes pour traiter les données des compteurs intelligents (avant leur transmission au centre de données provincial ou après leur réception du centre) aux fins de facturation, comme il est illustré dans la section **Duplication des systèmes et des coûts**.

données des compteurs intelligents au centre provincial à la fin de 2010. En février 2013, la société a différé à la fin de 2015 l'intégration complète avec le centre de données provincial. Cette SDL compte actuellement quelque 700 000 abonnés ayant des compteurs intelligents, mais n'a pas encore transmis de données au centre provincial. Même si ces 700 000 abonnés n'ont pas bénéficié des services du centre provincial, ils doivent acquitter les frais mensuels de 0,79 \$. Au total, ils ont payé près de 7,7 millions de dollars jusqu'à la mi-2014 et verseront 28,6 millions de plus d'ici octobre 2018. En plus des frais mensuels, ces abonnés couvrent le coût du système de données de la SDL.

- Une autre importante SDL, qui compte environ 112 000 abonnés équipés de compteurs intelligents, n'avait pas transmis de données au centre provincial en raison de problèmes de connectivité de réseau interne à son système des compteurs intelligents. Même si ces 112 000 abonnés n'ont jamais bénéficié du centre de données provincial, ils doivent aussi acquitter les frais mensuels de 0,79 \$ – au total, 1,2 million de dollars jusqu'à la mi-2014 et 4,6 millions de plus d'ici octobre 2018.

Dédoublage des systèmes et des coûts

Dans la *Loi de 2006 sur la responsabilité en matière de conservation de l'énergie* et le Règlement de l'Ontario 393/07, la SIERE est désignée comme l'entité responsable des compteurs intelligents, ayant le « pouvoir exclusif » d'exercer les fonctions suivantes pour la mise au point et l'exploitation du centre de données provincial :

- recueillir, gérer et stocker les données des compteurs;
- exécuter des activités de validation, d'estimation et d'édition, afin de relever les données manquantes ou inexacts et d'en rendre compte;

- exploiter une ou plusieurs bases de données pour faciliter la collecte, la gestion, le stockage et l'extraction des données des compteurs;
- préparer les données pour qu'elles soient prêtes à être utilisées par les SDL en vue d'établir les factures des abonnés.

En février 2007, le document de définition du programme, où sont exposées les responsabilités du Ministère et de la SIERE concernant la conception et l'exécution de la fonctionnalité du centre de données provincial, précisait que : [traduction] « la centralisation des fonctions du [centre de données provincial] permettra de normaliser les processus de validation, d'estimation et d'édition des données à l'échelle de la province et facilitera la mise en oeuvre rentable de ces processus. »

Toutefois, lorsque la SIERE a amorcé la mise au point du centre de données en 2007, certaines SDL avaient déjà acheté et commencé à installer leurs propres compteurs intelligents et systèmes connexes, qui variaient d'une SDL à l'autre. Par conséquent, nous avons conclu que l'utilisation du centre de données provincial, à titre de système central, n'était pas rentable, car la majorité des SDL utilisaient leurs propres systèmes pour traiter les données des compteurs intelligents (avant leur transmission au système provincial de gestion des données des compteurs ou après leur réception du système) aux fins de la facturation.

Dans les entrevues et les sondages des SDL, nous avons constaté que 96 % utilisaient leurs systèmes pour traiter les données des compteurs intelligents, et 88 % ont affirmé que leurs systèmes et le centre de données provincial exécutaient des fonctions similaires, ce qui donnait lieu à de la redondance. Par exemple, avant de transmettre des données au centre provincial, les SDL utilisaient leurs systèmes pour valider, estimer et éditer les données – des fonctions clés du centre provincial.

Les coûts de ce dédoublement, c'est-à-dire un système à l'échelon provincial et un autre au niveau local, sont transférés aux abonnés. Les frais d'exploitation mensuels du système de chaque SDL, se chiffrant en moyenne à 0,21 \$ par compteur, sont

assumés par les abonnés en plus des frais mensuels de 0,79 \$ pour les compteurs intelligents (voir la section **Facturation aux abonnés des services redondants ou inutilisés du centre de données provincial**).

Dans notre examen des commentaires formulés par les SDL et les intervenants en juin 2006 lors de la consultation du Ministère, nous avons relevé des préoccupations communes au sujet du dédoublement des systèmes, notamment :

[Traduction]

- « La centralisation proposée d'une partie des fonctions et des responsabilités de facturation des clients n'est pas nécessaire ou compréhensible à cause des complexités et des questions qui donnent lieu à des exceptions concernant les relevés de compteurs et les montants facturés chaque jour. »
- « L'attribution de cette responsabilité [les fonctions de validation, d'estimation et d'édition des données des compteurs intelligents] au [centre de données provincial] entraîne le dédoublement des efforts et des inefficiences opérationnelles qui feront monter les coûts. »
- « Les clients nous appellent lorsqu'ils ont des questions ou des problèmes. Il est essentiel que les [sociétés de distribution locales] aient un accès libre et gratuit aux données de leur clientèle, aient le droit d'archiver les données à des fins de facturation et d'exploitation, et demeurent l'unique point de contact pour leurs clients de détail. »
- « Les [sociétés de distribution locales] n'ont jamais reçu d'explication claire de la raison de collecter et de stocker les données dans une base de données centrale massive et de les réacheminer à celles-ci [...] Les clients appellent leurs distributeurs locaux pour obtenir des renseignements qui sont principalement stockés dans le [centre de données provincial]. »
- « Les fonctions de validation, d'estimation et d'édition seront exécutées centralement. Cette prise en charge centrale inquiète beaucoup

les [sociétés de distribution locales]. Parce qu'elles entretiennent les relations avec la clientèle locale et la connaissent bien, elles sont mieux placées pour connaître les particularités de leurs clients individuels et peuvent donc effectuer des révisions et estimations exactes des données de leur clientèle. »

- « Parce que le système de renseignements sur les clients des SDL est la source du lien entre le client, l'emplacement et le compteur, il faudra maintenant gérer les relations dans ce système, y compris le nouveau [centre de données provincial]. Pour ce faire, nous devons reprogrammer le système [...] Cette approche suscitera probablement un important dédoublement des données afin de pouvoir maintenir les relations. »

Principaux défis liés à la mise au point et à l'intégration des systèmes

L'échéancier serré et ambitieux établi par le gouvernement, comme mentionné à la section **Gouvernance et surveillance de la planification et de la mise en oeuvre**, ainsi que la structure complexe du secteur de l'électricité de l'Ontario comptant de nombreuses SDL, ont posé d'importants défis aux composantes de mise au point et d'intégration des systèmes pour mettre en oeuvre l'Initiative.

