



Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

Audit de l'optimisation des ressources : Commission de l'énergie de l'Ontario : surveillance du marché et protection des consommateurs de l'électricité



Novembre 2022

Surveillance réglementaire du secteur de l'électricité et protection des consommateurs

1.0 Résumé

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) est l'organisme de réglementation des secteurs de l'électricité et du gaz naturel. Elle compte environ 200 employés. La loi autorise notamment la CEO à fixer les tarifs des entités à tarifs réglementés, à délivrer des permis aux participants au marché, de même qu'à approuver les demandes de regroupement de sociétés de distribution locales (SDL) et la construction de lignes de transport. La CEO dispose d'un large champ de compétence à l'égard du secteur de l'électricité de la province, mais notre audit a porté sur trois de ses principaux objectifs législatifs : protéger les intérêts des consommateurs en ce qui touche les prix et la prestation de services d'électricité adéquats, fiables et de qualité; promouvoir l'efficacité économique et la rentabilité du secteur; et aider à maintenir la viabilité financière du secteur de l'électricité.

Dans l'ensemble, notre audit a révélé que la CEO avait établi un processus d'évaluation et de prise de décision transparent qui tient compte des intérêts des consommateurs en permettant au public de participer aux consultations portant sur les demandes soumises et sur les politiques. Toutefois, dans certains domaines, la capacité de la CEO à protéger les intérêts des consommateurs est limitée. Par exemple, elle ne joue pas un rôle actif dans le cadre du processus de planification énergétique à long terme de la province,

et elle n'a pas le pouvoir de réglementer toutes les composantes des factures d'électricité. La CEO n'a aucun pouvoir d'examen et de réglementation à l'égard d'environ 34 % des frais figurant sur une facture résidentielle type, et la majorité des coûts non réglementés sont des frais d'électricité (la partie de la facture ayant trait au « produit »). Les éléments que l'on retrouve sur les factures et qui ne sont pas assujettis à la surveillance de la CEO sont en grande partie liés à l'approvisionnement en électricité aux termes de contrats gérés par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), sous la direction du ministre. Étant donné qu'elle n'a pas le pouvoir de surveiller ces activités, la capacité de la CEO de protéger les intérêts des consommateurs ne fera que diminuer en cas de hausse de l'approvisionnement en électricité par l'entremise des contrats de la SIERE (soit des procédures qui ne sont pas assujetties à la surveillance de la CEO) pour combler les pénuries que l'on anticipe dès 2025.

La CEO ne dispose pas non plus de pouvoirs de réglementation suffisants à l'égard des frais exigés par les fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unité (FCDU), c'est-à-dire les sociétés qui fournissent des services de compteurs et de facturation aux occupants d'immeubles à logements multiples (condominiums, etc.). Les SDL et les FCDU peuvent fournir des services de compteurs et de facturation dans les immeubles à logements multiples. Toutefois, contrairement aux tarifs demandés par les SDL, les frais perçus

par les FCDU ne sont pas assujettis à l'examen et à l'approbation réglementaires de la CEO. Étant donné qu'il y a près de 111 000 logements en copropriété et logements locatifs qui étaient en construction dans les centres urbains de l'Ontario en 2021 (ce qui constitue le nombre le plus élevé parmi toutes les provinces), le marché des services des FCDU est en expansion, d'où l'importance d'assurer une réglementation efficace pour protéger les clients.

En ce qui concerne les objectifs de la CEO consistant à promouvoir l'efficacité économique et la rentabilité, et à aider à maintenir la viabilité financière du secteur de l'électricité, la CEO pourrait accomplir davantage. Au fil des ans, différentes SDL se sont regroupées dans le but d'optimiser l'efficacité du secteur de la distribution. Bien que la CEO ait établi un cadre d'évaluation des demandes de regroupement, elle n'exerce pas une surveillance active, après les regroupements, à l'égard des activités associées aux entités acquises, ce qui lui permettrait de déterminer si les regroupements génèrent une valeur à long terme pour les consommateurs et concourent à l'efficacité opérationnelle. Notre audit a également révélé que la politique sur le taux de rendement qui sert d'assise à la CEO pour déterminer le taux de rendement approprié des entités à tarifs réglementés était désuète, et que l'un de ses éléments importants – la structure du capital présumée qui est imposée par la CEO – n'a pas fait l'objet d'un examen ou d'une mise à jour depuis plus de 15 ans. La politique sur le taux de rendement a une incidence directe sur le rendement des entités et sur les tarifs que paient les consommateurs d'électricité. Il est donc important d'examiner et de mettre à jour régulièrement cette politique pour s'assurer que les entités à tarifs réglementés obtiennent des rendements équitables et proportionnels à leurs risques.

Enfin, un cadre efficace de mesure du rendement est l'un des fondements d'une saine gouvernance. Nous avons constaté que la CEO avait défini des paramètres de mesure du rendement dans certains domaines (par exemple les plaintes et les demandes de renseignements des clients ainsi que le processus d'évaluation et de prise de décision). Cependant, il n'existe pas de paramètres ni de cibles permettant

de mesurer le degré d'efficacité des activités de conformité et d'exécution de la CEO ou l'efficacité des programmes de subventions à l'intention des personnes à faible revenu.

Voici quelques-unes de nos principales constatations.

Coûts de l'électricité

- Les programmes de subventions au titre des tarifs d'électricité ont eu comme effet d'alléger le fardeau financier assumé directement par les consommateurs grâce à un subventionnement par les contribuables.** En effet, le gouvernement a instauré différents programmes de subventions financés à même les impôts pour réduire les factures d'électricité des clients (consommateurs). Ces programmes ne réduisent toutefois pas le coût réel de l'électricité; ils ne font que transférer une partie des coûts du consommateur au contribuable. À titre d'exemple, au 31 mars 2022, la facture mensuelle d'électricité d'un consommateur résidentiel type, selon une utilisation approximative de 700 kilowattheures (kWh), était estimée à 121 \$. S'il n'existait pas de programmes de subventions, cette facture aurait atteint environ 166 \$ selon notre estimation.
- La CEO ne réglemente pas tous les éléments des factures d'électricité.** Bien que l'un de ses objectifs consiste à protéger les intérêts des consommateurs en ce qui concerne le prix de l'électricité, la CEO n'a pas de pouvoir de réglementation à l'égard de près de 34 % des frais figurant sur une facture résidentielle moyenne selon nos estimations. La majorité des frais non réglementés sont liés au coût de production. La CEO fixe uniquement les tarifs de l'électricité produite par certaines installations de production détenues et exploitées par Ontario Power Generation. Les tarifs applicables pour les autres installations de production sont principalement régis par des contrats d'approvisionnement en électricité. Ces contrats sont gérés par la SIERE, et la CEO n'a aucun pouvoir réglementaire à leur égard.

Planification énergétique à long terme

- **Le processus de planification énergétique à long terme ne fait pas l'objet d'une surveillance indépendante.** Il est essentiel d'exercer une planification énergétique à long terme adéquate pour s'assurer que la province dispose d'un approvisionnement en énergie à la fois approprié et abordable pour les consommateurs, surtout en raison de la demande croissante d'électricité. Avant 2016, l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), fusionné avec la SIERE en 2015, était tenu par la *Loi de 1998 sur l'électricité* de préparer un plan énergétique portant sur un horizon de 20 ans (le Plan pour le réseau d'électricité intégré, ou PREI) et de le mettre à jour tous les trois ans. Cette loi exigeait également que le PREI soit examiné et approuvé par la CEO, mais ce cadre législatif n'a jamais été appliqué. En 2007, l'OEO a déposé son premier PREI auprès de la CEO, mais le processus d'examen a été suspendu en raison d'une directive du ministre publiée en septembre 2008 qui ordonnait à l'OEO de réviser le PREI par suite des changements apportés à la politique gouvernementale concernant le « bouquet énergétique » de l'Ontario. En 2011, l'OEO a préparé un autre PREI, qui n'a pas été soumis à l'examen de la CEO et qui a finalement été abandonné. En 2010, en 2013 et en 2017, le Ministère a publié des plans énergétiques à long terme (PELT) plutôt que des PREI. Aucun de ces PELT ayant été rendus publics par le Ministère n'a fait l'objet d'un examen indépendant par la CEO pour s'assurer qu'ils reposaient sur une assise financière prudente. Le Ministère a publié son plus récent PELT en 2017, et il était tenu, en application d'un règlement pris en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, de délivrer le prochain PELT d'ici février 2021. Mais le règlement en question a été révoqué le 1^{er} janvier 2021, et aucun nouveau PELT n'a encore été publié. Le gouvernement n'a pas fixé d'échéancier particulier pour la publication de la prochaine version du PELT.

- **Le Plan énergétique à long terme (PELT) de l'Ontario porte uniquement sur l'électricité.** Bien que le PELT soit en principe un plan énergétique, il a toujours traité exclusivement de l'électricité, et l'intégration a été pour le moins limitée entre l'électricité et les autres carburants et combustibles (comme le gaz naturel, l'essence et le mazout) dans le but de faire en sorte que le secteur de l'énergie offre aux Ontariens des choix abordables et aide la province à atteindre ses objectifs en matière de changements climatiques. L'électricité ne représente que 17 % de l'énergie consommée en Ontario, contre 83 % pour le gaz naturel, l'essence, le diesel et les autres carburants et combustibles. Pour répondre aux besoins énergétiques futurs de l'Ontario, toutes les sources d'énergie doivent être intégrées dans un plan énergétique à long terme.

Protection des consommateurs de services de compteurs divisionnaires d'unité

- **Les frais des FCDU ne sont pas réglementés, et ces frais doivent être plus transparents dans l'intérêt des clients.** En Ontario, on peut obtenir des services de compteurs divisionnaires d'unité dans les immeubles en faisant appel à une SDL ou à un FCDU. Toutefois, contrairement aux tarifs demandés par les SDL, les frais perçus par les FCDU ne sont pas assujettis à la surveillance de la CEO. Ces frais sont plutôt fixés aux termes d'ententes contractuelles conclues avec des promoteurs, des propriétaires d'immeubles ou des conseils d'administration de condominiums, et les modalités varient d'un contrat à l'autre. Les clients de FCDU ont exprimé des préoccupations quant au manque de transparence des frais des FCDU et des ententes contractuelles. Jusqu'ici, la CEO et le Ministère ont pris peu de mesures pour donner suite à ces préoccupations, même si le marché ontarien des FCDU a connu une croissance d'environ 55 % sur une période de 4 ans (passant

d'environ 252 000 clients en 2018 à 391 000 approximativement en 2021).

- **Les clients qui obtiennent des services de FCDU sont moins bien protégés contre les débranchements de l'approvisionnement que les clients des SDL.** Les clients du secteur de l'électricité qui accusent du retard dans le paiement de leurs factures risquent de faire l'objet d'un débranchement de l'approvisionnement en électricité. Adoptée en février 2017, la *Loi de 2017 sur la protection des consommateurs d'énergie vulnérables* confère à la CEO le pouvoir d'empêcher le débranchement de l'approvisionnement en électricité d'un petit client (aussi bien un consommateur résidentiel qu'une petite entreprise) pendant les périodes déterminées par la CEO. En conséquence, la CEO a modifié les conditions de permis des SDL de manière à interdire le débranchement de l'approvisionnement en électricité des consommateurs résidentiels pendant les mois d'hiver. Les FCDU ne sont toutefois pas visés par cette interdiction, car ils fournissent leurs services aux promoteurs et aux propriétaires d'immeubles ou aux conseils d'administration des condominiums. Ce sont ces derniers qui prennent les décisions de débranchement de l'approvisionnement en électricité en cas de non-paiement (tandis que les FCDU effectuent les débranchements ainsi autorisés). Nous avons constaté qu'environ 12 % des plaintes de clients de FCDU reçues par la CEO entre 2016-2017 et 2021-2022 avaient trait à des débranchements effectués durant l'hiver.

Programme de protection contre les frais de distribution

- **Les consommateurs résidentiels vivant dans certaines régions où les frais de distribution d'électricité sont élevés ne sont pas admissibles à la protection contre les frais de distribution, en raison des critères désuets que comporte ce programme.** Le Programme de protection contre les frais de distribution

(PFD) est un programme de subventions financé par les contribuables qui plafonne les frais mensuels de distribution de base pour les clients résidentiels de huit SDL admissibles dont les frais de distribution étaient parmi les plus élevés au moment de la mise en oeuvre dudit programme. Nous avons cependant noté que, en 2022, ces huit SDL admissibles n'étaient plus celles qui exigeaient les frais de distribution les plus élevés. Certaines SDL dont les frais mensuels de distribution de base sont supérieurs au plafond demeurent non admissibles à la protection contre les frais de distribution, tandis qu'une SDL demeure admissible même si ses frais mensuels de distribution de base sont inférieurs au plafond.

Programmes d'aide aux impayés d'énergie et de subventions d'urgence

- **L'efficacité des programmes d'aide aux impayés d'énergie et de subventions d'urgence ne fait pas l'objet d'une évaluation adéquate.** La CEO et le gouvernement provincial ont mis en place un certain nombre de programmes de subventions visant à aider les clients qui éprouvent des difficultés financières lorsqu'ils paient leurs factures d'électricité, par exemple le Programme d'aide aux impayés d'énergie (Programme AIE), le Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (POAFE) et le Programme d'aide aux impayés d'énergie en raison de la COVID-19 (Programme AIEC), ce dernier étant d'une durée limitée. Toutefois, on n'a pas établi de paramètres de mesure du rendement et de cibles pour déterminer si ces programmes parviennent à aider réellement et efficacement les personnes qui en ont le plus besoin.
- **Le mécanisme de financement du Programme AIE n'a pas fait l'objet d'un examen suffisamment approfondi pour que l'on puisse en optimiser les avantages du point de vue des consommateurs d'électricité**

admissibles. Chaque SDL constitue un budget aux fins du Programme AIE, à même les frais de distribution approuvés par la CEO, pour pouvoir soutenir les clients dans sa zone de service. Toutefois, le financement dont dispose chaque SDL dans le cadre du Programme AIE ne tient pas compte des différences démographiques entre les SDL au chapitre des clients. Le financement ne tient pas compte non plus des tendances entourant les demandes soumises lors des années antérieures – en d'autres termes, le financement n'est pas rajusté en fonction de l'évolution des besoins des SDL. Cela a comme conséquence que, tandis que certaines SDL disposent de fonds résiduels destinés au Programme AIE à la fin de l'exercice, d'autres ont épuisé leurs fonds et ne peuvent plus aider leurs clients.

Processus de demande de détermination de tarif

- **Le coût réglementaire associé aux demandes de détermination de tarif importantes est disproportionnellement élevé pour les SDL de très petite taille.** Lorsque nous avons comparé les coûts d'évaluation des demandes aux « économies » reliées aux tarifs d'électricité pour les consommateurs (c'est-à-dire le montant correspondant aux hausses de tarif demandées par les SDL que la CEO a refusées), nous avons constaté que le processus de détermination de tarif de la CEO entraîne des coûts disproportionnellement élevés pour les très petites SDL (c'est-à-dire celles qui comptent moins de 5 000 clients). Il ressort de notre examen des 20 demandes de détermination de tarif importantes déposées pour la période allant de 2019 à 2021 que les coûts d'évaluation des demandes provenant de très petites SDL équivalaient à 25 % du montant estimatif des économies dont profitent les consommateurs sur une période de 5 ans par suite de la décision rendue. Ce montant était beaucoup plus élevé que dans le cas des SDL de grande taille, où le

coût en question ne représentait que 1 % à 2 % des hausses de tarif évitées.

- **L'examen de la structure du capital et du taux de rendement des entités à tarifs réglementés accuse un retard.** Afin d'assurer la viabilité financière du secteur et des entités à tarifs réglementés (dont Ontario Power Generation, les transporteurs et les SDL), la CEO fixe des tarifs permettant aux entités réglementées de recouvrer les coûts engagés de façon prudente dans le cadre de leurs activités réglementées; ces tarifs offrent aussi aux entités la possibilité de tirer un juste rendement de leur capital investi. La CEO a mis de l'avant deux facteurs clés aux fins de déterminer le rendement autorisé : la structure du capital réglementaire (c'est-à-dire le ratio d'endettement) et le taux de rendement des capitaux propres. Nous avons constaté que les examens exhaustifs les plus récents de la structure du capital réglementaire et de la formule servant à établir le rendement des capitaux propres par la CEO remontent à 2006 et à 2009, respectivement. Ces facteurs doivent faire l'objet d'un examen exhaustif de manière à s'assurer qu'ils reflètent toujours le profil de risque des entités et qu'ils assurent à ces dernières un rendement équitable – mais pas excessif.

Regroupements de sociétés de distribution locales

- **La CEO n'exerce pas une surveillance suffisante des activités des SDL à la suite de regroupements pour pouvoir confirmer que les avantages escomptés sont bien obtenus.** La CEO n'a pas mis en place de processus standard pour surveiller les activités de l'entité regroupée avant que celle-ci dépose sa prochaine demande de détermination de tarif, ce qui peut aller jusqu'à 10 ans après la fin de l'opération de regroupement. Il est important d'établir des modalités de surveillance normalisées pour aider à confirmer que les entités regroupées respectent les conditions d'approbation fixées par la CEO.

Une surveillance est également nécessaire de manière à confirmer que les activités postérieures au regroupement progressent comme prévu afin d'engendrer des avantages à long terme pour les clients et de maintenir l'efficacité opérationnelle. Nous avons relevé des cas reliés à des acquisitions d'Hydro One qui n'ont pas généré la valeur escomptée (c'est-à-dire la baisse des prix de l'électricité) pour les clients des SDL acquises.