Échéancier de mise en oeuvre ambitieux de l'Initiative

Dans le plan de mise en oeuvre de l'Initiative adopté par la CEO en 2005, de nombreux intéressés ont soulevé des inquiétudes au sujet de l'échéancier ambitieux, qui causerait des erreurs et augmenterait les coûts. Dans ce plan, la CEO mettait aussi en garde contre le fait que l'Initiative était ambitieuse et complexe et qu'elle nécessitait les efforts intensifs et coordonnés des principaux intéressés pendant plusieurs années, en plus de la coopération des abonnés.

Nous avons constaté que l'échéancier ambitieux a suscité des difficultés lors de la mise au point du centre de données provincial et de son intégration aux différents systèmes des SDL. Par exemple, la haute direction de la SIERE avait indiqué que l'échéancier initial était court et que la mise au point du centre de données provincial constituait une vaste entreprise qui avait été réalisée trop rapidement, surtout en 2007 et 2008 lorsque la SIERE a éprouvé des problèmes techniques et de logiciel. La SIERE avait soulevé ces questions auprès du Ministère, mais l'échéance initiale fixée à l'été 2007 n'a pas été modifiée. La SIERE n'a pas respecté cette échéance, et l'ouverture du centre de données provincial a été reportée à mars 2008. Certaines SDL avaient commencé à installer des compteurs intelligents pour les abonnés avant 2007. Le centre de données provincial n'était pas prêt à traiter les données des compteurs intelligents pour la tarification FHC lorsque le premier compteur intelligent a été branché.

La CEO a aussi indiqué que 40 des 73 SDL avaient demandé de reporter la date de mise en oeuvre obligatoire de la tarification FHC en raison de problèmes opérationnels ou techniques, dont les retards d'intégration avec le centre de données provincial et les problèmes de qualité des données de certains compteurs intelligents.

En outre, d'après 40 % des SDL consultées, l'échéancier de mise en oeuvre constituait l'un des trois principaux défis (voir l'**annexe 1**). Des SDL ont fait les commentaires suivants :

[Traduction]

- « La province aurait dû allouer plus de temps pour les essais et la mise en place de la technologie des compteurs intelligents, au lieu de se dépêcher à mettre en service cette technologie non éprouvée. »
- « L'intégration au [centre de données provincial] a posé des défis, car la conception du système et l'échéancier ne cessaient d'évoluer pendant la mise en oeuvre. »
- « Il a été difficile de respecter l'échéancier, surtout à cause des problèmes d'intégration. »

- « L'échéancier de mise en oeuvre était ambitieux étant donné tous les essais et la paperasserie nécessaires. »

Difficulté à mettre en oeuvre l'Initiative en raison de la structure complexe du secteur de l'électricité

Dans d'autres administrations, le déploiement à grande échelle des compteurs intelligents a seulement été entrepris par quelques SDL, voire une seule. Le défi en Ontario est que les 73 différentes SDL étaient chacune responsable de l'achat, de l'installation, de l'exploitation et de l'entretien des compteurs intelligents, ainsi que de la facturation des abonnés.

Parce que le secteur de l'électricité de l'Ontario compte un nombre plutôt grand de SDL en exploitation, il a été difficile d'assurer la mise en oeuvre rentable de l'Initiative, en partie à cause de l'intégration massive au centre de données provincial des différents systèmes de compteurs intelligents et de facturation de chaque SDL. Afin d'assurer la conformité aux exigences en matière d'interface de système et de transfert des données, chaque SDL a dû mettre à niveau ses systèmes existants, ou en acheter des nouveaux, et effectuer une série d'essais de matériel et de logiciel. Nous avons notamment constaté ce qui suit :

- 75 % des SDL consultées ont indiqué que la gestion des données et l'intégration des systèmes figuraient parmi les trois principales difficultés, et 83 % ont dit qu'il avait été difficile et coûteux d'intégrer leurs systèmes au centre de données provincial (voir l'**annexe 1**);
- 60 % des SDL ont précisé que les modifications du centre de données provincial les avaient obligées à entreprendre de fréquents changements et mises à niveau de leurs systèmes. Selon la SIERE, entre 2009 et 2012, trois importantes modifications ont été apportées au centre de données provincial pour corriger des défauts, exécuter de

nouvelles fonctions et répondre aux questions soulevées pas Mesures Canada (voir la section **Non-conformité aux exigences en matière de données de Mesures Canada**). Outre ces trois importantes modifications, le centre provincial a aussi été modifié en 2008 et 2009 afin d'appuyer les changements dans les systèmes et les pratiques opérationnels des SDL. Les sociétés qui ont suivi ces coûts ont déclaré avoir dépensé en tout près de 47 millions de dollars pour modifier leurs systèmes internes afin de les intégrer au centre de données provincial et d'assurer leur compatibilité (voir la **figure 15**). Certaines SDL ont fait les commentaires suivants :

[Traduction]

- « L'intégration au [centre de données provincial] a nécessité de nombreuses mises à niveau et des essais continus, en plus des essais exigés par la SIERE. »
- « Les essais avec le [centre de données provincial] ont été très coûteux. »
- « Beaucoup de temps et d'efforts ont été consacrés à l'intégration des systèmes afin d'assurer l'acheminement approprié des données entre le [centre de données provincial] et les sociétés de distribution. »

- « Un exercice coûteux en argent et en temps a été réalisé pour intégrer les systèmes des sociétés de distribution au [centre de données provincial]. »

L'échéancier ambitieux et la complexité du secteur de l'électricité ont nui à la mise en oeuvre harmonieuse et rentable de l'Initiative.

Surveillance insuffisante des coûts et des services du centre de données provincial

En décembre 2006, après le processus concurrentiel, la SIERE a adjugé un marché à un entrepreneur privé pour mettre au point, déployer et exploiter le centre de données provincial. Le marché initial était pour une période de cinq ans, de décembre 2006 à mars 2012, avec une option de prolongation pour une autre période de deux ans jusqu'en mars 2014, que la SIERE a exercée. En décembre 2012, après un processus concurrentiel, la SIERE a conclu un autre marché avec le même entrepreneur pour une autre période de cinq ans jusqu'en mars 2019, avec une option de prolongation de cinq ans jusqu'en mars 2024. La SIERE a versé à cet entrepreneur environ 81,7 millions de dollars pour la période de janvier 2007 à mars 2013. En plus de recourir au personnel de l'entrepreneur et à son personnel interne, la SIERE avait engagé des frais de quelque

Figure 15 : Coûts relatifs aux systèmes engagés par les entreprises de distribution locales

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

Date	Description du coût	Coût approximatif ¹ (en milliers de dollars)	Section du rapport (s'il y a lieu)
2006-2013	Mise à niveau des systèmes locaux en vue de la mise en oeuvre de la tarification selon l'heure de consommation	47 000 ²	Principaux défis liés au développement et à l'intégration des systèmes
2006-2013	Développement de portails permettant aux consommateurs d'accéder en ligne aux données sur leur consommation et leurs factures d'électricité	1 100	
2010-2012	Mise en conformité des systèmes locaux avec les exigences de Mesures Canada	800	Non-conformité aux exigences en matière de données de Mesures Canada

1 Le montant a été sous-estimé parce que certaines des entreprises de distribution interviewées et sondées ne suivaient pas ces coûts séparément. Beaucoup des entreprises de distribution que nous avons consultées considéraient les coûts liés aux compteurs intelligents comme des coûts d'exploitation normaux et les récupéraient en soumettant à la CEO des demandes relatives aux tarifs réguliers plutôt que des demandes de recouvrement des coûts liés aux compteurs intelligents.

2 Sur ce montant de 47 millions de dollars, environ 40 millions ont été engagés par Hydro One.

16 millions à la fin de 2013 pour les services de consultants pour mettre au point, déployer et exploiter le centre de données provincial.

Modalités de marché ambiguës relatives aux frais d'exploitation du centre de données provincial

Notre examen des droits de sous-traitance versés par la SIERE à l'entrepreneur pour exploiter le centre de données provincial a révélé que les droits annuels moyens de 13,4 millions de dollars versés pendant la prolongation de deux ans, de 2012 à 2014, étaient presque le double des droits annuels de 6,8 millions pour la période de cinq ans stipulés dans le marché d'origine.

La SIERE a expliqué en partie ces droits accrus par les coûts supplémentaires des changements du centre de données provincial. Nous avons cependant remarqué que ces coûts supplémentaires ont surtout été engagés avant 2012, c'est-à-dire avant la prolongation de deux ans, pour traiter d'importants changements du centre provincial. La SIERE a aussi attribué une partie des droits accrus au nombre plus élevé de compteurs intelligents. Pourtant, puisque le gouvernement avait fixé la cible d'installer les compteurs intelligents chez l'ensemble des abonnés résidentiels et des petites entreprises, la SIERE aurait dû connaître le nombre de compteurs à installer.

Nous avons noté que la SIERE et l'entrepreneur avaient négocié des droits de sous-traitance plus élevés, et convenu de ces droits, à cause de modalités ambiguës du marché relatives à la prolongation de deux ans. Particulièrement, lorsque la SIERE se préparait, en juin 2011, à exercer l'option de prolongation de deux ans dans le marché initial, elle a constaté une erreur, à savoir que les droits de prolongation prévus étaient sous-estimés de 13,9 millions de dollars. La direction de la SIERE a informé le conseil d'administration que l'erreur commise résultait d'une modification, qui n'avait pas clarifié les droits de sous-traitance applicables à la prolongation de deux ans. La direction de la

SIERE a aussi informé son avocat qu'il s'agissait d'une omission de sa part ainsi que de l'entrepreneur et des avocats. Elle a fait savoir que parce que l'entrepreneur avait essuyé des pertes dans le cadre du marché, [traduction] « l'ambiguïté concernant la prolongation du marché offrait la possibilité à l'entrepreneur d'améliorer sa situation financière et de compenser ses pertes à l'avenir ».

Maintien d'un service inutilisé dans le marché

D'après le marché d'origine, l'entrepreneur devait fournir à la SIERE un service de réponse vocale interactive (RVI) pour que les abonnés puissent vérifier au téléphone leur consommation d'électricité. Le service de RVI était accessible en mars 2008, lorsque le centre de données provincial était fonctionnel. Toutefois, 2 des 73 SDL seulement ont choisi de s'inscrire au service et ont configuré la RVI; elles ont déclaré une utilisation limitée des abonnés. De février 2012 à mars 2013, seulement 25 abonnés des 2 SDL ont utilisé la RVI. Même si l'utilisation de ce service était très limitée après son lancement en mars 2008, la SIERE l'a inclus dans le nouveau marché signé avec l'entrepreneur en décembre 2012.

Alors que près de 80 % des SDL avaient intégré leurs systèmes au centre de données provincial en 2011 et au début de 2012, la SIERE a fait savoir qu'elle ne disposait pas d'information suffisante sur l'utilisation actuelle de la RVI avant 2013 et, d'ailleurs, n'a interrompu ce service qu'en septembre 2013 et a négocié un crédit de 390 000 \$ à appliquer aux livrables futurs de l'entrepreneur. La surveillance adéquate de l'utilisation de ce service aurait permis d'y mettre fin plus tôt et d'éliminer les coûts associés, qui n'étaient pas précisés dans le marché et ne pouvaient donc être estimés.