- **Les paramètres de mesure du rendement ne font pas l'objet d'un suivi distinct ni de rapports à la suite des regroupements.** Une fois qu'une opération de regroupement est conclue, les résultats déterminés d'après les paramètres de mesure du rendement des SDL acquises ou fusionnées sont combinés et déclarés au niveau de l'entité consolidée au lieu de faire l'objet d'un suivi distinct au moyen de cartes de pointage individuelles. Cela limite la transparence pour les clients et pour l'organisme de réglementation.
- **Les regroupements ne se traduisent pas nécessairement par une réduction des tarifs d'électricité ou par des gains d'efficacité.** Le gouvernement encourage les regroupements de SDL, car cela est censé donner lieu à des gains d'efficacité qui se traduiront par une réduction des tarifs et par une amélioration des services pour les consommateurs d'électricité. Or, selon notre examen du rapport d'analyse comparative des coûts préparé pour la CEO par un expert-conseil tiers, il semble que les SDL de petite taille soient en moyenne plus efficaces que les grandes SDL.

Processus de traitement des plaintes et activités de conformité de la CEO

- **Il faut améliorer l'éducation des consommateurs et accroître la transparence du processus de traitement des plaintes.** Pour rendre le processus de traitement des plaintes efficace et efficient, il faut fournir des précisions aux consommateurs sur les rôles et

les responsabilités de la CEO, des fournisseurs de services d'électricité et des consommateurs eux-mêmes, ainsi que des renseignements utiles sur la façon dont les plaintes sont traitées et réglées. Nous avons navigué sur le site Web de la CEO et noté que ces renseignements sont souvent fournis, mais de manière fragmentée et imprécise comparativement à la documentation offerte par les organismes de réglementation d'autres administrations, notamment en Colombie-Britannique et au Manitoba.

- **Des paramètres de mesure du rendement doivent être élaborés ou mis à jour pour que l'on puisse mieux évaluer le degré d'efficacité de la gestion des plaintes et des activités de conformité et d'exécution.** La CEO n'a pas mis à jour les cibles associées aux paramètres de mesure du rendement en ce qui touche le service à la clientèle dans le cadre de ses processus de traitement des plaintes et des demandes de renseignements afin de s'assurer qu'elles demeurent pertinentes. Elle n'a pas non plus établi de paramètres pour mesurer le rendement de sa fonction de conformité et d'exécution. La durée du cycle des examens et des inspections de conformité ne fait pas l'objet d'un suivi et d'une évaluation par rapport à des cibles données pour mesurer l'efficacité de ces activités.

Le présent rapport contient 12 recommandations préconisant 26 mesures à prendre pour donner suite aux constatations de notre audit.

Conclusion globale

Notre audit a révélé que la capacité de la CEO à protéger les intérêts des consommateurs (c'est-à-dire l'accès à des services d'électricité adéquats, fiables et de qualité, en contrepartie de frais justes et raisonnables pour les consommateurs) est limitée relativement à certains aspects. Selon nos estimations, la CEO ne dispose pas de pouvoirs d'examen et de réglementation à l'égard de 34 % des frais figurant sur une facture résidentielle moyenne. Si l'on considère l'ensemble des coûts de production d'électricité, la CEO réglemente

uniquement les tarifs au titre de l'électricité fournie à même certaines installations de production d'Ontario Power Generation, ce qui représente environ 43 % des frais liés à la production sur la facture d'électricité. Les autres frais (57 %) sont principalement associés à des entités qui ont conclu des contrats d'approvisionnement en électricité sur lesquels la CEO n'exerce aucune surveillance. De plus, la CEO n'a pas le pouvoir de surveiller le processus de planification énergétique à long terme de la province. Son rôle dans ce processus de planification se limite à la mise en oeuvre des mesures conformément aux directives ministérielles. La CEO ne réglemente pas non plus les frais que les FCDU facturent à leurs clients; ces derniers représentent à l'heure actuelle 7 % des consommateurs d'électricité de l'Ontario, et leur proportion va en augmentant.

Nous avons aussi constaté l'absence de certains processus qui permettraient à la CEO de mieux atteindre son objectif consistant à maintenir la viabilité financière, l'efficacité économique et la rentabilité du secteur de l'électricité. La CEO n'a pas procédé à un examen de la politique qu'elle applique pour déterminer le rendement approprié des entités à tarifs réglementés; ainsi, l'un de ses éléments importants – la structure du capital présumée qui est imposée par la CEO – n'a pas fait l'objet d'un examen ou d'une mise à jour depuis plus de 15 ans. Un examen régulier de cette politique permettrait de s'assurer que les entités obtiennent des rendements équitables – mais non excessifs – en proportion des risques auxquels elles sont confrontées. De plus, la CEO n'a pas de processus normalisé pour exercer une surveillance active des SDL à la suite de regroupements et pour s'assurer que leurs activités progressent comme prévu en vue de réaliser les gains d'efficacité escomptés à long terme.

Enfin, la CEO n'a pas élaboré de paramètres ou de cibles pour mesurer le rendement de toutes ses fonctions essentielles (en particulier la fonction de conformité et d'exécution). Les paramètres permettant de mesurer l'efficacité des programmes de subventions au titre des impayés d'énergie sont également insuffisants.

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

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) remercie la vérificatrice générale d'avoir reconnu l'importance de son rôle d'organisme de réglementation des secteurs de l'électricité et du gaz naturel dans l'optique de l'intérêt public, et également d'avoir mentionné les améliorations apportées par la Commission pour accroître l'efficacité et l'efficacité de la réglementation ainsi que pour mettre en oeuvre des paramètres de mesure du rendement pertinents.

Aux termes de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la CEO doit donner suite de manière équilibrée à de multiples objectifs. Nous continuerons d'agir en ce sens au fil de la mise en place d'une approche moderne et axée sur les résultats en matière de surveillance réglementaire, dans le but de renforcer la confiance du public, de promouvoir la transparence du processus décisionnel et la responsabilisation connexe, et de mener des activités qui ont des retombées positives sur la population de l'Ontario, et ce, tout en préservant l'intégrité et l'indépendance du processus décisionnel.

La CEO prend l'engagement de veiller à ce que les consommateurs d'énergie disposent de l'information dont ils ont besoin pour connaître leurs droits et leurs responsabilités ainsi que pour pouvoir faire des choix éclairés au sujet de leurs services énergétiques; elle entend aussi faire en sorte que les programmes visant à aider ceux qui en ont le plus besoin atteignent leurs objectifs. La CEO déterminera les travaux à mener en priorité à cette fin.

Elle mettra en oeuvre les recommandations de la vérificatrice générale, en mettant l'accent sur les initiatives déjà en cours et en maintenant un juste équilibre entre le fardeau réglementaire, les coûts et les ressources à la fois de la CEO et des parties prenantes, dans le contexte plus vaste d'exercice de notre fonction décisionnelle, de l'ambitieux programme stratégique que nous nous sommes

fixé, et des priorités que le ministre de l'Énergie a établies à notre intention.

RÉPONSE GLOBALE DU MINISTÈRE

Le ministère de l'Énergie (le Ministère) remercie la vérificatrice générale de ses travaux et accueille favorablement les recommandations du rapport. Ce dernier traite de sujets qui constituent des priorités constantes pour le Ministère, notamment la planification intégrée du réseau, l'allègement des tarifs et la protection des consommateurs d'énergie. Le rapport traite d'un certain nombre d'aspects à l'égard desquels la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) exerce efficacement ses pouvoirs pour protéger les intérêts des consommateurs en ce qui touche le prix, la fiabilité et la qualité du service, notamment au moyen d'une fonction décisionnelle robuste et transparente, qui fait partie des principales responsabilités de la CEO.

Le Ministère continue d'offrir des programmes d'allègement des tarifs, comme le Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (POAFE) et le Programme de protection contre les frais de distribution, et il exerce une surveillance active de ces programmes à des fins d'amélioration continue. Le Ministère reconnaît qu'il est possible de collaborer de manière soutenue avec la CEO afin d'assurer l'atteinte des objectifs d'équité et de protection des consommateurs qui sont au cœur de ces programmes.

Au sein du marché ontarien de l'électricité – un marché hybride par nature, avec des éléments fondés sur le jeu de la concurrence et des éléments réglementés –, la responsabilité de veiller à ce que les consommateurs paient des prix équitables relève au premier chef du gouvernement et est exercée par la CEO et par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE). La SIERE favorise l'efficacité économique dans le cadre de ses activités d'exploitation du marché de l'électricité, tout en effectuant des achats concurrentiels de ressources en électricité à la demande du gouvernement. La surveillance et

l'évaluation des prix de l'électricité dans la province sont effectuées par la CEO et par le Comité de surveillance du marché.

Le Ministère tiendra compte des recommandations du rapport au fil de l'amélioration des politiques et des programmes, ainsi que de la prise de décisions à l'appui d'un réseau énergétique provincial stable, fiable et abordable.

2.0 Contexte

2.1 Rôle de la Commission de l'énergie de l'Ontario

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) est un organisme de la Couronne qui réglemente les secteurs de l'électricité et du gaz naturel de la province. Elle a été créée en 1960, et son mandat était au départ axé sur le gaz naturel. À la fin des années 1990, par suite de l'adoption de la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie*, le mandat de la CEO a été élargi de manière à inclure la réglementation du secteur de l'électricité.

Les pouvoirs de la CEO sont énoncés dans un certain nombre de lois, notamment la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (la Loi sur la CEO). La Commission a une compétence étendue dans le secteur de l'électricité de l'Ontario, entre autres le pouvoir de fixer les tarifs des distributeurs et des transporteurs d'électricité ainsi que de certaines des installations de production d'Ontario Power Generation; de délivrer des permis à la plupart des participants au secteur de l'électricité; d'approuver la construction de lignes de transport d'électricité; et d'approuver également les changements de propriété ou de contrôle des sociétés de distribution locales (SDL) et des transporteurs ou de leurs actifs. La CEO établit également des codes qui régissent les pratiques des participants au secteur de l'électricité, et elle a le pouvoir d'assurer la conformité à ces codes, aux conditions des permis et aux lois et règlements applicables qui relèvent de sa compétence. Les activités

de la CEO axées sur le secteur de l'électricité reposent sur les objectifs législatifs suivants :

- informer les consommateurs et protéger leurs intérêts en ce qui concerne les prix, ainsi que la suffisance, la fiabilité et la qualité du service d'électricité;
- faciliter le maintien d'un secteur de l'électricité financièrement viable, et promouvoir l'efficacité économique et la rentabilité du secteur;
- promouvoir la conservation de l'électricité et la gestion de la demande d'une manière compatible avec les politiques du gouvernement de l'Ontario;
- faciliter l'innovation dans le secteur de l'électricité.

La CEO compte environ 200 employés à l'heure actuelle. Un organigramme de l'organisme est présenté à l'**annexe 1**.

2.2 Principales activités de la CEO

2.2.1 Décisions

La CEO rend des décisions concernant les demandes relatives au secteur de l'électricité et du gaz naturel de l'Ontario (ces demandes concernent la modification des tarifs, les regroupements ou la construction de nouvelles infrastructures); elle a recours à cette fin à un processus quasi judiciaire qui s'apparente à celui d'un tribunal et qui comprend la tenue d'audiences orales, écrites ou électroniques. À l'heure actuelle, la CEO compte huit commissaires à temps plein (incluant la commissaire en chef) et un commissaire à temps partiel, qui ont le pouvoir de rendre des ordonnances exécutoires à propos des demandes dont la CEO est saisie ou des questions qu'elle entend de son propre chef.

En vertu de la Loi sur la CEO, le commissaire en chef peut déléguer à un employé de la CEO le pouvoir de rendre des décisions à l'égard de demandes; l'employé peut rendre une décision sans qu'une audience soit obligatoirement tenue. Environ 80 % des décisions rendues par la CEO chaque année sont prises en vertu d'un tel pouvoir délégué; ces décisions portent habituellement sur des dossiers qui ne soulèvent pas

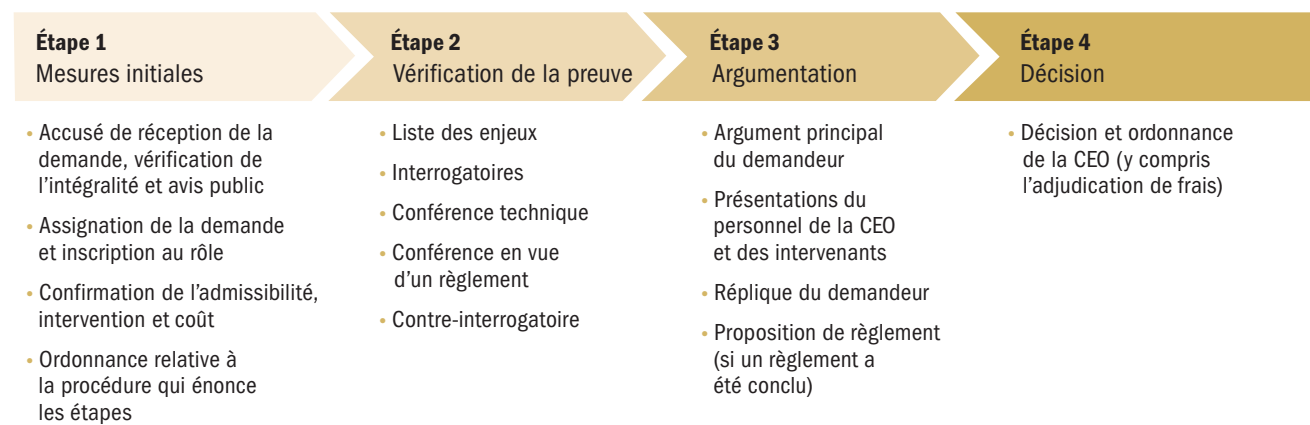
de questions factuelles, juridiques ou stratégiques importantes. On a aussi délégué au registraire de la CEO le pouvoir de trancher certaines questions aux premières étapes du traitement des demandes qui sont soumises à un comité de commissaires. Par souci de transparence, les questions où le pouvoir décisionnel a été délégué sont affichées sur le site Web de la CEO. Les ordonnances rendues en vertu de pouvoirs délégués peuvent faire l'objet d'un appel auprès d'un comité de commissaires. Il est toutefois rare que cela se produise. La **figure 1** donne un aperçu de la procédure d'audience de la CEO.

La CEO examine et tranche divers types de demandes, qui peuvent généralement être classées en quatre catégories (**figure 2**) :

- **Demandes de permis** : Conformément à la Loi sur la CEO, les producteurs, les transporteurs, les SDL, les détaillants, les grossistes et les fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unité (FCDU) doivent tous détenir un permis délivré par la CEO. Cette dernière délivre aussi des permis à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), qui comprend l'Entité responsable des compteurs intelligents. La **figure 3** décrit les rôles des principaux acteurs du marché qui sont titulaires d'un permis délivré par la CEO dans le secteur de l'électricité. Les demandes de permis (incluant les renouvellements et les modifications) constituent la catégorie qui représente la plus forte proportion des demandes; les décisions relatives à ces demandes sont pour la plupart rendues par un employé de la CEO en vertu de pouvoirs délégués, sans qu'il y ait d'audience.
- **Demandes de détermination de tarif** : La CEO établit les tarifs que peuvent appliquer les SDL, les transporteurs et les installations de production prescrites d'Ontario Power Generation (OPG) (incluant les installations nucléaires d'OPG à Darlington et à Pickering et la plupart de ses installations hydroélectriques). Habituellement, les SDL présentent à la CEO tous les cinq ans une demande de détermination de tarif selon le coût du service pour qu'un

Figure 1 : Les quatre étapes de la procédure d'audience de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO)

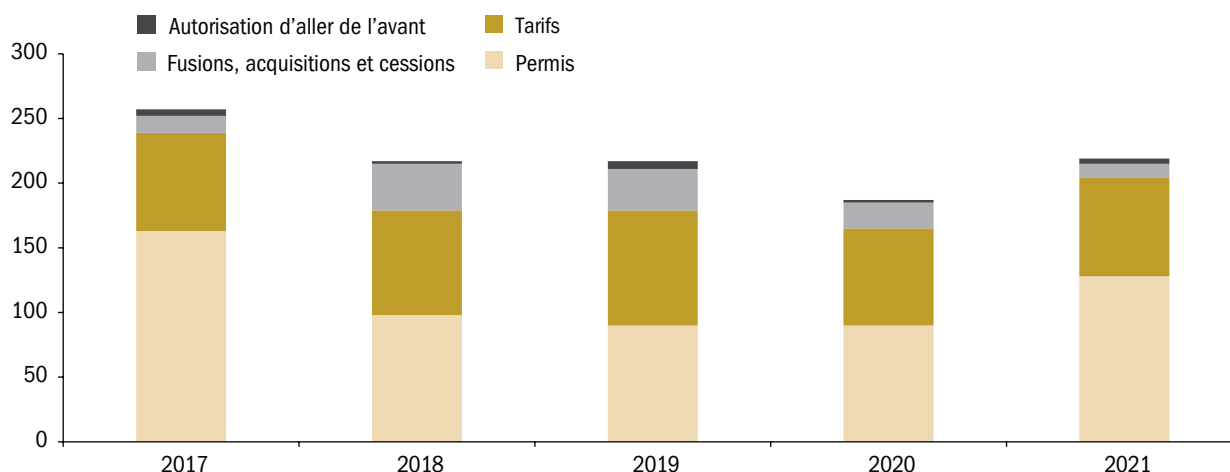
Préparée par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario



Note : Les étapes et les mesures indiquées ne s'appliquent pas nécessairement à toutes les demandes. La plupart des décisions sont rendues par des employés de la CEO en vertu de pouvoirs délégués, sans qu'une audience ait lieu. Les intervenants sont des participants au processus qui représentent différents consommateurs ou d'autres groupes d'intérêt (comme des consommateurs à faible revenu, des consommateurs commerciaux et industriels, des groupes environnementaux et de protection de la nature) et qui ont l'autorisation de participer activement à une audience publique au sujet d'une demande.