RECOMMANDATION 7

Pour ne pas imposer aux abonnés des coûts en double et courants pour la mise au point et l'intégration des systèmes, le ministère de l'Énergie

doit travailler avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) et les sociétés de distribution pour réévaluer les options entourant l'exploitation du centre de données provincial ou mettre en place des systèmes distincts dans les sociétés de distribution individuelles, de façon à déterminer la rentabilité des différentes options et à éviter le dédoublement continu des systèmes et des coûts.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

Le Ministère a fait savoir que le cadre réglementaire nécessaire, en particulier les Règlements de l'Ontario 393/07 et 426/06, était en place pour restreindre le dédoublement des coûts des services qui se rapportent exclusivement au Système de gestion et de stockage des données des compteurs.

Le Ministère entend continuer de chercher les occasions d'ajouter à la valeur qu'offre déjà le centre de données provincial.

RÉPONSE DE LA SIERE

À la demande du Ministère, la SIERE collaborera avec celui-ci et la CEO pour assurer la conformité des SDL aux règlements en vigueur et réduire le dédoublement des fonctions relevant exclusivement de la SIERE et exécutées au centre de données provincial.

De même, à la demande du Ministère, la SIERE travaillera avec lui et les SDL pour cerner et évaluer les possibilités d'optimiser les investissements existants et les économies d'échelle au centre de données provincial afin de réduire les frais d'exploitation des distributeurs et les coûts pour les abonnés.

RÉPONSE DE LA CEO

La CEO est heureuse de travailler avec le Ministère et d'autres intéressés à toute évaluation que ce dernier engagera concernant les possibilités

d'optimiser les ressources du système provincial de gestion des données des compteurs et les réseaux de distribution locaux.

RECOMMANDATION 8

Pour assurer à l'avenir la mise en oeuvre rentable des projets provinciaux visant le secteur complexe de distribution d'électricité, le ministère de l'Énergie doit travailler avec les organismes visés du secteur pour fixer des cibles et des échéanciers de mise en oeuvre appropriés et raisonnables, afin de minimiser les coûts et les risques liés à la mise au point et à l'intégration des systèmes de nombreuses sociétés de distribution.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

La mise en oeuvre des compteurs intelligents et de la tarification FHC a été menée à terme dans une approche en partenariat. Chaque organisme, c'est-à-dire le Ministère, la SIERE, la CEO et les SDL, était responsable de certains aspects de la mise en oeuvre, et de vastes consultations ont eu lieu en cours de route.

Le Ministère veillera à l'exécution judiciaire, collaborative et rentable des projets dans le secteur de la distribution d'électricité.

Exactitude et qualité des données des compteurs intelligents

Pour réduire les estimations et les ajustements de facturation ainsi que les plaintes des abonnés, les données des compteurs intelligents doivent être traitées exactement et complètement afin d'établir des factures correctes en temps opportun.

Non-conformité aux exigences en matière de données de Mesures Canada

Mesures Canada est l'organisme fédéral chargé d'assurer que les abonnés bénéficient de mesures

équitable et exactes dans les opérations relatives aux biens et services, y compris la mesure de la consommation d'électricité et de la facturation connexe. Généralement, la consommation et la facturation peuvent être mesurées en employant deux méthodes pour saisir les données des compteurs intelligents : le relevé de compteur ou le relevé à intervalles.

- Relevé de compteur – relevé effectué par les compteurs analogues et intelligents, soit par la mémoire interne ou sur l'affichage externe montrant la consommation cumulative totale depuis la date d'installation; ressemble à un odomètre automobile qui enregistre le nombre de kilomètres parcourus. Avant l'installation des compteurs intelligents, le personnel des SDL devait faire un relevé manuel des compteurs analogues en visitant les lieux des abonnés. Le relevé cumulatif sur les factures d'électricité devrait concorder avec l'affichage sur les compteurs.
- Relevé à intervalles – seulement le relevé des compteurs intelligents qui enregistrent les périodes de consommation d'électricité des abonnés (consommation horaire ou de durée plus courte).

Mesures Canada exige que les relevés cumulatifs de compteurs soient utilisés pour calculer les montants des factures, qui doivent être affichés sur les compteurs et figurer sur les factures. Ces exigences favorisent la transparence en fournissant des renseignements sur les factures d'électricité aux abonnés pour qu'ils comparent le relevé de compteur avec le montant sur leur facture. Toutefois, Mesures Canada a informé la SIERE et le Ministère en novembre 2009 que ces exigences n'étaient pas satisfaites en Ontario, parce que les relevés cumulatifs des compteurs intelligents n'étaient pas saisis par le centre de données provincial ou les systèmes des SDL. En janvier 2010, Mesures Canada a réitéré ses préoccupations et a ordonné à la SIERE de prendre des mesures correctives avant le 1^{er} janvier 2012. Par conséquent, la SIERE et les SDL ont modifié leurs systèmes pour répondre aux

exigences de Mesures Canada. La SIERE a engagé 13,7 millions de dollars pour apporter les modifications nécessaires au centre de données provincial.

Outre la SIERE, les SDL ont aussi engagé des frais pour corriger le problème dans leurs systèmes. En août 2010, la SIERE a rapporté aux médias que seulement 150 000 abonnés de 5 SDL étaient touchés par le problème. Dans notre audit, nous avons cependant noté qu'en fait, toutes les SDL étaient visées et avaient engagé des coûts supplémentaires pour résoudre le problème. Parmi les SDL consultées, 20 seulement avaient fait le suivi de leurs coûts – au total, plus de 800 000 \$ pour remédier à la situation (voir la **figure 15**). Une SDL a indiqué que l'exigence de Mesures Canada avait eu un impact négatif sur les coûts de l'intégration au centre de données provincial. D'après, une autre, les systèmes de facturation de toutes les SDL [traduction] « avaient dû être remaniés pour éliminer les relevés de compteurs lorsque le [centre de données provincial] a initialement été mis en place, puis remaniés de nouveau pour rétablir les relevés de compteurs [...] Il semble qu'il y ait eu un malentendu au Ministère ou à la SIERE, car les systèmes auraient dû être conçus pour afficher les relevés de compteurs dès le début ».

Qualité et utilité douteuses des données des relevés de compteurs

Plusieurs limites dans le traitement des données des compteurs intelligents par le centre de données provincial et dans les processus opérationnels des SDL ont nui à la qualité et à l'utilité de ces données. Par exemple :

- Lorsque les SDL modifient ou remplacent les compteurs, elles doivent suivre le processus opérationnel approprié et transmettre deux ensembles de données de consommation au centre de données provincial : un ensemble pour les anciens compteurs et l'autre pour les nouveaux. Étant donné que certaines SDL n'ont pas suivi ce processus, on ne peut garantir la qualité et l'intégralité des données

transmises au centre provincial, d'où le risque que des données de facturation inexactes soient produites.

- Les compteurs intelligents ne sont pas tous équipés de la technologie pour aviser le centre de données provincial d'une panne d'électricité. Le Ministère a précisé qu'il n'était pas prévu que le centre de données exécute une fonction de gestion des pannes en temps réel pour déterminer les zones touchées. Par conséquent, les abonnés éprouvant une panne peuvent recevoir des factures estimatives établies par le centre de données provincial ou leur SDL. En décembre 2013, par exemple, des intempéries ont causé de graves pannes d'électricité dans le Sud de l'Ontario. D'après notre examen des données de consommation d'une grande SDL touchée par les pannes, certains abonnés sans électricité ont payé des factures estimatives basées sur leurs habitudes de consommation, et la SDL a corrigé les factures dans les périodes de facturation subséquentes.
- Presque toutes les SDL ont leurs propres systèmes, comme indiqué à la section **Dédoulement des systèmes et des coûts**. À part l'utilisation de leurs systèmes internes pour traiter les données des compteurs intelligents, les sociétés s'en servent aussi pour interroger et extraire des données de consommation pour les abonnés et les analyses internes. La moitié des SDL consultées utilisent leurs systèmes parce que le centre provincial a des capacités limitées pour extraire et interroger les données. En août 2013, la SIERE a fait savoir à son conseil que le centre de données provincial était capable de gérer les interrogations des données au début de sa mise en service, mais qu'il n'avait pas été conçu pour répondre aux demandes croissantes d'extraction de données. Cette limite a eu pour effet de réduire la valeur et l'utilité du centre provincial, dont le but initial était de faciliter le stockage et l'extraction des données des compteurs.

RECOMMANDATION 9

Pour assurer l'exactitude, la qualité et l'utilité des données des compteurs intelligents, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité doit :

- collaborer avec les sociétés de distribution pour examiner les limites et les problèmes de facturation associés au centre de données provincial et aux processus opérationnels des sociétés, y compris améliorer les procédures de traitement des données des compteurs intelligents pendant leur remplacement et les pannes d'électricité, ainsi que renforcer les capacités d'extraction et d'interrogation des données du centre de données provincial;
- informer les sociétés de distribution des processus opérationnels appropriés à suivre.

RÉPONSE DE LA SIERE

La SIERE a offert des séances de formation à toutes les SDL sur le traitement des données pendant le remplacement des compteurs et les pannes du centre de données provincial. Elle offrira d'autres séances de formation et de l'aide aux SDL qui en ont besoin pour améliorer les procédures de traitement des données des compteurs intelligents.

Après l'audit, la SIERE a amélioré les capacités d'extraction et d'interrogation des données du centre provincial. En outre, la SIERE et le Ministère travaillent à l'élaboration d'un dossier d'analyse pour un projet visant à répondre aux besoins changeants liés à l'accès aux données et à leur extraction aux fins de la recherche et de l'analyse.

Sécurité des compteurs intelligents et risques connexes

L'utilisation croissante des compteurs intelligents a suscité des questions et des préoccupations au sujet

des risques de sécurité possibles pour la protection de la vie privée et des risques d'incendie. Dans notre audit, nous avons examiné ces préoccupations dans la province.

Insuffisance des contrôles de sécurité et d'accès concernant les données des compteurs intelligents

La capacité des compteurs intelligents de suivre la consommation d'électricité horaire des abonnés résidentiels et des petites entreprises a soulevé des préoccupations au sujet de la sécurité et de la protection de la vie privée, qui découlent de l'utilisation et de l'accès non autorisés concernant les données des compteurs intelligents. Ces compteurs favorisent la collecte de quantités massives de renseignements personnels liés à la consommation d'électricité, permettant aux abonnés et aux SDL – ainsi qu'à toute autre personne ayant accès aux données – de voir en détail la consommation d'un abonné particulier. Les données des compteurs intelligents révèlent quand les abonnés s'absentent de la maison, leurs routines quotidiennes et les changements de ces routines. Par conséquent, les habitudes de consommation peuvent être utilisées, par exemple, aux fins de marketing et de publicité.

En Ontario, près de 800 employés ou agents des SDL ont accès à des fonctions précises du centre de données provincial. Ils peuvent notamment afficher et modifier les données des compteurs au moyen d'une interface chiffrée à partir de n'importe quel ordinateur relié à Internet. Les contrôles existants de la SIERE pour prévenir et détecter l'accès non autorisé aux données comprennent l'audit annuel du centre de données provincial effectué par des auditeurs externes, et l'évaluation annuelle des risques et des contrôles par le personnel de la SIERE. Cependant, à notre avis, il y aurait lieu d'améliorer encore plus la protection des données, notamment :

- Le centre de données provincial accorde automatiquement l'accès aux utilisateurs dans un processus de connexion comportant un code

d'utilisateur et un mot de passe, mais un code d'authentification n'est pas nécessaire. D'après notre recherche et la consultation d'un expert indépendant en sécurité de l'information et en compteurs intelligents, la pratique exemplaire en vue de sécuriser davantage l'accès à distance aux renseignements personnels est une vérification en deux étapes, qui exige des utilisateurs qu'ils fournissent un code d'authentification généré par un dispositif de sécurité qui leur a été attribué, en plus d'un code d'utilisateur et d'un mot de passe.