Figure 2 : Demandes relatives à l'électricité qui ont été examinées par la Commission de l'énergie de l'Ontario, selon le type de demande, 2017 à 2021

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



Note : La figure n'inclut pas les décisions interlocutoires prises au cours des procédures sur des questions comme les demandes de confidentialité et les requêtes présentées dans le cadre d'une audience.

examen complet (nouvelle détermination de tarif) soit effectué. Ces demandes de détermination de tarif importantes requièrent une participation active des parties prenantes, qui représentent les consommateurs ou d'autres groupes d'intérêt (les intervenants), et elles sont tranchées par un comité de commissaires. Chaque année qui s'écoule entre deux demandes de détermination de tarif selon le coût du

service, les SDL soumettent des demandes annuelles pour l'application du mécanisme incitatif d'établissement des tarifs, afin que leurs taux soient ajustés selon une formule approuvée par la CEO et qui tient compte de l'inflation et de l'efficacité. La CEO fixe les tarifs en fonction des renseignements sur les coûts des SDL, le rendement (y compris la fiabilité) et la planification des immobilisations.

Figure 3 : Principaux participants au secteur de l'électricité de l'Ontario

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

Participant	Nombre de permis ¹	Responsabilités	Description	Assujetti à la réglementation de la CEO sur les tarifs?
Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE)	1 ²	Gère le marché de gros de l'électricité de l'Ontario, dirige l'exploitation du réseau de transport (réseau haute tension), assure la planification du réseau d'électricité et se procure les ressources requises pour combler les besoins au niveau du réseau.	La SIERE a été constituée en vertu de la Loi de 1998 sur l'électricité.	✓ ²
	1	Gère et exploite le dépôt de données sur les compteurs intelligents ³ de la province, qui sert à stocker, à traiter et à valider les données sur la consommation horaire d'électricité; ces données sont utilisées par les sociétés de distribution locales (SDL) de l'Ontario pour la facturation des consommateurs.	La SIERE est le gestionnaire désigné du dépôt de données sur les compteurs intelligents depuis 2007, par suite de l'adoption du Règlement de l'Ontario 393/07 en vertu de la Loi de 1998 sur l'électricité.	✓
Producteurs	455	Produisent de l'électricité à des fins de vente.	Ontario Power Generation (OPG) – qui appartient au gouvernement provincial – est le plus important producteur d'électricité en Ontario; il génère plus de la moitié de l'approvisionnement en électricité de la province.	✓ ⁴
Transporteurs d'électricité	8	Assurent le transport de l'électricité, au moyen de lignes haute tension, des producteurs aux SDL ainsi qu'aux clients industriels directement branchés au réseau dans l'ensemble de l'Ontario.	Hydro One Networks Inc. (Hydro One), le plus important transporteur, détient environ 98 % de la capacité de transport de l'Ontario.	✓
Sociétés de distribution locales (SDL)	64	Fournissent de l'électricité aux consommateurs au moyen de lignes basse tension.	Pris collectivement, trois distributeurs – Hydro One, Alectra et Toronto Hydro – fournissent des services à environ 60 % des consommateurs.	✓ ⁵
Détaillants	72 ⁶	Vendent de l'électricité à des consommateurs aux termes de contrats ou remplissent le rôle d'agents pour d'autres détaillants ou des consommateurs dans le cadre de la vente d'électricité.	Environ 1,3 % des consommateurs résidentiels et des petites entreprises obtiennent leur électricité de détaillants.	×
Fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unité (FCDU)	27 ⁷	Fournissent des services de compteurs et de facturation dans des immeubles à logements multiples.	Les FCDU fournissent leurs services à l'égard d'environ 7 % des consommateurs.	×

1. Nombre de titulaires de permis selon la liste des sociétés titulaires de permis publiée sur le site Web de la CEO au 27 septembre 2022.

2. La CEO délivre un permis à la SIERE à l'égard de l'exploitation du marché de l'électricité et de la gestion de l'exploitation des réseaux de transport, et il fixe les frais que la SIERE perçoit auprès des participants au marché pour recouvrer ses coûts administratifs associés à ces activités. La CEO n'approuve pas les coûts ni les paiements liés aux contrats d'approvisionnement.

3. Un compteur intelligent est un appareil capable de mesurer la quantité d'électricité utilisée et le moment où elle est utilisée.

4. Seules les centrales nucléaires détenues et exploitées par OPG ainsi que la plus grande partie de son parc d'installations hydroélectriques sont assujetties à la réglementation tarifaire de la CEO; la production restante est principalement régie aux termes de contrats relevant de la SIERE, dont les coûts ne sont pas fixés ni approuvés par la CEO.

5. Bien que 64 permis soient en vigueur, il n'y a que 61 SDL titulaires de permis, parce que les trois entités des Premières Nations (Attawapiskat, Fort Albany et Kashechewan) ont chacune 2 permis. Au total, 58 des 61 SDL titulaires de permis sont à tarifs réglementés.

6. Selon l'information publiée sur le site Web de la CEO, on comptait sept détaillants actifs d'électricité ayant des contrats avec des consommateurs résidentiels et des petites entreprises en Ontario au 31 décembre 2021. Les détaillants actifs sont ceux qui ont signé au moins un nouveau contrat ou renouvelé au moins un contrat au cours des neuf derniers mois.

7. Au total, 20 des 27 FCDU fournissent des services de compteurs et des services de facturation directement aux consommateurs. Les sept autres peuvent fournir des services à d'autres FCDU et ne pas avoir de relations directes avec les consommateurs, ou ils peuvent être titulaires de permis mais ne pas encore fournir de services à des consommateurs.

- **Demandes d'autorisation d'aller de l'avant :** Ces demandes ont trait à des projets portant sur la construction, l'agrandissement ou le renforcement d'une ligne de transport d'électricité de plus de deux kilomètres.
- **Demandes relatives à des fusions, des acquisitions et des cessions :** Ces demandes (collectivement, les demandes de regroupement) sont déposées lorsqu'une SDL ou un transporteur demande l'approbation d'un changement de propriété ou de contrôle d'une autre entité ou de ses actifs – par exemple, une proposition de fusion de SDL. La CEO applique le critère d'absence de préjudice lorsqu'elle examine une proposition de regroupement. Un facteur clé qu'il faut prendre en considération aux fins de ce critère consiste à savoir si l'opération proposée nuirait aux consommateurs comparativement au maintien du statu quo.

2.2.2 Conformité et exécution

La CEO doit s'assurer que les entités du secteur de l'électricité qui sont titulaires de permis se conforment aux dispositions des lois et des règlements applicables à l'égard desquels la CEO exerce des pouvoirs de conformité, ainsi qu'aux conditions de leur permis et aux codes et ordonnances de la CEO.

La CEO a mis en place un système pour donner suite aux demandes de renseignements et aux plaintes des consommateurs concernant les tarifs d'électricité, la facturation, les pratiques de débranchement, l'exactitude des compteurs, les pratiques de gestion des contrats des détaillants d'électricité, etc. Le personnel de la CEO mène des examens de conformité lorsqu'il relève d'éventuelles situations de non-conformité ou des tendances allant dans ce sens, entre autres à la suite de plaintes des consommateurs et des demandes de renseignements du secteur. Dans certains cas, une inspection est effectuée pour déterminer si d'autres mesures d'exécution sont requises. Les inspections sont des évaluations officielles de la conformité des sociétés réglementées aux exigences législatives et réglementaires. Les activités de conformité et

d'exécution de la CEO peuvent entraîner l'imposition de pénalités administratives ou d'autres sanctions, dont la révocation ou la suspension du permis.

En 2021-2022, 40 inspections ont été effectuées. Les inspections ont donné lieu à l'imposition de pénalités de quelque 235 000 \$ au total, à des remboursements directs de plus de 1 million de dollars aux consommateurs et à des contributions d'environ 85 000 \$ au Programme d'aide aux impayés d'énergie – qui accorde une aide financière d'urgence aux consommateurs qui accusent un retard dans le règlement de leurs factures de services publics. La non-conformité aux règles relatives aux débranchements, la surfacturation des clients en raison d'erreurs de facturation ou de comptabilité et les activités menées en dépit d'un permis expiré sont des exemples d'infractions constatées.

2.2.3 Rapports sur le rendement des SDL

La CEO a établi des exigences en matière de rapports et de tenue de documents auxquelles les titulaires de permis doivent se conformer, le cas échéant. Les données ainsi recueillies sont utilisées dans bon nombre des processus réglementaires de la CEO, comme les demandes de détermination de tarif et les rapports sur le rendement des SDL. La CEO publie chaque année des cartes de pointage dont le but est de faire le suivi et de rendre compte du rendement de chaque SDL titulaire de permis en Ontario. Ces cartes de pointage englobent 20 paramètres de mesure correspondant à 4 catégories de rendement : approche vis-à-vis de la clientèle, efficacité opérationnelle, réactivité aux politiques publiques, rendement financier (se reporter à la **section 4.3.3**).

2.2.4 Élaboration des politiques

La Loi sur la CEO autorise le ministre de l'Énergie (le ministre) à donner des directives, sous réserve de l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil, pour que la CEO prenne des mesures relativement à certaines questions, notamment les politiques générales. Elle autorise aussi le ministre à exiger

que la CEO examine des questions particulières liées à l'énergie et formule des conseils à ce sujet. Conformément au cadre de responsabilisation des organismes provinciaux, le ministre publie des lettres de mandat énonçant les attentes et, de manière ponctuelle, d'autres lettres destinées à la CEO et qui décrivent les politiques gouvernementales.

Outre les travaux stratégiques mis de l'avant au niveau du gouvernement, la CEO mène ses propres initiatives d'élaboration de politiques en matière de réglementation, qui comportent divers processus, comme des audiences, des comités consultatifs composés de parties prenantes, des groupes de travail et des consultations publiques. Un certain nombre d'initiatives stratégiques et de consultations sont d'ailleurs en cours (sur l'électricité ou sur des questions englobant l'électricité et le gaz naturel), dont plusieurs ont été lancées en 2020 et en 2021.

2.2.5 Surveillance du marché

Le Comité de surveillance du marché (le Comité) de la CEO surveille les activités et le comportement des participants dans les marchés administrés par la SIERE, mène des enquêtes et produit des rapports, en particulier sur les questions reliées à l'efficacité du marché en général et à la concurrence, ainsi que sur les comportements inappropriés ou anormaux des participants au marché (par exemple si des participants au marché sont soupçonnés de chercher à influencer sur le marché).

Le Comité surveille les activités du marché et produit des rapports de surveillance chaque semestre à l'intention de la directrice générale de la CEO. Des enquêtes officielles peuvent également être menées, à la lumière des résultats des activités de surveillance du Comité, ou encore à la demande de la directrice générale ou à la suite d'une plainte ou d'un renvoi par un tiers. Par le passé, le Comité a effectué des enquêtes sur des allégations d'agiotage relativement à des programmes liés au marché; dans certains cas, elle a constaté que l'on avait tiré profit de certains défauts du marché. Bien que le Comité puisse recommander des mesures correctives, comme nous l'avons

mentionné dans notre audit de 2017 intitulé Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité – Surveillance du marché et cybersécurité, par exemple le resserrement des règles du marché, il n'a pas le pouvoir législatif d'imposer des sanctions ou d'exiger que des changements soient apportés aux règles du marché. Par suite de cet audit de 2017, le ministère de l'Énergie poursuit son examen de moyens possibles d'améliorer la surveillance du marché de l'électricité et de renforcer les pouvoirs de la CEO; il s'est fixé comme cible d'achever cet examen d'ici le 31 décembre 2023.

Le Comité est composé à l'heure actuelle de trois membres à temps partiel, et il compte sur le soutien de l'unité d'évaluation du marché de la SIERE. Aux termes d'un protocole établi entre la CEO et la SIERE, l'unité d'évaluation du marché reçoit uniquement les directives du Comité lorsqu'elle l'appuie dans l'exécution des activités susmentionnées.

2.3 Modernisation et structure de gouvernance de la CEO

Le ministère de l'Énergie a mis sur pied le Comité consultatif pour la modernisation de la CEO en 2017. En 2018, on a demandé à ce comité consultatif de formuler des recommandations sur la façon de renforcer la gouvernance et les opérations de la CEO afin d'obtenir de meilleurs résultats dans l'intérêt des consommateurs. En octobre 2018, le Comité consultatif a achevé son examen et a présenté au ministre un rapport final dans lequel il énonçait « cinq caractéristiques clés que doivent incarner les organismes de réglementation » et formulait des recommandations à leur égard. Ces caractéristiques sont l'indépendance, la responsabilité, la certitude (prévisibilité des processus de réglementation), l'efficacité (énoncé clair des résultats escomptés et transparence de la manière de mesurer les résultats obtenus), et l'efficacité.

Par suite de la publication de ce rapport, des modifications législatives ont été apportées afin de mettre en place une nouvelle structure de gouvernance organisationnelle pour la CEO (entrée en vigueur en octobre 2020), ce qui a fait en sorte

d'établir une séparation plus nette entre les fonctions administratives et la fonction d'arbitrage (**annexe 1**). Dans le cadre de l'élaboration de son Rapport sur l'excellence en matière de réglementation, la CEO a effectué des examens pour cerner les pratiques exemplaires en vigueur dans d'autres administrations afin de mettre en lumière des aspects que l'on pourrait améliorer. Les mesures prises par la CEO jusqu'ici sont notamment les suivantes :

- l'actualisation du protocole d'entente (PE) entre le ministre de l'Énergie et la CEO afin de définir leurs rapports de responsabilisation;
- la mise en oeuvre de mesures visant à accroître le degré de certitude du point de vue des participants aux procédures décisionnelles (par exemple la modification des procédures pour bien établir les enjeux dès les premières étapes du processus de demande);
- la publication du plan de la commissaire en chef, qui définit les initiatives ayant pour but d'accroître l'efficacité, l'efficience et l'indépendance du processus décisionnel de la CEO (cela comprend la publication de rôles pour indiquer où en est le traitement des cas par rapport au plan, et l'élaboration de normes de rendement pour différents types de demandes);
- et la publication d'un tableau de bord pour assurer la transparence du processus décisionnel et du rendement connexe.

2.4 Le secteur de l'électricité de l'Ontario

2.4.1 Principaux intervenants du secteur

Conformément au cadre législatif régissant le secteur ontarien de l'énergie, c'est le ministère de l'Énergie (le Ministère) qui établit la politique générale. La CEO réglemente le secteur de l'électricité et du gaz naturel en conformité avec des objectifs législatifs comprenant notamment la protection des intérêts des consommateurs d'électricité et de gaz naturel (de plus amples détails sont fournis à la **section 2.1**) et le maintien de la viabilité financière du secteur

de l'électricité et du gaz naturel. La **figure 3** décrit les principaux intervenants du marché auxquels la CEO délivre des permis au sein du secteur de l'électricité. L'**annexe 2** présente pour sa part une liste d'événements importants survenus dans le secteur de l'électricité de l'Ontario.

2.4.2 Planification énergétique

Le cadre de planification énergétique à long terme de l'Ontario est énoncé dans la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Aux termes de ce cadre, le Ministère doit publier un plan énergétique à long terme (PELT) à partir des rapports techniques fournis par la SIERE, et il peut donner des directives à la SIERE et à la CEO pour assurer la mise en oeuvre des éléments de ce plan.

Le plus récent PELT publié par le Ministère remonte au 26 octobre 2017. La **section 4.2** traite plus en détail de l'historique et de l'état actuel du processus de planification énergétique à long terme ainsi que des enjeux qui s'y rattachent.

2.4.3 Prix de l'électricité

L'électricité est un produit essentiel pour les résidents, les entreprises et l'économie de l'Ontario. Chaque année, les Ontariens assument collectivement un coût de plus de 20 milliards de dollars au titre du réseau électrique. Cela comprend le coût de production de l'électricité, le coût de son transport jusqu'aux ménages et aux entreprises, ainsi que le coût de construction et d'entretien des infrastructures.

Les factures d'électricité des petits consommateurs d'électricité (principalement des consommateurs résidentiels et des petites entreprises) comportent les frais d'électricité, les frais de transport et les frais réglementaires. Elles comprennent aussi la remise de l'Ontario pour l'électricité et les taxes applicables. La **figure 4** présente un exemple de facture d'un consommateur résidentiel type. Dans le présent rapport, un consommateur résidentiel type s'entend d'un ménage qui acquiert de l'électricité auprès d'une SDL et dont la consommation mensuelle est d'environ 700 kilowattheures (kWh).

Figure 4 : Exemple de facture d'électricité d'une société de distribution locale (SDL) pour un consommateur résidentiel type

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

Facture mensuelle	
Numéro de compte : 000 000 000 000 0000 0	
Numéro de compteur : 0000000	
Vos frais	
Frais d'électricité	
448 kWh Période creuse (tarif le plus bas) @ 8,2 ¢/kWh	36,73
126 kWh Période médiane (tarif moyen) @ 11,3 ¢/kWh	14,24
126 kWh Période de pointe (tarif le plus élevé) @ 17 ¢/kWh	21,42
Frais de livraison	50,25
Frais réglementés	3,11
Vos frais totaux	125,75
T.V.H.	16,35
Remise de l'Ontario pour l'électricité	(21,38)
Montant total	120,72 \$

Note : Facture hypothétique basée sur les tarifs en vigueur au 31 mars 2022 pour un consommateur résidentiel utilisant 700 kWh d'électricité.

Frais d'électricité

Les frais d'électricité sont fondés sur la consommation; la façon dont ces frais sont imputés aux consommateurs résidentiels et aux petites entreprises sur leur facture variera selon que le consommateur achète son électricité auprès d'une SDL ou l'obtient aux termes d'un contrat signé avec un détaillant.

En 2021, environ 98,7 % des consommateurs résidentiels et des petites entreprises ont acheté leur électricité auprès d'une SDL. La plupart de ces consommateurs paient les tarifs de la grille tarifaire réglementée (GTR), que fixe la CEO une fois par année en fonction du coût prévu pour fournir aux consommateurs l'électricité qu'ils devraient utiliser. Les frais que la plupart des producteurs reçoivent pour leur électricité sont fixés au moyen du processus de

détermination des tarifs de la CEO ou sont établis aux termes de contrats conclus avec la SIÈRE. Les frais d'électricité comportent deux composantes : 1) une composante du marché, qui est fondée sur l'offre et la demande d'électricité; 2) un rajustement global, qui englobe la majeure partie des frais d'électricité. Le rajustement global correspond essentiellement à la différence entre le prix courant et les prix garantis qui sont payés aux producteurs contractuels et réglementés. Les producteurs qui reçoivent les prix garantis sont notamment les centrales nucléaires et certaines centrales hydroélectriques détenues et exploitées par Ontario Power Generation (OPG), ainsi que les centrales au gaz, les centrales nucléaires et les centrales à énergies renouvelables dont la SIÈRE a retenu les services.