- La SIERE a engagé des auditeurs externes pour mener un audit annuel afin de fournir une garantie raisonnable que ses contrôles visant le centre de données provincial sont convenables et fonctionnent efficacement. Notre audit ne visait pas les SDL et se limitait aux opérations et aux contrôles du centre de données provincial délimités par la SIERE. Nous avons constaté que les données du centre provincial peuvent être exposées à des risques de sécurité potentiels au niveau des SDL pour les raisons suivantes :
 - Comme il est mentionné à la section **Dédoublement des systèmes et des coûts**, presque toutes les SDL consultées utilisent leurs propres systèmes pour traiter les données des compteurs intelligents. En outre, près de 85 % d'entre elles ont indiqué qu'elles n'avaient pas effectué d'évaluation de l'impact sur la protection de la vie privée (EIPV), outil officiel de gestion des risques utilisé pour cerner les risques réels ou potentiels que pose un système proposé ou existant sur les renseignements personnels d'un abonné. L'EIPV est considérée comme une pratique exemplaire en matière de protection de la vie privée pour les organismes ayant des systèmes existants ou nouveaux renfermant des renseignements personnels.
 - Notre examen auprès d'un échantillon de 200 employés de diverses SDL, qui avaient

accès au centre de données provincial, a révélé que les droits d'accès de 8 employés ne travaillant plus aux SDL n'avaient pas été révoqués dans les délais fixés. La SIERE a précisé qu'il revient aux SDL de l'aviser lorsque les droits d'accès doivent être modifiés ou annulés. Elle a ajouté qu'elle n'a pas la compétence, la responsabilité ou la capacité d'examiner la légitimité des utilisateurs auxquels les SDL accordent des droits d'accès. Partant, les SDL peuvent causer des risques de sécurité dont la SIERE n'est pas consciente et sur lesquels elle n'exerce aucun contrôle.

Absence de suivi et de surveillance des incendies liés aux compteurs intelligents

Dans notre audit, nous avons relevé des cas où des abonnés en Ontario ont déclaré des incendies causés par des compteurs intelligents. Notre recherche a révélé que d'autres administrations, dont la Colombie-Britannique, la Saskatchewan et la Pennsylvanie, avaient aussi déclaré des incendies dans les compteurs intelligents. Cependant, une information exacte ou complète sur les incendies liés aux compteurs intelligents n'était pas disponible en Ontario afin de déterminer l'ampleur du problème dans la province.

- Le Bureau du commissaire des incendies (BCI), le conseiller principal en Ontario sur la politique de protection incendie et de sécurité connexe, a fait savoir qu'il était au courant des incendies mettant en cause des compteurs intelligents en Ontario, ailleurs au Canada et aux États-Unis. Quoi qu'il en soit, certaines SDL et des services d'incendie ne déclarent pas ces cas au BCI. Nous avons donc besoin de plus d'information pour évaluer l'ampleur du problème en Ontario. De mai 2011 à mars 2013, par exemple, le BCI a consigné 14 incendies causés par 8 compteurs ou les socles sur lesquels ils étaient montés. D'après le BCI, le système de déclaration d'incidents

ne peut cependant déterminer le type d'appareil en cause, soit un compteur analogique ou intelligent, parce qu'il ne collecte pas de détails précis sur les compteurs. D'après des éléments de preuve empiriques, le BCI a déterminé trois causes possibles des incendies :

- les anciennes connexions dans les socles des compteurs peuvent avoir été lâches ou autrement impropres pour l'échange continu avec les nouveaux compteurs intelligents;
- les nouveaux compteurs intelligents peuvent avoir été installés de manière inappropriée;
- les nouveaux compteurs intelligents peuvent avoir été défectueux et avoir causé des défaillances électriques ou un désalignement avec les anciens socles.
- L'Office de la sécurité des installations électriques (OSIE), l'organisme mandaté pour améliorer la sécurité électrique en Ontario, s'est vu attribuer, par le gouvernement, la responsabilité de la réglementation de l'installation des compteurs. Toute défaillance des compteurs en raison d'installation incorrecte par une SDL relève de la surveillance réglementaire de l'OSIE. En février 2007, et de nouveau en octobre 2012, l'OSIE a pris connaissance de risques d'incendie potentiels liés aux compteurs intelligents et de dommages aux biens causés par des compteurs intelligents ou leurs socles. Pour répondre à ces préoccupations, l'OSIE a sondé les SDL, leur demandant de fournir des renseignements sur ces incidents. L'OSIE a cependant précisé qu'il n'avait pas reçu d'information suffisante pour se prononcer sur la gravité du problème ou les types de compteurs causant les problèmes. À la suite de récents incendies causés par des compteurs intelligents en Saskatchewan, l'OSIE a commencé à examiner ces incidents à l'été 2014 afin

de déterminer si des risques potentiels existaient en Ontario.

Le ministère fédéral de l'Industrie coordonne l'homologation des appareils de radiocommunication, y compris les compteurs intelligents, qui doivent être testés et homologués en conformité avec les normes d'Industrie Canada avant d'être mis en vente au pays. À l'échelon provincial, l'OSIE agit pour le compte du gouvernement de l'Ontario et assume des responsabilités particulières en matière de sécurité électrique. Dans le cadre de son mandat, l'OSIE administre le Code de sécurité relatif aux installations électriques de l'Ontario et les règlements visant la sécurité du réseau de distribution d'électricité, la sécurité des produits électriques et la délivrance des permis d'exercice aux électriciens. Toutefois, on constate un manque de clarté au sujet des normes de sécurité relatives aux compteurs intelligents dans la province, notamment :

- L'OSIE a indiqué que d'après un bulletin sur le Code de sécurité relatif aux installations électriques de l'Ontario, qui est paru en mai 2012, aux termes de la loi fédérale, il n'a pas compétence sur les dispositifs de facturation (p. ex. les compteurs intelligents et les transformateurs associés) et ces dispositifs ne doivent pas être approuvés dans la province, comme l'exige le Code canadien de l'électricité ou le Code de sécurité relatif aux installations électriques de l'Ontario.
- D'après l'OSIE, le Code de sécurité relatif aux installations électriques de l'Ontario s'applique aux socles des compteurs et aux dispositifs de montage, mais non aux dispositifs de facturation, comme les compteurs intelligents eux-mêmes. Ainsi, les compteurs intelligents et les transformateurs associés sont réputés être acceptables s'ils portent un code d'approbation délivré par Mesures Canada, un organisme fédéral. Nous avons cependant noté que Mesures Canada est mandaté pour assurer l'intégrité et l'exactitude des mesures, y compris de la consommation d'électricité et des données de facturation, mais non de la

sécurité des appareils de mesure comme les compteurs intelligents.

En raison de la surveillance et du suivi insuffisants des incendies liés aux compteurs intelligents, il a été difficile de déterminer l'ampleur du problème dans la province et d'y remédier en conséquence, ce qui entraîne des risques de sécurité en Ontario.

RECOMMANDATION 10

Pour assurer le traitement et le stockage sécurisés des données des compteurs intelligents, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité doit collaborer avec les sociétés de distribution pour améliorer leurs systèmes et contrôles de sécurité des données, afin de prévenir et de détecter les accès non autorisés aux données des compteurs intelligents.

RÉPONSE DE LA SIERE

À la suite de l'audit, la SIERE a adopté de nouvelles capacités en juin 2014 pour aider les SDL à gérer l'accès de leurs utilisateurs au centre de données provincial. La SIERE fournit aux SDL un complément d'information pour qu'elles déterminent les changements à apporter aux permissions d'accès de leurs utilisateurs. En conformité avec cette information, les SDL doivent informer la SIERE des changements nécessaires.

De plus, la SIERE entend revoir ses propres contrôles de sécurité des données et les contrôles à mettre en place dans les SDL, afin de prévenir et de détecter l'accès non autorisé aux données des compteurs intelligents. Elle compte aussi examiner, de concert avec les SDL, le rapport *Building Privacy into Ontario's Smart Meter Data Management System*, qu'elle a publié conjointement avec le Commissaire à l'information et à la protection de la vie privée de l'Ontario.

RECOMMANDATION 11

Pour réagir de façon adéquate et opportune aux risques d'incendie posés par les compteurs intelligents, le ministère de l'Énergie doit travailler avec les entités visées, notamment les sociétés de distribution, le Bureau du commissaire des incendies et l'Office de la sécurité des installations électriques, afin de suivre et de surveiller l'information sur les cas d'incendies liés aux compteurs intelligents en Ontario pour en cerner et en comprendre les causes.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

Le Ministère n'a pas encore reçu d'information des autorités compétentes ni des SDL que les compteurs intelligents posaient un risque de sécurité en Ontario.

Le Ministère s'engage à appuyer les efforts des autorités compétentes, tels le Bureau du commissaire des incendies et l'Office de la sécurité des installations électriques, ainsi que des SDL afin de suivre et de surveiller de façon adéquate les préoccupations ou les incidents liés à la sécurité des compteurs d'électricité.

Il entend en outre continuer de suivre les préoccupations et les interventions relatives à la sécurité des compteurs en Saskatchewan et de tenir compte des implications pour l'Ontario.

Annexe 1 – Questions posées aux entreprises de distribution de l'Ontario et réponses reçues de celles-ci

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

Questions choisies	Réponses	
	% des entreprises de distribution ont répondu « Oui »	% des entreprises de distribution ont répondu « Non »
Votre entreprise de distribution a-t-elle réalisé des économies d'exploitation nettes depuis la mise en oeuvre de l'Initiative des compteurs intelligents?	5	95
Votre entreprise de distribution a-t-elle mené une étude de l'impact sur la facturation de l'introduction des compteurs intelligents et des tarifs selon l'heure de consommation (THC)?	9	91
Votre entreprise de distribution a-t-elle mené une étude sur les fluctuations de la consommation d'électricité depuis l'introduction des compteurs intelligents et des THC?	0	100
Votre entreprise de distribution a-t-elle un système qui exerce des fonctions semblables à celles du système de gestion et de stockage des données de compteur, afin de traiter les données recueillies par les compteurs intelligents?	96	4
Votre entreprise de distribution a-t-elle fait une Évaluation de l'impact sur la protection de la vie privée au moment de la mise en oeuvre de l'Initiative des compteurs intelligents?	15	85
% des entreprises de distribution qui se disaient préoccupées par les questions suivantes :		
Veuillez indiquer les préoccupations de votre entreprise de distribution concernant le système de gestion et de stockage des données de compteur (centre de données provincial).	88 % - Redondance avec les systèmes de l'entreprise de distribution	
	83 % - Difficultés et coûts associés à l'intégration des systèmes des entreprises de distribution avec le système de gestion et de stockage des données de compteur	
	60 % - Modifications et mises à niveau fréquentes du système de gestion et de stockage des données de compteur	
	50 % - Capacité limitée de récupération des données et de recherche	
% des entreprises de distribution qui classaient les questions suivantes parmi les trois principaux défis :		
Veuillez classer les défis que votre entreprise de distribution a dû surmonter dans la mise en oeuvre de l'Initiative des compteurs intelligents.	75 % - Coût de la gestion des données et de l'intégration des systèmes	
	44 % - Longueur du processus d'approvisionnement	
	40 % - Délais serrés de mise en oeuvre	
% des entreprises de distribution qui classaient les questions suivantes parmi les trois principales sources de plaintes des consommateurs :		
Veuillez indiquer le volume (élevé/faible) de plaintes des consommateurs concernant les compteurs intelligents et les THC depuis la mise en oeuvre de l'Initiative des compteurs intelligents dans votre entreprise de distribution.	51 % - Factures plus élevées et absence d'économies	
	33 % - Compréhension insuffisante des THC et manque d'information sur ce sujet	
	24 % - Capacité limitée ou inexistante de réduire la consommation d'électricité	