Les consommateurs résidentiels et les petites entreprises qui obtiennent leur électricité d'un détaillant (1,3 % en 2021) ne paient pas les prix de la GTR. Ils paient plutôt le prix prévu au contrat plus le rajustement global, qui constituent deux éléments distincts sur leurs factures d'électricité. Les prix contractuels ne sont pas réglementés par la CEO.

Frais de livraison

Les frais de livraison correspondent aux coûts de transport de l'électricité des centrales de la province aux consommateurs. Cela inclut les coûts de construction et d'entretien des lignes de transport (haute tension) et de distribution (basse tension), des pylônes et des poteaux.

La CEO établit les frais de livraison pour les SDL. Les tarifs varient à l'échelle de la province et dépendent d'un certain nombre de facteurs, dont l'âge et l'état de l'équipement de chaque SDL, la taille du secteur de service de la SDL, l'emplacement géographique des consommateurs et la densité de ces derniers dans le secteur.

Frais réglementés

Les frais réglementés couvrent principalement les coûts d'administration du marché de gros de l'électricité et de maintien de la fiabilité du réseau électrique haute tension de la province. Bien que la CEO détermine les

frais pouvant être perçus pour recouvrer les coûts sous-jacents, elle n'établit ni n'approuve tous ces coûts.

Programmes de subventions au titre des factures d'électricité

Différents programmes de subventions au titre des tarifs ont été instaurés au cours de la dernière décennie afin d'alléger les factures d'électricité des Ontariens. L'**annexe 3** présente la liste des programmes de subventions au titre des tarifs d'électricité qui ont été en vigueur entre 2011 et 2022. La remise de l'Ontario pour l'électricité (ROE), important programme de subvention dans le cadre du régime actuel dans le but d'aider les petits consommateurs, a été mise de l'avant par le gouvernement en novembre 2019 afin de maintenir les hausses annuelles des frais d'électricité à 2 % pour ces consommateurs. La ROE est indiquée sur la facture d'électricité à titre d'élément distinct, sous la taxe de vente harmonisée (TVH).

Une étude menée par Hydro-Québec sur les prix de l'électricité dans certaines grandes villes nord-américaines montre que les consommateurs résidentiels et les petites entreprises paient généralement des prix plus élevés que les clients commerciaux et industriels qui consomment davantage (se reporter à l'**annexe 4**). Bien que les prix de l'électricité en Ontario affichent un écart entre les petits et les gros consommateurs, cet écart est comparable à celui des autres administrations incluses dans l'étude en question.

L'Initiative d'économies d'énergie en milieu industriel (IEEMI), qui a été lancée par le gouvernement pour encourager les gros consommateurs commerciaux et industriels à réduire leur demande d'électricité pendant les périodes de demande de pointe à l'échelle de l'Ontario, constitue l'un des facteurs expliquant cet écart de prix dans la province. Les participants à cette initiative ont droit à une réduction de leurs frais d'électricité s'ils consomment moins d'électricité pendant ces périodes. Pour offrir cette réduction, on transfère une partie des frais d'électricité de ces gros consommateurs aux consommateurs résidentiels et aux petites entreprises. À la suite de notre audit de 2017 intitulé Société

indépendante d'exploitation du réseau d'électricité – Surveillance du marché et cybersécurité, nous avons recommandé que le Ministère effectue un examen de l'incidence de l'IEEMI sur les petits consommateurs et qu'il fasse rapport à ce sujet, pour assurer une plus grande transparence. En réponse à notre recommandation, le Ministère élabore et analyse des options en vue de modifier l'IEEMI; il prévoit avoir terminé ces travaux d'ici le 31 décembre 2023.

3.0 Objectif et étendue de la vérification

Notre audit avait pour objectif de déterminer si la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) avait mis en place des systèmes et des processus performants pour pouvoir :

- informer les consommateurs et protéger leurs intérêts en ce qui concerne les prix, ainsi que la suffisance, la fiabilité et la qualité du service d'électricité;
- promouvoir l'efficacité économique et la rentabilité du secteur de l'électricité, et faciliter le maintien d'un secteur de l'électricité financièrement viable;
- mesurer son propre rendement dans le contexte de l'exercice de son mandat, et faire rapport à ce sujet.

Lors de la planification de nos travaux, nous avons établi les critères d'audit (**annexe 5**) à utiliser pour atteindre notre objectif d'audit. Ces critères sont fondés sur un examen des lois, des politiques et des procédures applicables, ainsi que sur des études internes et externes et des pratiques exemplaires. La haute direction de la CEO a examiné nos objectifs et les critères connexes, et elle en a reconnu la pertinence.

Nous avons mené notre audit de janvier à octobre 2022, et nous avons obtenu de la direction de la CEO une déclaration écrite selon laquelle, au 9 novembre 2022, elle avait fourni à notre Bureau toute l'information qui, à sa connaissance, pourrait avoir une incidence importante sur les constatations ou les conclusions du présent rapport.

Dans le cadre de notre audit, nous avons notamment effectué les travaux suivants :

- Nous avons eu des entretiens avec des membres de la direction et des employés de la CEO.
- Nous avons aussi eu des entretiens avec des spécialistes du secteur de l'électricité et des parties prenantes avec lesquelles la CEO a des interactions régulières, par exemple :
 - le ministère de l'Énergie (le Ministère);
 - la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE);
 - l'Electricity Distributors Association et plus de 20 de ses membres (c'est-à-dire des sociétés de distribution locales, ou SDL, titulaires de permis délivrés par la CEO);
 - des groupes d'intervenants.
- Nous avons mené un examen des lois, des règlements, des directives ministérielles et des lettres applicables à la CEO.
- Nous avons examiné et analysé des renseignements publiés à l'externe ou conservés à l'interne par la CEO, ce qui inclut :
 - des documents relatifs au conseil d'administration et à ses comités;
 - les états financiers, les plans d'activités et les plans stratégiques de la CEO;
 - les règles, les lignes directrices, les exigences et les codes établis par la CEO;
 - les demandes (par exemple, modification de tarif, regroupement ou construction de nouvelles infrastructures);
 - les directives ministérielles, les lettres de mandat et les communications connexes;
 - les résultats des consultations sur les politiques;
 - les plaintes et les demandes de renseignements des consommateurs;
 - les examens de conformité et les rapports d'inspection;
 - les données et les cartes de pointage du rendement des SDL;
 - des rapports d'enquête et de surveillance du marché;
 - des rapports sur le rendement de la CEO;
 - des documents relatifs à l'initiative de modernisation de la CEO.
- Nous avons examiné et analysé des renseignements publiés à l'externe ou conservés à l'interne par le Ministère sur les coûts et les programmes ainsi que sur les subventions au titre des tarifs d'électricité, de même que des rapports d'audit et des documents stratégiques.
- Nous avons obtenu et examiné des données de la SIERE (p. ex. consommation d'électricité, production et capacité de production, prix du marché et montants correspondant au rajustement global) pour étayer l'analyse des prix de l'électricité et de la surveillance des coûts.
- Nous avons rempli un rôle d'observateur lors d'une séance de consultation de parties prenantes.
- Nous avons effectué des comparaisons avec d'autres organismes provinciaux de réglementation de l'énergie, dont la British Columbia Utilities Commission, l'Alberta Utilities Commission et la Régie des services publics du Manitoba.

Nous avons réalisé nos travaux et présenté les résultats de notre examen conformément aux Normes canadiennes de missions de certification – Missions d'appréciation directe publiées par le Conseil des normes de vérification et de certification des Comptables professionnels agréés du Canada. Cela comprenait l'obtention d'un niveau d'assurance raisonnable.

Le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario applique la Norme canadienne de contrôle qualité et, de ce fait, il maintient un système exhaustif de contrôle qualité comprenant des politiques et des procédures documentées au sujet du respect des règles de conduite professionnelle, des normes professionnelles, ainsi que des exigences législatives et réglementaires applicables.

Il s'est conformé aux exigences en matière d'indépendance et d'éthique du Code de déontologie des comptables professionnels agréés de l'Ontario, qui sont fondées sur des principes fondamentaux d'intégrité, d'objectivité, de compétence

professionnelle, de diligence raisonnable, de confidentialité et de conduite professionnelle.

4.0 Constatations détaillées de la vérification

4.1 Les décisions prises en dehors du processus de réglementation de la CEO ont eu une incidence sur les prix de l'électricité et sur les consommateurs

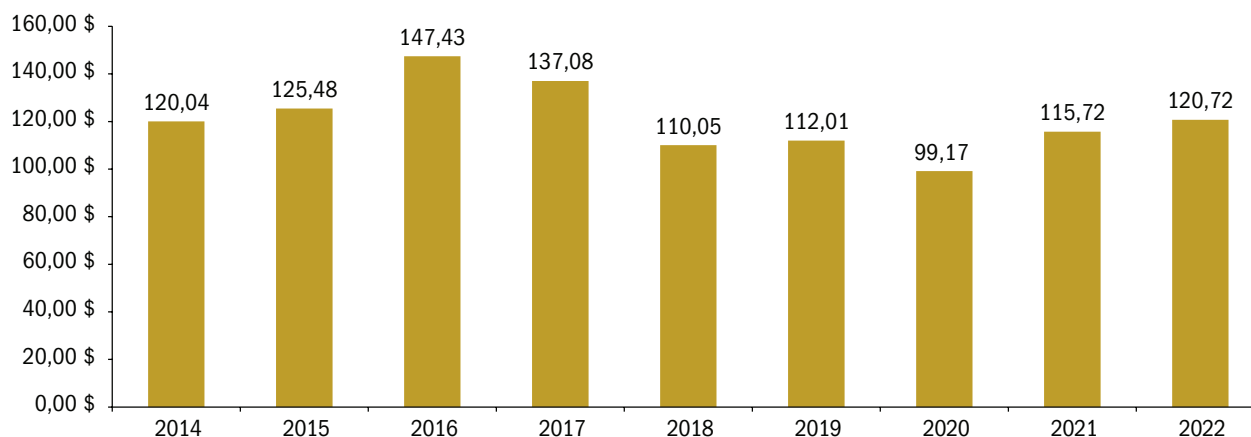
Les résidents de l'Ontario ont connu des hausses importantes des prix de l'électricité depuis la restructuration du marché de l'électricité, en 1999. Nous avons déjà mentionné ces hausses dans notre audit de 2011 intitulé Secteur de l'électricité – Surveillance réglementaire, et la tendance s'est

poursuivie au cours de la décennie suivante. Selon les données publiées par Statistique Canada pour l'année 2019, nous estimons que la plupart des ménages ontariens dépensent annuellement entre 600 \$ et 1 700 \$ pour leur électricité. De 2017 à 2021, il y a eu en moyenne plus de 20 000 débranchements chaque année parce que des ménages n'étaient pas en mesure de payer leur facture d'électricité.

Aux fins du présent rapport, on estime qu'un consommateur résidentiel de l'Ontario consomme environ 700 kilowattheures (kWh) d'électricité par mois. Ainsi que le montre la **figure 5**, la facture mensuelle estimative du consommateur d'électricité type a augmenté de 23 % de 2014 à 2016, mais a diminué au cours des années subséquentes en raison de l'élargissement de la portée des programmes provinciaux de subventions au titre des tarifs d'électricité (une liste de ces programmes est présentée à l'**annexe 3**).

Figure 5 : Facture d'électricité moyenne d'un consommateur résidentiel utilisant 700 kWh d'électricité par mois, 2014 à 2022*

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



Note : Les programmes de subventions reposant sur un processus de demande (comme le Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité, le Programme d'aide aux impayés d'énergie en raison de la COVID-19 et le crédit de livraison pour les Premières Nations) et l'aide accordée sous forme de subventions ou de crédits d'impôt (dont le crédit pour les coûts d'énergie dans le Nord de l'Ontario et le crédit d'impôt de l'Ontario pour les coûts d'énergie et les impôts fonciers) sont exclus de l'analyse, car ils sont offerts au cas par cas ou ne sont pas directement appliqués en réduction des factures d'électricité.

* Les factures d'électricité moyennes sont calculées en fonction des tarifs en vigueur au 31 mars de chaque année, d'après les données fournies par la Commission de l'énergie de l'Ontario (les composantes d'une facture d'électricité sont présentées à la **figure 4**). L'analyse commence en 2014, car on ne dispose pas de données comparables pour les années précédentes.

4.1.1 Les programmes de subventions au titre des tarifs d'électricité ont allégé le fardeau financier direct des consommateurs grâce à un subventionnement dont le coût est assumé par les contribuables

Depuis 2017, le gouvernement de l'Ontario a élargi la portée de ses programmes de subventions au titre des tarifs d'électricité et a instauré un certain nombre de nouvelles mesures. Bien que ces programmes de

subventions aient réduit les factures d'électricité des consommateurs (c'est-à-dire les abonnés), ils ne donnent pas lieu à une baisse du coût réel de l'électricité ni ne s'attaquent aux causes profondes des hausses de coûts. Ils n'ont comme seul effet que de faire en sorte qu'une portion de ces coûts d'électricité soit soustraite des factures d'électricité et payée à même les revenus fiscaux; en d'autres termes, ce sont ultimement les contribuables qui assument collectivement cette portion. La **figure 6** présente des

Figure 6 : Principaux programmes de subventions au titre des frais d'électricité qui sont financés par les contribuables

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

Programme de subventions financé par les contribuables	Date de mise en oeuvre	Description
Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables	Juil. 2017	Ce plan a donné lieu à une réduction d'environ 25 % des factures d'électricité résidentielle depuis juillet 2017 : • il accorde aux abonnés résidentiels une remise provinciale de 8 %; • il comporte le refinancement d'une partie du rajustement global (défini à la section 2.4.3); • il transfère des abonnés aux contribuables le coût de certains programmes de subventions des tarifs d'électricité existants (par exemple le Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité et le Programme de protection des tarifs dans les régions rurales ou éloignées); • il accorde des subventions supplémentaires aux contribuables vivant dans des régions où les coûts de distribution sont élevés (comme les régions admissibles au Programme de protection contre les frais de distribution).
Remise de l'Ontario pour l'électricité (ROE)	Novembre 2019	Cette remise a remplacé la remise provinciale de 8 % et le refinancement du rajustement global dont profitaient auparavant les abonnés dans le cadre du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables. Il s'agit d'un crédit appliqué sur les factures, qui offre un allègement semblable à celui du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables, mais pendant une période prolongée.
Plan exhaustif relatif à l'électricité	Janvier 2021	Ce plan a comme effet de financer une partie des coûts contractuels liés à l'énergie renouvelable (principalement l'énergie éolienne et l'énergie solaire) à même les impôts au lieu de transférer ces coûts aux abonnés au moyen du rajustement global.
Suspension des tarifs d'électricité selon l'heure de consommation	En vigueur à trois reprises entre 2020 et 2022 • 24 mars – 31 mai 2020 • 1^{er} janv. – 22 fév. 2021 • 18 janv. – 7 fév. 2022	Cette mesure avait pour but d'accorder un allègement financier aux Ontariens pendant la pandémie de COVID-19, au cours de laquelle ils ont consommé plus d'électricité, étant donné qu'ils restaient davantage à la maison. Les tarifs d'électricité selon l'heure de consommation (période creuse, période médiane, période de pointe) ont été suspendus, et le tarif applicable pour la période creuse (soit le tarif le plus bas) a été appliqué à toutes les heures. Les consommateurs qui paient des tarifs différentiels (où un prix inférieur s'applique pour la consommation d'électricité à concurrence d'un seuil mensuel fixe, et un prix plus élevé pour la consommation dépassant ce seuil) ont aussi eu droit aux tarifs de la période creuse à partir de la deuxième période de suspension.

exemples de programmes de subventions au titre des tarifs d'électricité importants qui sont financés par les contribuables.

La **figure 7** fait état des coûts annuels des programmes de subventions au titre des frais d'électricité qui sont assumés par les contribuables et auxquels les consommateurs résidentiels sont admissibles depuis le lancement du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables en 2017. Pour 2021-2022, le coût total de ces subventions a été de plus de 6,3 milliards de dollars, soit plus du double des 2,8 milliards dépensés en 2017-2018. En 2021-2022, environ 85 % des coûts associés aux subventions au titre de l'électricité qui sont assumés par les contribuables ont été engagés dans le cadre de deux programmes : la remise de l'Ontario pour l'électricité, et le Plan exhaustif relatif à l'électricité. Selon nos

estimations, si ce n'était des subventions accordées par ces programmes, la facture mensuelle d'électricité d'un consommateur résidentiel type aurait été d'approximativement 166 \$ en 2021-2022 plutôt que de 121 \$ (**figure 5**).

4.1.2 La CEO ne réglemente pas tous les éléments des factures d'électricité

L'un des principaux objectifs de la CEO consiste à protéger les intérêts des consommateurs au regard des prix de l'électricité. Toutefois, la CEO n'a pas le pouvoir de réglementer la totalité de la facture d'électricité. Nous avons estimé qu'environ 34 % des frais sur la facture du consommateur résidentiel type ne sont pas réglementés par la CEO (**figure 8**); il s'agit principalement de frais d'électricité (c'est-à-dire

Figure 7 : Coûts annuels des programmes de subventions au titre des frais d'électricité financés par les contribuables qui sont offerts aux consommateurs résidentiels, 2017-2018 à 2021-2022 (millions de dollars)

Source des données : Ministère de l'Énergie

Programmes de subventions au titre des frais d'électricité financés à même les impôts	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
Plan exhaustif relatif à l'électricité	-	-	-	774	3 122
Programme d'aide aux impayés d'énergie en raison de la COVID-19 (Programme AIEC) ¹	-	-	-	15	17
Programme de protection contre les frais de distribution ²	-	254	285	306	354
Refinancement du rajustement global ²	1 639	2 761	2 364	21	29
Crédit relatif à la livraison dans les réserves pour les Premières Nations	15	24	24	23	26
Remise de l'Ontario pour l'électricité (ROE)	-	-	1 809	3 961	2 276
Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (POAFE)	20	172	185	182	168
Remise provinciale de 8 % ²	810	764	498	-	-
Programme de protection des tarifs dans les régions rurales ou éloignées (PPTRRE) ³	325	241	256	244	245
Suspension des tarifs d'électricité selon l'heure de consommation ¹	-	-	34	449	98
Total	2 809	4 216	5 455	5 975	6 335

Note : Le tableau exclut les programmes offerts uniquement aux consommateurs non résidentiels et les programmes qui offrent un allègement financier sous forme de crédits d'impôt (comme le crédit pour les coûts d'énergie dans le Nord de l'Ontario et le crédit d'impôt de l'Ontario pour les coûts d'énergie et les impôts fonciers).

1. Ces programmes visaient à offrir un allègement supplémentaire aux clients pendant la pandémie de COVID-19, de sorte que leur durée était limitée.

2. Ces programmes ont été lancés dans le cadre du Plan pour des frais d'électricité équitables de 2017.

3. Au départ, ces programmes étaient financés par les abonnés (c'est-à-dire les consommateurs d'électricité); par la suite, leur financement a été assuré en grande partie ou en totalité à même les revenus fiscaux.

la portion de la facture liée au « produit »). Ce pourcentage serait supérieur à 40 % sans l'incidence du Plan exhaustif relatif à l'électricité, qui a comme effet qu'une partie des frais d'électricité liés aux contrats d'énergie renouvelable autres que l'hydroélectricité est financée à même les impôts (se reporter à la **section 4.1.1**).

Les frais strictement liés à la fourniture d'électricité sur la facture comprennent principalement des montants payables aux producteurs. Parmi les trois principaux éléments de la facture (frais d'électricité, frais de livraison et frais réglementés) (se reporter à la **section 2.4.3**), le plus important est celui des frais d'électricité et constitue l'un des principaux facteurs expliquant la hausse des factures d'électricité au cours de la dernière décennie. La CEO n'examine ni n'approuve la totalité des coûts associés aux frais d'électricité. Plus particulièrement :

- La CEO réglemente les tarifs de l'électricité fournie par les installations de production d'Ontario Power Generation (OPG) qui sont prescrites par le Règlement de l'Ontario 53/05, pris en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Cela comprend toutes les centrales nucléaires détenues et exploitées

par OPG, de même que la majeure partie de son parc d'installations hydroélectriques. Les tarifs appliqués par ces installations de production prescrites d'OPG représentent environ 43 % des frais d'électricité proprement dits sur la facture.

- La CEO ne réglemente pas les frais d'électricité établis aux termes de contrats d'approvisionnement d'électricité gérés par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE). Les frais non réglementés représentent environ 57 % de la portion de la facture correspondant aux frais d'électricité.

Au 30 juin 2022, la SIERE gérât 33 583 contrats d'approvisionnement d'électricité, ce qui correspondait à une capacité combinée de près de 27 000 mégawatts (MW). Bon nombre de ces contrats ont été signés après l'adoption de la *Loi de 2009 sur l'énergie verte*, conformément à laquelle l'énergie renouvelable (principalement éolienne et solaire) devait être tirée de sources admissibles aux termes des directives ministérielles. La CEO ne fixe pas les prix applicables à cette production contractuelle et n'a pas le mandat de surveiller les activités d'approvisionnement de la SIERE. Les contrats en question ont contribué à la hausse des frais d'électricité par l'entremise du

Figure 8 : Ventilation de la facture moyenne d'électricité des consommateurs résidentiels utilisant 700 kWh par mois, au 31 mars 2022

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

Élément de la facture	Montant facturé (\$)			Pourcentage de la facture (%)		
	Réglementés	Non réglementés	Total	Réglementés	Non réglementés	Total
Frais d'électricité	31,45	40,94	72,39	25,0	32,5	57,5
Frais de livraison	50,25	–	50,25	40,0	–	40,0
Frais réglementés ^{1,2}	1,55	1,56	3,11	1,2	1,3	2,5
Total avant taxe et remises³	83,25	42,50	125,75	66,2	33,8⁴	100,0

1. Les montants réglementés par la CEO comprennent la portion des frais au titre du Programme de protection des tarifs dans les régions rurales ou éloignées (PPTRRE), qui est établie conformément à la réglementation prise en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Le reste du financement de ce programme est assuré à même les impôts depuis le 1^{er} juillet 2017.
2. Les coûts engagés par les fournisseurs de services publics pour le branchement de l'énergie renouvelable produite sont déterminés par la CEO. Ce montant n'est pas imputé à la partie réglementée des frais, car on ne dispose pas de données sur les frais par consommateur résidentiel. Toutefois, on estime que son incidence sur la facture d'un consommateur résidentiel – et par conséquent sur le pourcentage du montant facturé qui est assujéti à la surveillance de la CEO – est négligeable.
3. Ainsi que l'indique la **figure 5**, la facture d'électricité totale après taxe et remise est de 120,72 \$.
4. Ce taux serait supérieur à 40 % si ce n'était du Plan exhaustif relatif à l'électricité.

rajustement global, à un moment où la province disposait d'un excédent d'électricité. Ainsi que cela est indiqué à la **section 2.4.3**, le rajustement global est essentiellement égal à la différence entre le prix horaire de l'énergie en Ontario et les prix garantis qui sont payés aux producteurs contractuels et réglementés.

Or, le montant que représente le rajustement global a augmenté d'environ 120 % sur une période de 10 ans, passant de 5,3 milliards de dollars en 2011 à 11,7 milliards en 2021. En 2021, une part d'à peu près 30 % (soit 3,5 milliards de dollars) du rajustement global était imputable à la production d'énergie éolienne et solaire, bien que ces sources d'énergie aient fourni seulement 9 % – 12,75 térawattheures (TWh) – de l'électricité reliée au réseau électrique de l'Ontario. Le montant du rajustement global incluait une compensation de 180 millions de dollars destinée aux producteurs d'énergie éolienne et solaire au titre de la réduction d'environ 1,3 TWh de production d'énergie (plus précisément, cette électricité était disponible, mais n'était pas produite, en raison de l'excédent d'électricité au niveau de la province). Ainsi que cela est précisé à la **section 4.1.1**, le gouvernement a présenté le Plan exhaustif relatif à l'électricité afin de financer à même ses revenus fiscaux une part importante du rajustement global à l'égard de ces contrats d'énergie éolienne et solaire. Aux termes du Plan exhaustif relatif à l'électricité, une part de 3,1 milliards de dollars du coût total du rajustement global en 2021 a été financée par les impôts, et donc a été assumée par les contribuables, au lieu d'être transférée aux contribuables sur leur facture d'électricité.

Outre les contrats relatifs à l'énergie renouvelable, l'Office de l'électricité de l'Ontario (qui a été fusionné avec la SIERE le 1^{er} janvier 2015) avait également acquis des centrales électriques au gaz à différents moments. Entre 2010 et 2011, la province a décidé d'annuler la construction de deux centrales au gaz naturel – dont l'acquisition avait fait l'objet d'une directive ministérielle – à Mississauga et à Oakville, en raison notamment de l'opposition locale. Dans nos rapports spéciaux de 2013 sur les coûts d'annulation de la centrale de Mississauga et de celle d'Oakville,

nous estimions que la décision d'annulation et de déménagement de ces deux centrales coûterait au public environ 950 millions de dollars. C'est une autre preuve de l'importance d'exercer une surveillance réglementaire des activités d'approvisionnement pour s'assurer que les projets de construction de centrales électriques et les ententes d'achats énergétiques servent l'intérêt public, en tenant compte de leurs répercussions à la fois économiques et environnementales.

RECOMMANDATION 1

Pour renforcer la protection des consommateurs à l'égard des prix de l'électricité et cultiver la confiance du public à l'endroit du système de réglementation, le ministère de l'Énergie devrait :

- évaluer à l'intérieur d'un délai prescrit (par exemple un an) les options qui permettraient de renforcer le rôle de surveillance de la Commission de l'énergie de l'Ontario à l'égard des activités d'approvisionnement en électricité, afin que les décisions futures ayant une incidence sur les tarifs d'électricité soient prudentes sur le plan financier et conformes à la demande d'électricité prévue;
- consulter les parties prenantes pendant le processus d'évaluation, et mettre en oeuvre l'option choisie conformément à un échéancier clairement établi.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

Le ministère de l'Énergie (le Ministère) remercie la vérificatrice générale de ces recommandations.

Ainsi que cela est indiqué dans le rapport, le Ministère examine actuellement le cadre de planification énergétique à long terme. Dans la foulée des consultations publiques tenues en 2021, le Ministère a mis sur pied le Comité de la transition relative à l'électrification et à l'énergie, qui va mobiliser des parties prenantes et des partenaires autochtones, et qui examinera la planification énergétique à long terme dans la province. Ce comité présentera des recommandations en 2023

en vue d'appuyer une planification énergétique intégrée et efficace, ce qui englobera le rôle de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) et celui de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO). L'examen du Comité aidera à étayer l'apport d'éventuelles modifications aux lois, aux règlements ou aux politiques en vigueur.

Le Ministère souligne que l'Ontario dispose actuellement d'un marché de l'électricité hybride, qui comporte des éléments d'ordre concurrentiel et des éléments réglementés. La CEO exerce une surveillance complète des éléments réglementés du marché.

La SIERE a pour sa part la responsabilité de maintenir la fiabilité du réseau d'électricité. Elle assure l'approvisionnement en électricité conformément aux directives gouvernementales, en application de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, en mettant l'accent sur les approvisionnements en régime de concurrence dans la mesure du possible. Dans le cadre de ses activités d'approvisionnement en électricité, la SIERE veille à maintenir un équilibre entre la fiabilité du réseau et l'incidence sur les abonnés, dans les limites imposées par la politique gouvernementale (p. ex. au chapitre des engagements environnementaux).

Le Comité de surveillance du marché (CSM) de la CEO remplit un rôle de surveillance et effectue des évaluations régulières du fonctionnement du marché et de différentes questions rattachées à l'approvisionnement en électricité en Ontario.

4.2 Le processus de planification énergétique à long terme ne fait pas l'objet d'une surveillance indépendante et ne s'étend pas aux sources d'énergie autres que l'électricité

Ainsi que cela est mentionné à la **section 2.4.2**, le ministère de l'Énergie a comme tâche d'élaborer le Plan énergétique à long terme (PELT) de l'Ontario. Une bonne planification énergétique à long terme est

essentielle pour garantir que la province dispose d'un approvisionnement énergétique à la fois adéquat et abordable pour les abonnés. Or, notre audit a révélé qu'il existe des lacunes dans le processus actuel de planification énergétique à long terme de la province; on peut mentionner en particulier l'absence de surveillance réglementaire par la CEO et les lacunes au chapitre de la planification énergétique intégrée.

4.2.1 Absence de surveillance réglementaire indépendante de la planification énergétique à long terme

La CEO n'a pas les pouvoirs requis pour exercer une surveillance du processus de planification énergétique à long terme de la province; elle ne peut donc donner suite à des activités ou à des enjeux entourant la planification afin d'appuyer l'atteinte de ses objectifs, qui consistent notamment à protéger les intérêts des consommateurs en ce qui touche les prix ainsi qu'à assurer la suffisance, la fiabilité et la qualité du service d'électricité.

L'histoire récente de la planification du réseau énergétique en Ontario remonte à la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. Cette loi modifiait la *Loi de 1998 sur l'électricité* et créait l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) (qui a été fusionné avec la SIERE le 1^{er} janvier 2015) afin d'assurer la planification du réseau énergétique pour la province. Aux termes de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, l'OEO devait préparer tous les 3 ans un plan énergétique sur un horizon de 20 ans : le Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI). Cette même loi exigeait également que l'OEO soumette le PREI à la CEO pour examen et approbation, le but étant de s'assurer que ce plan était économiquement prudent, rentable et conforme aux directives du ministre de l'Énergie. Ces exigences n'ont pas été respectées. Voici des précisions à ce sujet :

- En 2007, l'OEO a déposé son premier PREI auprès de la CEO, mais le processus d'examen a été suspendu en raison d'une directive du ministre publiée en septembre 2008 qui ordonnait à l'OEO de réviser le PREI par suite

des changements apportés à la politique gouvernementale concernant le « bouquet énergétique » de l'Ontario.

- En 2011, l'OEO a préparé un autre PREI, qui n'a pas été soumis à l'examen de la CEO et qui a finalement été abandonné.
- En l'absence d'un PREI approuvé, le ministère de l'Énergie (le Ministère) a publié un Plan énergétique à long terme (PELT) en novembre 2010. Le Ministère, qui n'était pas tenu par la loi de préparer un tel plan, a publié une version mise à jour de son PELT en 2013. Comparativement aux PELT, les PREI préparés par l'OEO comprenaient des analyses plus techniques et présentaient des analyses coûts-avantages détaillées portant sur un éventail de scénarios de planification et de solutions de rechange. Il demeure que la CEO n'a pas examiné ni approuvé les PELT, car, contrairement aux PREI de l'OEO, les PELT étaient les plans stratégiques du Ministère dont la préparation n'était pas prescrite par la loi, et la CEO n'avait pas le pouvoir de les examiner.

En 2016, le processus de planification énergétique a été modifié avec l'adoption de la *Loi de 2016 modifiant des lois sur l'énergie*. Cette loi officialisait les changements apportés au cadre de planification énergétique à long terme et confiait expressément au Ministère la responsabilité de la planification énergétique provinciale. Le Ministère a publié un PELT en 2017 conformément au nouveau cadre, en tenant compte des travaux d'analyse technique de la SIERE et des commentaires formulés par des parties prenantes dans le cadre de consultations publiques. Tout comme ceux de 2010 et de 2013, le PELT de 2017 n'a pas fait l'objet d'un examen par la CEO. Plutôt que l'examen et l'approbation du PELT, le rôle actuel de la CEO aux termes du cadre législatif consiste à élaborer des plans de mise en oeuvre pour donner suite aux directives ministérielles reçues après la publication du PELT.

En 2021, le Ministère a amorcé des consultations publiques pour examiner le processus de planification énergétique à long terme. À la suite des commentaires reçus lors de ces consultations, le Ministère a annoncé

en avril 2022 qu'il mettait sur pied le Comité de la transition relative à l'électrification et à l'énergie en vue d'examiner la planification énergétique et de conseiller le ministre. L'examen devait aussi porter sur les rôles du Ministère, de la SIERE et de la CEO dans la planification énergétique à long terme, et donner suite aux commentaires des parties prenantes concernant la nécessité d'établir un processus de surveillance indépendante de la planification. Un rapport du Comité ayant pour but d'aider le Ministère à évaluer les prochaines étapes de la planification énergétique devrait être préparé d'ici mars 2023.

Cela a toutefois eu comme conséquence de différer la publication d'un nouveau PELT afin que l'examen puisse être mené à terme. Le dernier PELT a été publié le 26 octobre 2017. Le Ministère était tenu, aux termes d'un règlement pris en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, de présenter un autre PELT d'ici février 2021, mais ce règlement a été révoqué le 1^{er} janvier 2021, et le gouvernement n'a pas fixé d'échéancier précis pour la prochaine version du PELT. Le Ministère nous a fait savoir que les travaux du Comité de la transition relative à l'électrification et à l'énergie aideront à établir le contenu et l'échéancier de production du prochain PELT. La **figure 9** résume l'historique du processus de planification énergétique de l'Ontario.