Annexe 2 – Élément « frais de livraison » de la facture d'électricité mensuelle selon l'entreprise de distribution¹

Source des données : Commission de l'énergie de l'Ontario

Entreprise de distribution	Frais de livraison (\$)	Entreprise de distribution	Frais de livraison (\$)
1. Algoma Power Inc.	59,4	37. Kitchener-Wilmot Hydro Inc.	35,0
2. Atikokan Hydro Inc.	65,5	38. Lakefront Utilities Inc.	36,7
3. Bluewater Power Distribution Corporation	45,8	39. Lakeland Power Distribution Ltd.	53,4
4. Brant County Power Inc.	40,8	40. London Hydro Inc.	38,3
5. Brantford Power Inc.	31,8	41. Midland Power Utility Corporation	48,7
6. Burlington Hydro Inc.	40,1	42. Milton Hydro Distribution Inc.	40,3
7. Cambridge and North Dumfries Hydro Inc.	36,5	43. Newmarket-Tay Power Distribution Ltd. (Newmarket) ²	41,7
8. Canadian Niagara Power Inc. (Fort Erie)	52,6	Newmarket-Tay Power Distribution Ltd. (Tay) ²	24,9
Canadian Niagara Power Inc. (Port Colborne Hydro Inc.) ²	53,8	44. Niagara Peninsula Energy Inc. (Niagara) ²	39,6
9. Centre Wellington Hydro Ltd.	41,6	Niagara Peninsula Energy Inc. (péninsule) ²	42,7
10. Chapleau Public Utilities Corporation	53,2	45. Niagara-on-the-Lake Hydro Inc.	41,8
11. COLLUS PowerStream Corp.	34,9	46. Norfolk Power Distribution Inc.	53,1
12. Cooperative Hydro Embrun Inc.	39,7	47. North Bay Hydro Distribution Limited	40,4
13. E.L.K. Energy Inc.	30,9	48. Northern Ontario Wires Inc.	51,2
14. Enersource Hydro Mississauga Inc.	36,8	49. Oakville Hydro Electricity Distribution Inc.	43,5
15. Entegrus Powerlines Inc.	41,0	50. Orangeville Hydro Limited	42,3
16. EnWin Utilities Ltd.	41,6	51. Orillia Power Distribution Corporation	41,3
17. Erie Thames Powerlines Corporation	44,2	52. Oshawa PUC Networks Inc.	33,8
18. Espanola Regional Hydro Distribution Corporation	51,1	53. Ottawa River Power Corporation	36,5
19. Essex Powerlines Corporation	43,6	54. Parry Sound Power Corporation	61,0
20. Festival Hydro Inc. (Hensall) ²	45,0	55. Peterborough Distribution Incorporated	37,4
Festival Hydro Inc. (Main) ²	45,6	56. PowerStream Inc. (Barrie) ²	35,5
21. Fort Frances Power Corporation	36,2	PowerStream Inc. (Sud) ²	35,1
22. Greater Sudbury Hydro Inc.	37,9	57. PUC Distribution Inc.	31,7
23. Grimsby Power Incorporated	40,1	58. Renfrew Hydro Inc.	37,5
24. Guelph Hydro Electric Systems Inc.	41,9	59. Rideau St. Lawrence Distribution Inc.	43,1
25. Haldimand County Hydro Inc.	57,3	60. Sioux Lookout Hydro Inc.	55,0
26. Halton Hills Hydro Inc.	39,0	61. St. Thomas Energy Inc.	39,8
27. Hearst Power Distribution Company Limited	31,7	62. Thunder Bay Hydro Electricity Distribution Inc.	33,3
28. Horizon Utilities Corporation	40,9	63. Tillsonburg Hydro Inc.	38,6
29. Hydro 2000 Inc.	43,6	64. Toronto Hydro-Electric System Limited	46,9
30. Hydro Hawkesbury Inc.	28,0	65. Veridian Connections Inc. (Gravenhurst) ²	52,8
31. Hydro One (faible densité) ^{2,3}	110,6	Veridian Connections Inc. (Main) ²	38,7
Hydro One (densité moyenne) ^{2,3}	69,5	66. Wasaga Distribution Inc.	27,3
Hydro One (haute densité urbaine) ^{2,3}	54,2	67. Waterloo North Hydro Inc.	38,0
32. Hydro One Brampton Networks Inc.	35,6	68. Welland Hydro-Electric System Corp.	41,9
33. Hydro Ottawa Limited	40,1	69. Wellington North Power Inc.	50,3
34. Innisfil Hydro Distribution Systems Limited	49,6	70. West Coast Huron Energy Inc.	55,2
35. Kenora Hydro Electric Corporation Ltd.	37,3	71. Westario Power Inc.	43,8
36. Kingston Hydro Corporation	41,4	72. Whitby Hydro Electric Corporation	44,4
		73. Woodstock Hydro Services Inc.	45,3

1. Cette liste de 73 entreprises de distribution a été établie à partir de l'Annuaire des distributeurs d'électricité 2013 publié par la CEO. Les données sur les frais de livraison se fondent sur les données pour 2014 tirées du site Web de la CEO.

2. Les entreprises de distribution couvrant un plus grand territoire facturent différents frais de livraison à l'intérieur des régions desservies.

3. Les frais de livraison de Hydro One varient selon l'adresse des consommateurs et la population de la région. Moins il y a d'habitants, plus les frais de livraison sont élevés.