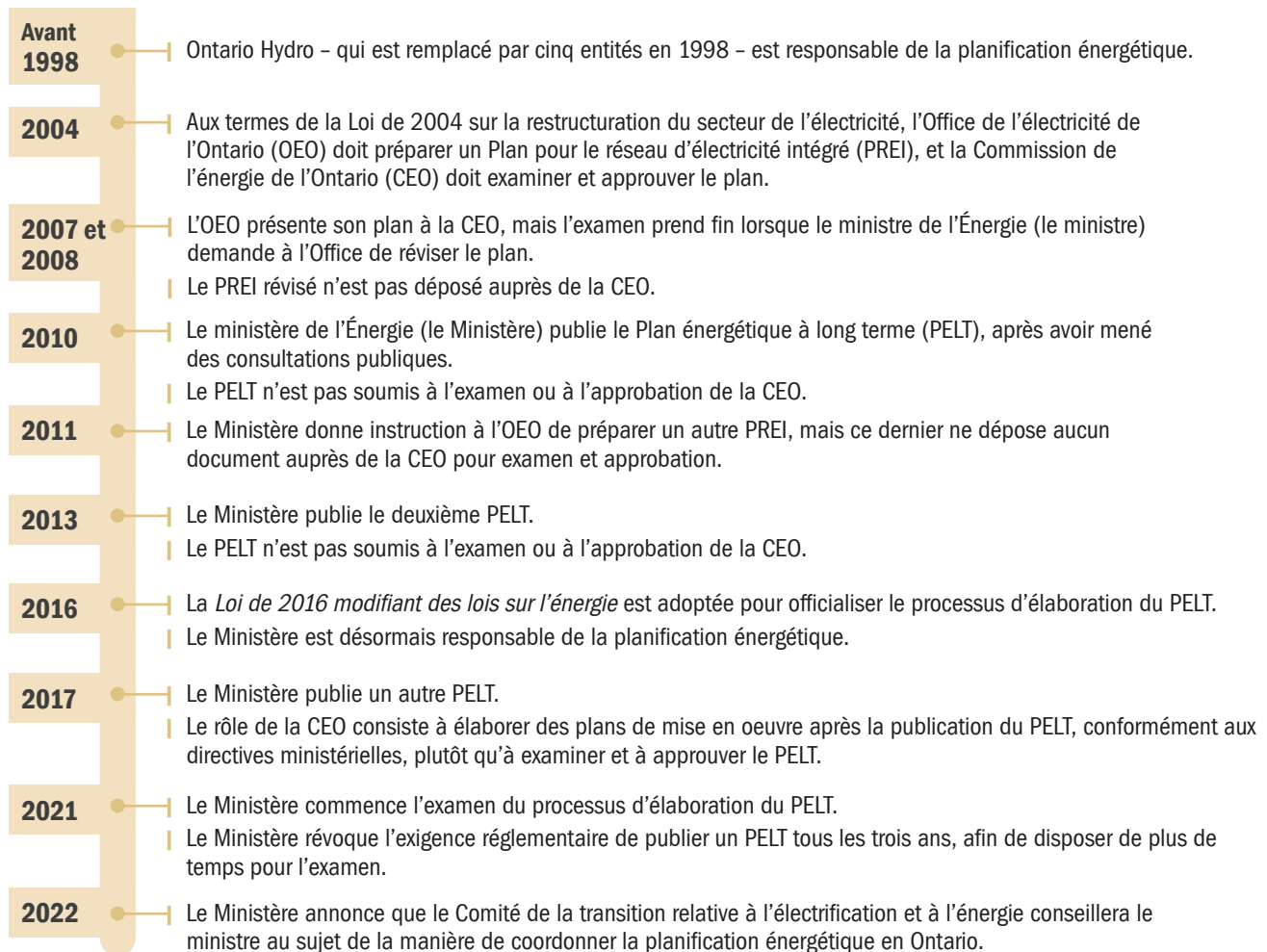
4.2.2 La planification énergétique à long terme de l'Ontario porte uniquement sur l'électricité

Le PELT ne prend pas en compte les sources d'énergie autres que l'électricité, ce qui constitue une autre lacune du processus actuel de planification énergétique. Bien que le PELT comporte le terme « énergétique », son cadre est établi aux termes de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et il a toujours porté exclusivement sur le réseau électrique.

À l'heure actuelle, l'Ontario n'a pas de plan énergétique intégré qui mette de l'avant une approche coordonnée englobant toutes les sources d'énergie. Un plan d'électricité doit être élaboré par le ministère de l'Énergie (le Ministère) et mis en application par la SIERE et la CEO au moyen de plans de mise en oeuvre

Figure 9 : Historique du processus de planification énergétique de l'Ontario

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



présentés en réponse aux directives ministérielles. La planification du gaz naturel est effectuée par les services publics de gaz, sous la direction et la surveillance de la CEO.

On note que des améliorations ont été apportées dans le cadre du processus de planification de 2017, lorsque le Ministère a demandé à un expert-conseil tiers de préparer un rapport technique sur les carburants et les combustibles afin de pouvoir examiner l'offre et la demande d'autres sources d'énergie (par exemple le gaz naturel, l'essence et le mazout) en complément du rapport produit par la SIERE sur le réseau d'électricité de l'Ontario. Toutefois, le PELT de 2017 demeure un plan énergétique axé en grande partie sur l'électricité et qui traite peu de

l'intégration de l'électricité et d'autres carburants et combustibles (en particulier le gaz naturel).

Ainsi que cela est mentionné à la **section 4.2.1**, le Ministère examine actuellement le processus de planification énergétique à long terme. L'un des principaux thèmes mis en lumière lors des consultations publiques menées dans le cadre de l'examen a trait à l'importance de miser sur une planification intégrée et coordonnée qui s'étend à tous les secteurs de l'énergie, au lieu de se cantonner à l'électricité. Le Ministère nous a aussi indiqué que, par suite des commentaires reçus lors des consultations publiques, il va entreprendre une étude indépendante qui inclura toutes les sources d'énergie et qui couvrira une période de planification allant jusqu'à au

moins 2050. Une demande de soumissions ayant trait à l'étude a été publiée le 6 septembre 2022.

L'électricité ne représente que 17 % de l'énergie consommée en Ontario, contre 83 % pour le gaz naturel, l'essence, le diesel et les autres carburants et combustibles. Si l'on veut combler les besoins énergétiques futurs de la province d'une manière abordable, fiable et respectueuse de l'environnement, il faut intégrer toutes les sources d'énergie à la planification énergétique à long terme pour s'assurer que les actifs existants sont mis à profit et que les différentes sources d'énergie sont complémentaires, de manière à offrir des solutions optimales.

Dans notre rapport d'audit de 2020 intitulé Réduction des émissions de gaz à effet de serre générées par la consommation d'énergie dans les bâtiments, nous avons également recommandé que le ministère de l'Énergie dresse « un plan énergétique intégré à long terme afin d'harmoniser les plans de consommation des principales sources d'énergie de l'Ontario (y compris le gaz naturel) avec l'objectif de réduction des émissions établi par le gouvernement ». Le plan énergétique pourrait englober le développement industriel, commercial et résidentiel à long terme. Toutefois, lors de notre suivi de cet audit, en 2022, nous avons constaté que, en octobre 2022, le Ministère n'avait toujours pas mis en oeuvre cette recommandation; il a indiqué que tout changement apporté au processus de planification à long terme de l'Ontario nécessitera des directives supplémentaires du gouvernement. Le Ministère s'attend néanmoins à ce que cette recommandation soit mise en oeuvre d'ici décembre 2023.

RECOMMANDATION 2

Pour que la planification énergétique permette de mieux protéger les intérêts des consommateurs d'énergie, le ministère de l'Énergie devrait :

- établir un échéancier plus serré afin d'achever son examen du processus de planification énergétique à long terme dans les 12 mois;
- établir également un échéancier plus serré afin de publier le prochain plan énergétique à long terme d'ici 12 mois;

- inclure l'ensemble des principales sources d'énergie dans le processus de planification;
- énoncer, et confier à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO), un rôle rattaché à la planification énergétique à long terme qui reflète ses attributions et son expertise à titre d'organisme de réglementation du secteur de l'énergie, notamment au chapitre de la protection des intérêts des consommateurs.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

Le ministère de l'Énergie (le Ministère) remercie la vérificatrice générale de ces recommandations. Il examine actuellement le cadre de planification énergétique à long terme de la province. Dans la foulée des consultations publiques tenues en 2021, le Ministère a mis sur pied le Comité de la transition relative à l'électrification et à l'énergie, qui va mobiliser des parties prenantes et des partenaires autochtones, et qui examinera la planification énergétique à long terme dans la province. Ce comité présentera des recommandations en 2023 à l'appui d'une planification énergétique intégrée et efficace. L'examen du Comité aidera à étayer l'apport d'éventuelles modifications aux lois, aux règlements ou aux politiques en vigueur.

De plus, le gouvernement a demandé à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) de soumettre un rapport exposant une manière réaliste d'aller de l'avant pour en arriver à instaurer un réseau électrique à émissions nulles afin d'appuyer la progression de l'emploi et le développement économique. Ce rapport sera présenté vers la fin de 2022. Le Ministère estime que ces mesures sont essentielles à une planification énergétique à long terme responsable.

Pendant que l'examen sera en cours, le Ministère, la SIERE et la CEO conserveront leurs pouvoirs actuels au chapitre de la planification et de la prise de décisions en matière d'énergie. La SIERE poursuit ses activités de planification, notamment en diffusant régulièrement les perspectives de planification, de même qu'en consultant les parties

prenantes et en élaborant des plans régionaux de concert avec elles.

4.3 Les prix exigés et la protection en matière de service offerte par les sociétés de distribution locales (SDL) et les fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unité (FCDU) varient

Conformément au Règlement de l'Ontario 389/10, pris en vertu de la *Loi de 2010 sur la protection des consommateurs d'énergie*, des compteurs individuels doivent être installés dans les immeubles résidentiels à logements multiples construits en Ontario après le 1^{er} janvier 2011. Comparativement aux bâtiments dotés de compteurs collectifs, où les résidents assument ensemble les coûts d'électricité du bâtiment, les compteurs individuels permettent aux résidents de mieux contrôler leurs dépenses d'électricité, parce qu'ils sont facturés en fonction de leur consommation individuelle. Ce système reposant sur le principe de l'utilisateur-payeur vise à encourager l'économie d'énergie.

En Ontario, il est possible d'obtenir des services de compteurs divisionnaires d'unité (CDU) dans un immeuble en faisant appel aux sociétés de distribution locales (SDL), dans le cadre de leurs activités de distribution en vertu d'un permis (ce que l'on appelle les activités liées aux compteurs intelligents d'unité), ou encore à un fournisseur de compteurs divisionnaires d'unité (FCDU). On compte à l'heure actuelle 20 FCDU qui offrent directement aux consommateurs des services de facturation à partir de compteurs divisionnaires d'unité. Les FCDU doivent obtenir un permis de la CEO pour mener leurs activités, et ils doivent se conformer aux normes de service énoncées dans le code de service établi par la CEO à l'égard des compteurs divisionnaires d'unité. Cependant, les frais que les FCDU facturent à leurs clients ne sont pas réglementés. Un exemple de contrat de services de compteurs divisionnaires d'unité est présenté à la **figure 10**.

Le nombre de consommateurs recevant des services de compteurs individuels fournis par les FCDU a augmenté d'environ 55 % en 4 ans, passant de quelque 252 000 consommateurs en 2018 à 391 000 en 2021. Bien que les clients des FCDU ne représentent que 7 % environ des consommateurs du secteur de l'électricité en Ontario, 33 % des plaintes relatives à l'électricité qui ont été reçues par la CEO en 2021 concernaient des FCDU. Bon nombre de ces plaintes portaient sur des pratiques de facturation et de débranchement. La **figure 11** présente la hausse du nombre de consommateurs faisant appel à des FCDU et du nombre de plaintes visant ces fournisseurs de 2018 à 2021.

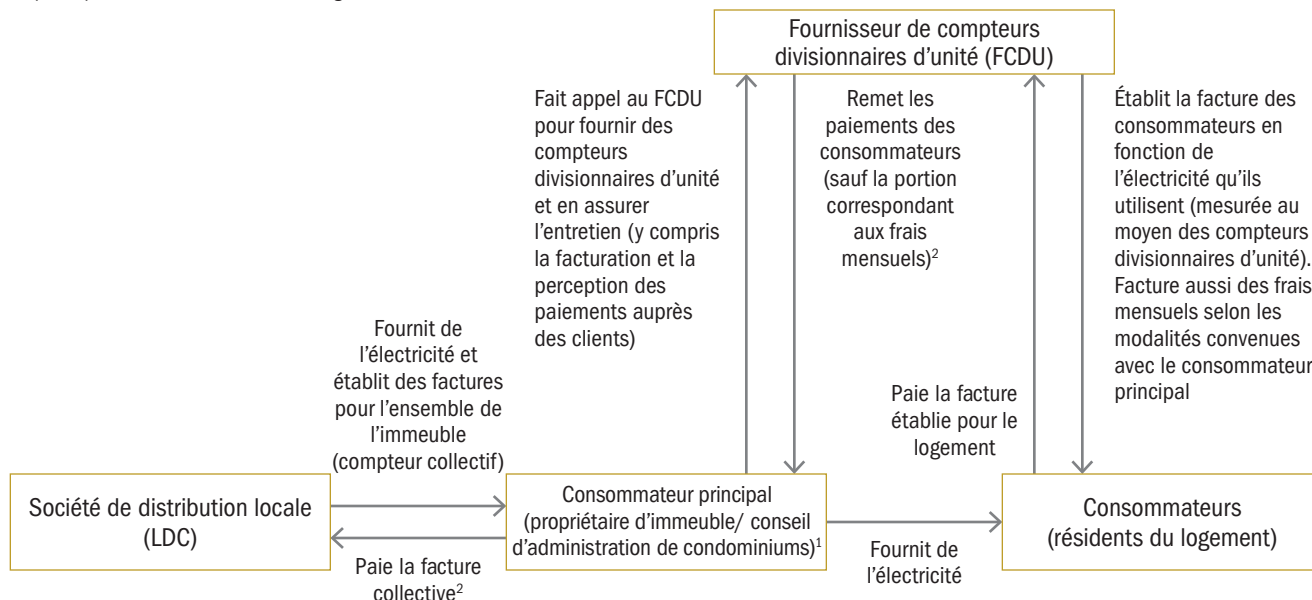
4.3.1 Les frais des FCDU ne sont pas réglementés, et ces frais doivent être plus transparents dans l'intérêt des clients

Les FCDU appliquent des tarifs fondés sur des contrats avec des promoteurs, des propriétaires d'immeubles ou des conseils d'administration de condominiums (collectivement, les consommateurs principaux). Les résidents (consommateurs) sont assujettis aux prix convenus par les consommateurs principaux, et les prix en question varient. Malgré la compétitivité du secteur par ailleurs, les contrats conclus sont pour la plupart à long terme (leur durée se situe en général entre 10 et 20 ans); dès lors, une fois le contrat signé, le FCDU se retrouve essentiellement en situation de monopole au niveau de l'immeuble.

LES FCDU facturent leurs clients en fonction de leur consommation individuelle, à quoi s'ajoutent des frais mensuels en contrepartie des services de compteur et de facturation. Ces frais de service mensuels, ainsi que certains autres frais de service (par exemple, les frais d'ouverture de compte, les frais de débranchement et les frais en cas de contestation de l'exactitude des compteurs), ne sont pas réglementés par la CEO. Différents facteurs auront une incidence sur les frais de service mensuels des FCDU, comme la complexité de l'installation des compteurs, le nombre de services et de logements, le niveau de risque assumé et d'autres considérations d'ordre concurrentiel; ces frais peuvent

Figure 10 : Exemple de modalités de services de compteurs divisionnaires d'unité, immeuble résidentiel à logements multiples

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

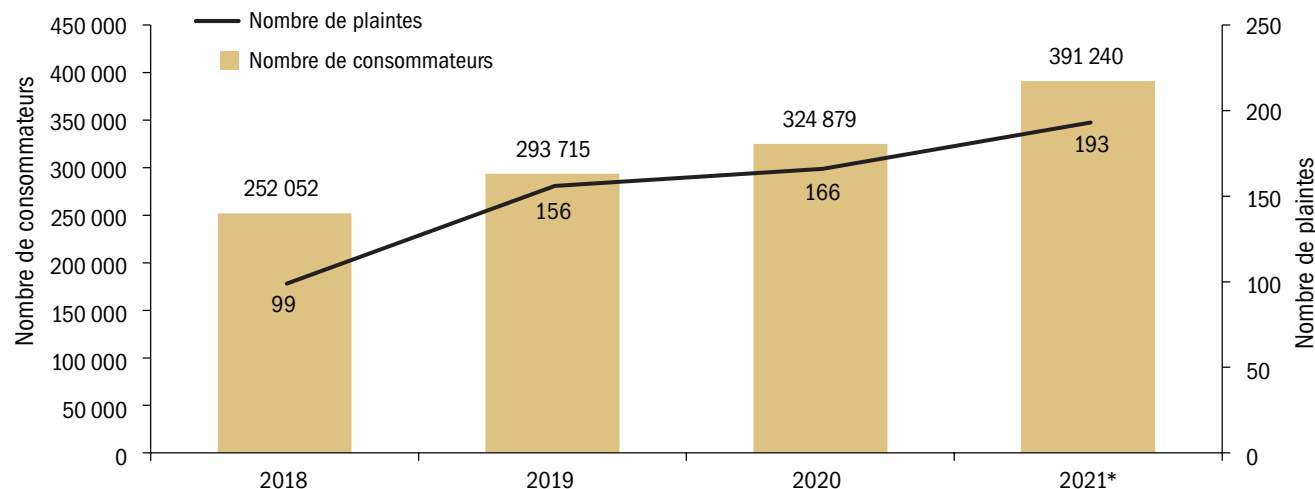


Note : Cette figure présente une forme courante de contrat de service de compteurs divisionnaires d'unité. Les arrangements réels pourraient différer selon les modalités contractuelles convenues entre le consommateur principal et le FCDU.

1. Pour les condominiums neufs, le promoteur immobilier conclut une entente de compteurs divisionnaires d'unité avec le FCDU pendant la phase de construction. Après la construction, le conseil d'administration des condominiums prend en charge le contrat relatif aux compteurs divisionnaires d'unité. Le conseil d'administration des condominiums nouvellement élu peut annuler les contrats signés par le promoteur dans les 12 mois suivant son élection.
2. La facture globale peut comprendre des montants qui ne sont pas répartis entre les consommateurs (comme la consommation d'électricité dans les aires communes); c'est plutôt le consommateur principal qui assume ces coûts. Tout dépendant du contrat, certains FCDU paient d'abord la facture globale, puis soumettent au consommateur principal une facture à l'égard du montant exigible.

Figure 11 : Nombre total de clients de fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unité et nombre de plaintes, 2018 à 2021

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



Note : On ne dispose pas de chiffres sur les consommateurs avant 2018, parce que c'est seulement à partir de 2018 que les FCDU ont commencé à fournir ces données à la CEO. Les chiffres sur le nombre de consommateurs sont ceux applicables à la fin de l'année civile.

* Au moment de l'audit, on ne disposait pas des chiffres sur les consommateurs pour 2021 dans le cas de cinq FCDU. On a donc utilisé le nombre de consommateurs de ces cinq fournisseurs pour l'année 2020 à titre de valeur estimative.

aller de moins de 10 \$ à plus de 30 \$ par consommateur résidentiel.

L'une des priorités mentionnées dans le PELT de 2017 consistait à assurer une meilleure protection des clients des FCDU, considérant les préoccupations exprimées par les consommateurs au sujet du manque de clarté des frais exigés (par exemple, qu'est-ce qui est facturé, et qui établit la facture). Cela a amené le Ministère à demander à la CEO d'examiner des moyens de renforcer la protection des consommateurs au regard des activités des FCDU. Le 27 octobre 2017, le Ministère a publié un projet de règlement donnant suite à son intention de conférer à la CEO le pouvoir de réglementer les frais des FCDU; les instruments législatifs nécessaires pour donner effet à cette intention sont entrés en vigueur à compter du 1^{er} avril 2018.

En prévision de cette modification, la CEO a lancé des consultations stratégiques à la fin de 2017 et a effectué des analyses préliminaires afin de trouver des solutions de rechange en matière de réglementation tarifaire pour pouvoir régir les frais des FCDU. Toutefois, ces travaux de réglementation ont été interrompus le 3 avril 2019, lorsque le gouvernement a adopté la *Loi de 2019 visant à rétablir la compétitivité de l'Ontario*, qui abrogeait le pouvoir de la CEO de réglementer les frais des FCDU. Du coup, les consommateurs des FCDU n'avaient toujours aucune protection à l'égard des prix.

Le gouvernement a invoqué les raisons suivantes pour abroger le pouvoir de réglementation qu'avait la CEO à l'égard des tarifs des FCDU :

- l'élaboration du cadre réglementaire requis prendrait du temps, et l'incertitude entourant la conception finale de ce cadre constituerait un obstacle à l'investissement dans le secteur des FCDU;
- la réglementation des tarifs alourdirait le fardeau réglementaire du secteur dans une proportion d'environ 1,3 million de dollars par année, et cette somme serait probablement transférée aux consommateurs;
- la concurrence du marché servirait à protéger les clients des FCDU contre les hausses de tarifs.

Toutefois, nous avons constaté que certaines de ces raisons reposaient en grande partie sur les déclarations et les renseignements provenant du secteur des FCDU plutôt que sur une analyse du Ministère. Par exemple, l'évaluation de la compétitivité du secteur ontarien des compteurs divisionnaires d'unité a été effectuée par un expert-conseil ayant été engagé par une association représentant les plus grands FCDU de la province. Le Ministère n'a pas mené d'étude pour déterminer si les prix des FCDU étaient équitables par rapport à ceux facturés par les SDL et si une solution autre que la réglementation des tarifs permettrait d'améliorer le niveau de protection des clients des FCDU.

Nos recherches ont révélé que le recours à des compteurs divisionnaires d'unité n'est pas autorisé dans certaines provinces canadiennes à l'heure actuelle (dont le Manitoba, la Saskatchewan et le Québec). En Alberta et en Colombie-Britannique, ces compteurs sont autorisés; mais, tout comme en Ontario, les frais de service facturés par les fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unité ne sont pas réglementés.

RECOMMANDATION 3

Pour assurer une protection adéquate des intérêts des clients des fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unité (FCDU), le ministère de l'Énergie devrait :

- procéder immédiatement à ses propres analyses pour vérifier le bien-fondé des préoccupations des clients et déterminer si les prix facturés par les FCDU sont équitables;
- utiliser les résultats de ces analyses pour élaborer et mettre en oeuvre des options en vue d'accroître la protection à l'égard des prix et la transparence des prix dans l'intérêt des clients des FCDU.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

Le ministère de l'Énergie (le Ministère) remercie la vérificatrice générale de ces recommandations. Le Ministère convient qu'il est important d'assurer l'équité et la transparence des prix que doivent

payer tous les consommateurs d'énergie, et il continuera de travailler en collaboration avec la Commission de l'énergie de l'Ontario et les fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unité afin de recueillir les données et les renseignements nécessaires pour effectuer cette analyse et assurer la protection des consommateurs.

4.3.2 Les clients des FCDU ne sont pas aussi bien protégés contre les débranchements que les clients des SDL

Bien qu'il ne s'agisse pas d'entités à tarif réglementé comme les SDL, les FCDU sont titulaires d'un permis de la CEO et sont assujettis aux processus de conformité et d'exécution de cette dernière (**section 2.2.2**). Toutefois, les exigences actuelles de la CEO en matière de service aux consommateurs n'assurent pas aux clients des FCDU la même protection qu'aux clients des SDL.

La CEO élabore le code de service applicable aux compteurs divisionnaires d'unité et le code du réseau de distribution de manière à fixer des exigences minimales en matière de service aux consommateurs pour les FCDU et les SDL, respectivement. Bien que les exigences entre les deux codes soient similaires à plusieurs égards, il existe quelques différences, particulièrement en ce qui concerne les débranchements (une comparaison de ces codes est présentée à la **figure 12**).

Les consommateurs résidentiels qui accusent un retard dans le règlement de leurs factures d'électricité courent le risque d'être débranchés. Adoptée en février 2017, la *Loi de 2017 sur la protection des consommateurs d'énergie vulnérables* confère à la CEO le pouvoir d'empêcher le débranchement de l'approvisionnement en électricité d'un petit client (aussi bien un consommateur résidentiel qu'une petite entreprise) pendant les périodes déterminées par la CEO. La CEO a donc modifié les conditions de permis des SDL pour interdire le débranchement des consommateurs résidentiels entre le 24 février et le 30 avril 2017, et entre le 15 novembre et le 30 avril de chaque année par la suite. Cette interdiction ne

s'applique toutefois pas dans le cas des consommateurs qui sont clients des FCDU. Tant que les normes de débranchement prescrites dans le code de service applicable aux compteurs divisionnaires d'unité sont observées, les FCDU ne contreviennent à aucun code ni à aucune loi s'ils débranchent leurs clients pendant l'hiver en raison d'un défaut de paiement.

Les FCDU fournissent leurs services à des consommateurs principaux (par exemple des propriétaires d'immeubles et des conseils d'administration de condominiums). Ce sont les consommateurs principaux qui prennent les décisions concernant les débranchements en cas de non-paiement; les FCDU effectuent alors les débranchements ainsi autorisés. Cependant, les consommateurs principaux n'ont pas à être titulaires de permis aux termes de la réglementation, et la CEO nous a déclaré qu'elle ne peut donc pas utiliser les conditions de permis comme outil réglementaire pour imposer aux consommateurs principaux une interdiction de débranchement durant l'hiver, étant donné que ce pouvoir législatif s'applique uniquement aux entités titulaires de permis.

Nous avons examiné les plaintes déposées auprès de la CEO de 2016-2017 à 2021-2022 et constaté qu'environ une centaine de plaintes de clients de FCDU étaient liées à des débranchements durant l'hiver, ce qui représentait à peu près 12 % de toutes les plaintes de clients des FCDU durant cette période. Les clients des FCDU déposent ces plaintes dans le but d'obtenir l'aide de la CEO, mais les mesures que celle-ci peut prendre sont limitées – par exemple, s'assurer que les FCDU ont suivi les règles de débranchement énoncées dans le code de service relatif aux compteurs divisionnaires d'unité (**figure 12**) et conseiller aux clients de demander un financement d'urgence dans le cadre du Programme d'aide aux impayés d'énergie (Programme AIE) (**annexe 3**). Les données sur les plaintes montrent également que certains clients de FCDU ignoraient qu'ils n'avaient pas droit à une protection contre les débranchements durant l'hiver.

Outre les débranchements, on indiquait aussi dans un certain nombre de ces plaintes que les FCDU avaient demandé à des clients de payer des frais de

rebranchement (pouvant s'élever à plus de 200 \$) en sus du montant en souffrance avant que leur service soit rétabli. Les clients des SDL doivent également payer des frais de rebranchement, mais ils peuvent prendre des dispositions pour effectuer le paiement après avoir été rebranchés.

RECOMMANDATION 4

Pour que tous les consommateurs d'électricité aient droit à des niveaux de service et à des avantages similaires, peu importe leur fournisseur de services, la Commission de l'énergie de l'Ontario devrait déterminer des mécanismes pour harmoniser

Figure 12 : Comparaison des principales exigences en matière de service aux consommateurs qui s'appliquent aux clients des sociétés de distribution locales (SDL) et des fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unité (FCDU)

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

	SDL	FCDU
Dépôt de garantie		
Sur demande, renoncer au dépôt de garantie pour les consommateurs à faible revenu admissibles.	✓	✓
Fixer comme dépôt maximum un montant égal à 2,5 fois la facture mensuelle moyenne du client.	✓	✓
Accorder aux consommateurs résidentiels un délai d'au moins six mois pour verser le dépôt (quatre mois pour les petites entreprises).	✓	✓
Rendre le dépôt aux consommateurs résidentiels ayant de bons antécédents de paiement pendant une période d'un an (trois ans pour les petites entreprises).	✓	✓
Verser des intérêts sur les dépôts tous les 12 mois, selon le taux préférentiel de la Banque du Canada moins 2 %.	✓	✓
Programmes de versements égaux		
Offrir aux clients la possibilité de participer à un programme de versements mensuels égaux.	✓	
Frais de paiement tardif		
Plafonner les frais à 1,5 % par mois.	✓	
Ne pas imposer de frais dans les 20 jours civils suivant la délivrance de la facture.	✓	✓
Entente de paiement pour le règlement des arriérés		
Offrir aux consommateurs en défaut de paiement une option de règlement des arriérés avant de procéder au débranchement.	✓	✓
Accorder aux consommateurs résidentiels au moins cinq mois pour payer les arriérés si le montant payable est inférieur au double de la facture moyenne (10 mois si ce montant est supérieur au double de la facture moyenne).	✓	✓
Débranchement		
Envoyer un préavis de 7 jours civils de l'état du compte en souffrance, suivi d'un préavis de 14 jours civils du débranchement à venir.	✓	✓
Effectuer le débranchement dans les 14 jours civils suivant la fin de la période de préavis.	✓	✓
Ne pas procéder à un débranchement des consommateurs résidentiels pendant les mois d'hiver (entre le 15 novembre et le 30 avril).	✓	
Rebrancher les consommateurs dans un délai de deux jours ouvrables une fois que la facture a été payée intégralement ou qu'une entente de paiement a été conclue.	✓	

les normes de service qui s'appliquent aux consommateurs des fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unité avec celles applicables aux clients des sociétés de distribution locales, particulièrement en ce qui concerne la protection contre les débranchements et les rebranchements durant l'hiver.

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

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) va mener un examen des normes de service applicables aux fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unité (FCDU) afin d'évaluer la possibilité d'harmoniser ces normes avec celles qui s'appliquent aux sociétés de distribution locales, et de déterminer les prochaines mesures à prendre, compte tenu de ses pouvoirs législatifs et de la situation particulière des FCDU (ces derniers sont des entreprises qui mènent leurs activités en régime de concurrence et fournissent leurs services à des consommateurs principaux non réglementés; ce sont ces derniers qui prennent les décisions à propos de questions comme les débranchements).

4.3.3 La CEO ne fournit pas suffisamment d'information pour conscientiser les consommateurs d'électricité à propos des FCDU

Ainsi que cela est mentionné à la **section 4.3.1**, les clients des FCDU aimeraient obtenir des précisions sur les prix qu'ils paient en contrepartie des services d'électricité. Bien que la CEO n'ait pas le pouvoir de réglementer les frais des FCDU, elle pourrait faire davantage pour informer et conscientiser les consommateurs afin qu'ils puissent mieux comprendre les services, les frais et le rendement de ces fournisseurs.

Conscientisation des consommateurs

Nous avons remarqué que le site Web de la CEO fournit peu de documents d'information sur les FCDU. Voici quelques exemples :

- La page « Secteur de l'énergie de l'Ontario » fournit une description des principaux

intervenants (par exemple, producteurs, transporteurs, SDL, détaillants) et du rôle de réglementation de la CEO à l'égard de ces derniers. On n'y trouve toutefois aucune mention des FCDU.

- Dans la section du site qui a pour but d'aider les consommateurs à comprendre leur facture d'électricité, aucune information n'est fournie sur la facturation par les FCDU. Étant donné que les factures des FCDU et celles des SDL se ressemblent, il n'est peut-être pas clair que les frais de livraison pour les clients des FCDU comprennent des frais de service mensuels qui ne sont pas assujettis à la réglementation tarifaire.

Il serait très utile de fournir davantage de documentation sur les FCDU pour informer leurs clients actuels et potentiels. Cela est d'autant plus important que le nombre de consommateurs dont les services sont fournis par des FCDU est en progression (**figure 11**).

Rendement des FCDU

La CEO publie chaque année des cartes de pointage du rendement des SDL; ces cartes englobent 20 paramètres de mesure correspondant à 4 catégories de rendement (**figure 13**). Bien que ces paramètres de mesure ne soient pas tous pertinents dans le cas des FCDU, compte tenu de la nature distincte de leurs activités, certains de ces paramètres ayant trait au service à la clientèle (par exemple l'exactitude de la facturation et la résolution dès la première communication) pourraient être pertinents du point de vue des clients de ces fournisseurs. Une carte de pointage fournirait à ces consommateurs des renseignements utiles sur le rendement de leur FCDU (individuellement ou par rapport au reste du secteur) et servirait de complément aux statistiques sur les plaintes que la CEO communique au public sur son site Web.

RECOMMANDATION 5

Pour informer le public au sujet des fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unité (FCDU), la Commission de l'énergie de l'Ontario devrait :

Figure 13 : Paramètres de mesure sur les cartes de pointage des sociétés de distribution locales

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

Approche vis-à-vis de la clientèle	
Qualité du service	
- Nouveaux services destinés aux consommateurs résidentiels ou aux petites entreprises branchés en temps voulu - Date et heure de rendez-vous respectées - Réponse en temps voulu aux appels téléphoniques	
Satisfaction de la clientèle	
- Exactitude de la facturation - Résolution dès la première communication - Résultats du sondage sur la satisfaction de la clientèle	
Efficacité opérationnelle	
Sécurité	
- Niveaux de sensibilisation du public - Niveau de conformité au Règlement de l'Ontario 22/04 (sur la sécurité de la distribution d'électricité) - Indice des incidents électriques graves	
Fiabilité du réseau	
- Nombre moyen d'occurrences où le client est privé d'électricité - Nombre d'heures moyen où le client est privé d'électricité	
Gestion de l'actif	
Avancement de la mise en oeuvre du plan du réseau de distribution	
Contrôle des coûts	
- Évaluation de l'efficacité - Coût total par client - Coût total par kilomètre de ligne de transport	
Réactivité aux politiques publiques	
Branchement à des installations de production d'énergie renouvelable	
- Réalisation en temps voulu des études d'impact du branchement aux installations de production d'énergie renouvelable - Branchement en temps voulu de nouvelles installations de production de petite taille intégrées*	
Rendement financier	
Ratios financiers	
- Liquidités : ratio de liquidité générale (actif à court terme/passif à court terme) - Lever financier : montant total de la dette/capitaux propres - Rendement des capitaux propres : présumé et atteint	

* Les petites installations de production intégrées produisent de l'énergie renouvelable (comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire) et ont une capacité installée d'au plus 10 kilowatts (kW) raccordée à un réseau de distribution plutôt qu'au réseau de transport.

- préparer des documents d'information sur les FCDU pour aider les consommateurs à bien comprendre les services de ces fournisseurs, leurs relations commerciales avec les propriétaires et les locataires des immeubles, leurs pratiques de facturation et l'étendue de la réglementation sur leurs pratiques commerciales et leurs prix;
- élaborer des paramètres de mesure du rendement des FCDU et publier les résultats afin de donner aux consommateurs une idée du rendement de ces fournisseurs.

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

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) apprécie le fait que la vérificatrice générale insiste sur l'importance de rendre l'information accessible aux consommateurs, ce qui concorde avec ses propres objectifs et buts stratégiques. La CEO va préparer des documents d'information et de formation à l'intention des clients au sujet du secteur des fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unité (FCDU); cette documentation abordera les points soulignés par la vérificatrice générale, sous réserve de préoccupations entourant la confidentialité et le caractère délicat de certains renseignements sur le plan commercial.

Nous examinerons également les types de rapports sur le rendement qui devraient être obtenus des FCDU et publiés par la CEO afin d'aider les consommateurs à mieux comprendre le secteur des FCDU, tout en assurant un juste équilibre entre le fardeau réglementaire et les coûts.

4.4 Les critères d'admissibilité et la méthodologie d'établissement des plafonds dans le cadre du Programme de protection contre les frais de distribution sont désuets

La province a mis en oeuvre le Programme de protection contre les frais de distribution le

1^{er} juillet 2017 afin d'offrir un allègement de frais d'électricité aux consommateurs résidentiels vivant dans des régions où les tarifs de distribution étaient parmi les plus élevés à ce moment. Aux termes de ce programme, un plafond est fixé en fonction des frais mensuels de distribution de base payés par ces consommateurs résidentiels. Toutefois, en raison de certaines limites structurelles au niveau de sa conception, le Programme n'a pu être adapté comme il se doit au fil des variations des tarifs de distribution. Cette situation a entraîné l'exclusion de consommateurs résidentiels dans certaines zones de service où les frais de distribution sont élevés; de plus, le plafond mensuel est demeuré au même niveau pendant des années après la mise en oeuvre du Programme. L'**annexe 6** fait état des frais mensuels de distribution de base de tous les consommateurs résidentiels des SDL.

4.4.1 Les consommateurs résidentiels vivant dans certaines régions où les frais de distribution d'électricité sont élevés ne sont pas admissibles au Programme de protection contre les frais de distribution, en raison des critères désuets que comporte ce programme

Depuis la création du Programme, les consommateurs résidentiels recevant leurs services de huit SDL sont admissibles à la protection qu'il offre (**figure 14**). Ces SDL admissibles sont désignées dans le Règlement de l'Ontario 198/17. Pour modifier la liste des SDL admissibles, il faudrait modifier la réglementation qui régit le Programme.

En examinant les frais mensuels de distribution de base pour tous les consommateurs résidentiels en 2022, nous avons relevé un cas où les consommateurs résidentiels d'une SDL (Lakeland Power, dans la zone de service de Parry Sound) demeurent admissibles au Programme même si leurs frais mensuels de distribution de base (36,55 \$) sont tombés sous le plafond actuel à compter du 1^{er} juillet 2022 (38,08 \$), et qu'ils ne tirent donc pas d'avantages du programme. À l'opposé, nous avons observé certains cas où les consommateurs résidentiels

de SDL (par exemple, des clients de Toronto Hydro et de la zone de service de Norfolk Power d'Hydro One) ne sont pas admissibles au Programme, même si leurs frais mensuels de distribution de base sont supérieurs au plafond actuel (la **section 4.4.2** contient de plus amples renseignements sur la méthode d'établissement du plafond). On peut voir à la **figure 14** que les clients de 6 SDL ne bénéficient pas d'un allègement dans le cadre du Programme de protection contre les frais de distribution, même s'ils paient des frais mensuels de distribution de base supérieurs au plafond actuel aux termes du Programme.

L'examen du Programme de protection contre les frais de distribution mené par le Ministère en 2021 avait lui aussi conclu à la nécessité d'adopter des critères d'admissibilité plus dynamiques. Le Ministère prévoit donc effectuer une analyse des options dans le but de mettre en place des critères d'admissibilité plus robustes en 2022-2023. À l'heure actuelle, aucun échéancier n'a été fixé pour mener cette évaluation et mettre en oeuvre les changements proposés.

4.4.2 En dépit de l'augmentation des frais de distribution, le plafond mensuel dans le cadre du Programme de protection contre les frais de distribution est demeuré inchangé pendant quatre ans

Le plafond mensuel du Programme de protection contre les frais de distribution est fixé par la CEO une fois par année en fonction des paramètres établis dans le Règlement de l'Ontario 198/17, qui régit le Programme. Conformément à ce règlement, le plafond correspond au plus élevé des montants suivants : les frais mensuels de distribution de base les plus bas parmi les SDL admissibles, et le plafond approuvé antérieurement.

Lors de la mise en oeuvre du Programme, le 1^{er} juillet 2017, ce plafond était fixé à 36,43 \$, ce qui représentait les frais mensuels de distribution de base les plus bas parmi les SDL admissibles à l'époque. Le plafond a été porté à 36,86 \$ le 1^{er} juillet 2018, mais est demeuré inchangé à la suite des trois examens annuels subséquents, parce que les frais mensuels

Figure 14 : Nombre de clients des sociétés de distribution locales (SDL) dont les frais mensuels de distribution de base sont supérieurs au plafond fixé dans le cadre du Programme de protection contre les frais de distribution, qui s'établissait à 38,08 \$ au 1^{er} juillet 2022

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

SDL	Frais mensuels de distribution de base (\$)	Frais mensuels de distribution de base en sus du plafond de 38,08 \$ (\$)	Nombre de consommateurs résidentiels	Admissible au Programme de protection contre les frais de distribution
1 Algoma Power Inc.	60,27	22,19	9 173	✓
2 Atikokan Hydro Inc.	50,73	12,65	1 371	✓
3 Canadian Niagara Power Inc.	40,16	2,08	26 944	
4 Chapleau Public Utilities Corporation	55,21	17,13	1 054	✓
5 Espanola Regional Hydro Distribution Corporation	40,00	1,92	2 900	
6 Halton Hills Hydro Inc.	39,43	1,35	20 401	
7 Hydro One Networks Inc. (catégorie R1) ¹	64,44	26,36	473 917	✓
8 Hydro One Networks Inc. (catégorie R2) ¹	76,44	38,36	330 498	✓
9 Hydro One Networks Inc. – Norfolk Power	39,10	1,02	18 365	
10 Innpower Corporation	46,55	8,47	18 199	✓
11 Northern Ontario Wires Inc.	40,32	2,24	5 093	✓
12 Sioux Lookout Hydro Inc.	51,26	13,18	2 425	✓
13 Toronto Hydro-Electric System Limited	40,70	2,62	607 011	
14 Wellington North Power Inc.	41,98	3,90	3 341	

Note : L'analyse est fondée sur les données de la CEO. Outre ces 14 SDL et leurs catégories de clients respectives, les clients de Lakeland Power (zone de service de Parry Sound) sont également admissibles au Programme. Les données relatives à Lakeland Power ne sont pas prises en compte, parce que ses frais mensuels de distribution de base (36,55 \$) sont inférieurs au plafond du Programme. On ne tient pas compte non plus des données relatives à Hydro One Remote Communities Inc., dont les frais mensuels de distribution de base sont supérieurs au plafond du Programme, parce que la plupart de ses clients sont admissibles au crédit relatif à la livraison dans les réserves pour les Premières Nations. Les frais de livraison sont entièrement annulés pour les clients qui reçoivent le crédit relatif à la livraison dans les réserves pour les Premières Nations.

L'annexe 6 fait état des frais mensuels de distribution de base de tous les consommateurs résidentiels des SDL.

- Hydro One Network Inc. divise ses zones de services résidentiels en trois catégories tarifaires : Seules les catégories R1 et R2 sont admissibles au Programme de protection contre les frais de distribution.
 - UR : zone de densité urbaine, ce qui inclut les zones où l'on retrouve 3 000 consommateurs ou plus, et au moins 60 clients par kilomètre de ligne d'approvisionnement en électricité de la zone. Ces consommateurs ne sont pas admissibles au Programme de protection contre les frais de distribution.
 - R1 : zone de moyenne densité, où l'on retrouve 100 clients ou plus et au moins 15 clients par kilomètre de ligne d'approvisionnement en électricité de la zone.
 - R2 : Zone de faible densité, ce qui inclut les zones qui n'entrent pas dans les catégories UR (densité urbaine) et R1 (moyenne densité).

de distribution de base de Lakeland Power (zone de service de Parry Sound) ont chuté et sont demeurés sous ce plafond depuis qu'il a été fixé.

À l'exception de Lakeland Power, les frais mensuels de distribution de base pour toutes les SDL admissibles ont augmenté depuis le lancement du Programme. Toutefois, en raison des limites imposées par le mécanisme d'établissement du plafond tel qu'énoncé dans le règlement régissant le Programme, ce plafond ne peut être ajusté pour rendre compte

de la hausse des tarifs de distribution ou, à tout le moins, pour concorder avec l'inflation. De ce fait, le coût du Programme de protection contre les frais de distribution a augmenté de quelque 40 %, passant de 254 millions de dollars en 2018-2019 à 354 millions en 2021-2022, cette hausse étant entièrement assumée par les contribuables puisqu'il s'agit d'un programme de subventions financé à même les impôts.

À la suite de l'examen de 2021 du Programme, le Ministère a apporté une modification réglementaire,

entrée en vigueur le 5 avril 2022, afin de rendre possible la hausse graduelle du plafond en appliquant un ajustement fondé sur l'inflation. Sans cet ajustement, le plafond du Programme au 1^{er} juillet 2022 serait demeuré à 36,86 \$, car ce montant était supérieur aux frais mensuels de distribution de base de Lakeland Power. Conformément aux paramètres ainsi modifiés, l'application d'un ajustement fondé sur un taux d'inflation de 3,3 % a porté le plafond à 38,08 \$ à compter du 1^{er} juillet 2022 (figure 15). Cette modification récente de la méthode d'établissement du plafond du Programme de protection contre les frais de distribution aide à limiter les coûts du Programme, ce qui allégera d'autant le fardeau des contribuables.

RECOMMANDATION 6

Pour que le Programme de protection contre les frais de distribution continue de traduire l'intention de protéger les clients des sociétés de distribution

locales dans les régions où les coûts de distribution sont relativement élevés, le ministère de l'Énergie, avec l'aide de la Commission de l'énergie de l'Ontario, devrait, au cours de la prochaine année :

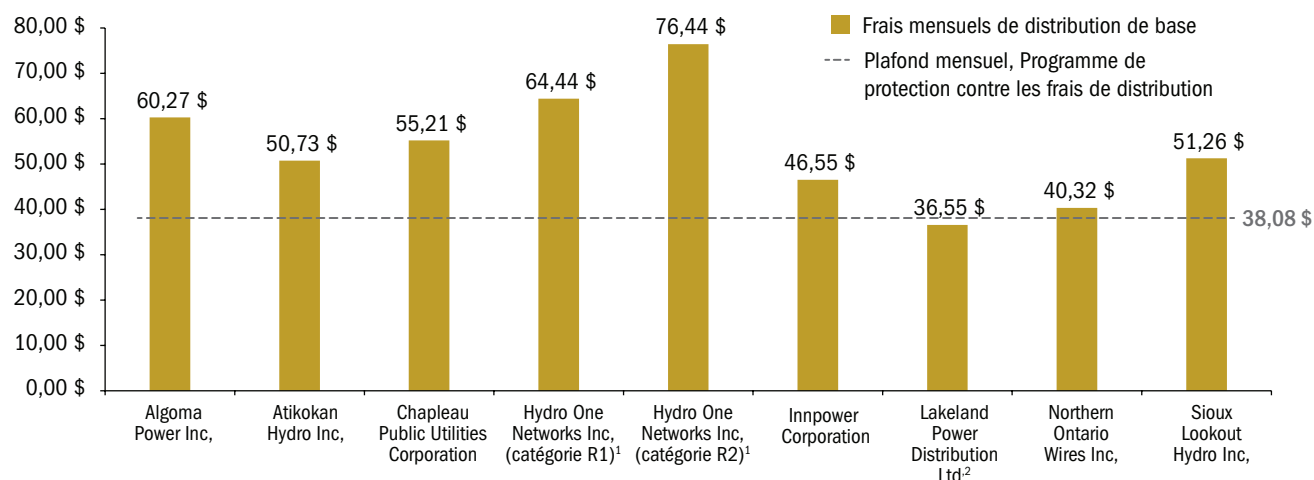
- mener à terme l'analyse du Programme pour cerner et évaluer les options envisageables afin d'accroître la robustesse du mécanisme de détermination de l'admissibilité;
- mettre en oeuvre les changements nécessaires à la lumière des résultats de l'analyse.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

Le ministère de l'Énergie (le Ministère) remercie la vérificatrice générale de ces recommandations. Le Ministère a récemment modifié le Règlement de l'Ontario 198/17, *Distribution Rate-Protected Residential Customers*, de manière à incorporer à la méthodologie de détermination du plafond aux fins de protection contre les frais de distribution un rajustement fondé sur l'inflation annuelle.

Figure 15 : Comparaison du plafond mensuel du Programme de protection contre les frais de distribution et des frais mensuels de distribution de base des sociétés de distribution locales (SDL) admissibles, 2022

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



Note : La portion des frais mensuels de distribution de base facturés qui excède le plafond du Programme de protection contre les frais de distribution correspond au coût assumé par les contribuables.

- Hydro One Network Inc. divise ses zones de services résidentiels en trois catégories tarifaires : Seules les catégories R1 et R2 sont admissibles au Programme de protection contre les frais de distribution.
 - UR : zone de densité urbaine, ce qui inclut les zones où l'on retrouve 3 000 consommateurs ou plus, et au moins 60 clients par kilomètre de ligne d'approvisionnement en électricité de la zone. Ces consommateurs ne sont pas admissibles au Programme de protection contre les frais de distribution.
 - R1 : zone de moyenne densité, où l'on retrouve 100 clients ou plus et au moins 15 clients par kilomètre de ligne d'approvisionnement en électricité de la zone.
 - R2 : Zone de faible densité, ce qui inclut les zones qui n'entrent pas dans les catégories UR (densité urbaine) et R1 (moyenne densité).
- Zone de service de Parry Sound.

Figure 16 : Programmes d'aide aux impayés d'énergie et de subventions d'urgence

Sources : Commission de l'énergie de l'Ontario et ministère de l'Énergie

Programme	Programme AIE	POAFE	Programme AIEC
Qui établit le programme?	CEO	CEO (le ministère de l'Énergie a pris en charge le financement et la prise de décisions)	Ministère de l'Énergie
Source de financement	Financé par les abonnés (sous forme de frais de distribution perçus par chaque société de distribution locale pour financer le programme dans sa zone de service)	Financé par les contribuables	Financé par les contribuables
Comment le programme aide-t-il les consommateurs d'électricité?	Offre aux consommateurs à faible revenu admissibles des subventions d'urgence pour régler leur facture d'électricité en souffrance, de manière à éviter un débranchement.	Offre aux consommateurs à faible revenu admissibles des crédits appliqués en réduction de leur facture (entre 35 \$ et 113 \$ par mois).	Offrait aux consommateurs admissibles des subventions d'urgence pour régler leur facture d'électricité en souffrance pendant la pandémie de COVID-19 (ce programme a été en vigueur de juillet 2020 à octobre 2021).
Qui est admissible?	Consommateurs résidentiels qui satisfont aux critères relatifs à la taille du ménage et au revenu après impôt.	Consommateurs résidentiels qui satisfont aux critères relatifs à la taille du ménage et au revenu après impôt ¹ .	Consommateurs résidentiels et petites entreprises. Les critères d'admissibilité ont changé au fil du temps; cela dit, pour qu'un consommateur soit admissible, il fallait à tout le moins que sa facture d'électricité soit devenue en souffrance depuis la déclaration de l'état d'urgence à l'échelle provinciale en raison de la COVID-19.
Comment l'aide se répercute-t-elle sur la facture?	S'applique directement en réduction du solde en souffrance. Il ne s'agit pas d'une aide continue; un plafond annuel par consommateur est fixé, et tout dépend aussi des fonds disponibles.	Le crédit mensuel est appliqué directement en réduction de la facture du consommateur. Le consommateur doit présenter une nouvelle demande tous les deux ans ou selon l'évolution de sa situation personnelle. Dans le cas des consommateurs âgés de 65 ans ou plus ou qui reçoivent une pension d'invalidité du Régime de pensions du Canada, une nouvelle demande doit être présentée tous les 5 ans.	S'applique directement en réduction du solde en souffrance. Il ne s'agit pas d'une aide continue; un plafond par consommateur est fixé, et tout dépend aussi des fonds disponibles.
Nombre de bénéficiaires	5 534 ²	218 418 ²	65 995 ³
Montant total versé	2 481 353 \$ ²	159 040 323 \$ ²	24 793 163 \$ ³

Note : Le champ d'application du Programme AIE et du Programme AIEC englobe aussi les consommateurs de gaz naturel. Toutefois, l'information et les statistiques dans la figure (par exemple le nombre de bénéficiaires et le montant total versé) ont uniquement trait aux consommateurs d'électricité.

1. L'aide accordée dans le cadre du POAFE varie selon la taille et le revenu du ménage.

2. Les chiffres relatifs au Programme AIE et au POAFE sont fondés sur les renseignements disponibles pour 2021.

3. Les chiffres relatifs au Programme d'aide aux impayés d'énergie en raison de la COVID-19 (Programme AIEC) couvrent toute la durée de ce programme, soit de juillet 2020 à octobre 2021.

Il prévoit examiner l'incidence de la modification réglementaire de 2022 pouvant être attribuable à l'établissement de cycles additionnels de détermination du plafond avant de mettre la dernière main aux recommandations relatives à l'admissibilité au Programme.

Le Ministère continuera de collaborer avec la Commission de l'énergie de l'Ontario afin d'interpréter les tendances qui pourraient avoir une incidence sur le rendement et les coûts du Programme, ainsi que pour analyser les options en vue d'une réforme future de ce dernier.

4.5 L'utilisation et l'efficacité des programmes d'aide aux impayés d'énergie et de subventions d'urgence ne font pas l'objet d'une évaluation adéquate

La CEO et le gouvernement provincial ont mis en place un certain nombre de programmes de subventions dans le but d'aider les consommateurs qui ont du mal à payer leurs factures d'électricité. Ces programmes spéciaux, où les consommateurs doivent présenter une demande pour recevoir l'aide offerte, comprennent le Programme d'aide aux impayés d'énergie (Programme AIE), le Programme ontarien d'aide relative aux frais l'électricité (POAFE) et le Programme d'aide aux impayés d'énergie en raison de la COVID-19 (Programme AIEC). La **figure 16** présente une description de ces programmes.

4.5.1 Le mécanisme de financement du Programme AIE et ses critères d'admissibilité n'ont pas fait l'objet d'un examen suffisamment approfondi pour que l'on puisse en optimiser les avantages du point de vue des consommateurs d'électricité admissibles

Le Programme AIE est un programme de subventions qui offre une aide financière d'urgence aux clients à faible revenu admissibles qui ont des factures d'électricité impayées. Les consommateurs dont les comptes sont en souffrance et qui correspondent

à certains critères de « faible revenu » (**figure 17**) peuvent y être admissibles.

Chaque SDL dispose d'un budget au titre du Programme AIE pour pouvoir soutenir ses propres clients ainsi que les clients des FCDU présents dans la région où elle fournit ses services. Le budget des SDL aux fins du Programme AIE est financé à même les tarifs de distribution, qui doivent être approuvés par la CEO. Outre le budget annuel, chaque SDL peut verser des contributions additionnelles (par exemple des dons de ses actionnaires) à son fonds destiné au Programme AIE au cours d'une année donnée. Les fonds inutilisés au cours d'une année civile sont reportés à l'année suivante.

Le mécanisme de financement du Programme AIE est fondé sur les revenus de distribution de chaque SDL. La formule de financement prescrite ne tient pas compte des différences démographiques au niveau des clients d'une SDL à l'autre, ni des tendances entourant les demandes soumises lors des années antérieures – en d'autres termes, le financement n'est pas rajusté en fonction des différences touchant les besoins ou de l'évolution de ces derniers. Bien que les FDC puissent proposer un montant de financement plus élevé si des besoins plus importants peuvent être justifiés, la CEO nous a informés que la plupart des FDC avaient adopté la formule de financement prescrite. Il ressort de notre analyse de l'utilisation des fonds du Programme AIE entre 2016 et 2021 que, même si certaines SDL ont encore des fonds du Programme à la fin de l'année, d'autres épuisent leurs complètement leurs fonds lors de certaines années (**figure 18**). De plus, selon le rapport de 2019 sur les résultats du Programme AIE (le plus récent à avoir été publié par la CEO), deux SDL avaient épuisé leurs fonds dès février, et environ le quart d'entre elles avaient épuisé ces fonds à la fin de juin. Cela indique que les consommateurs recevant les services de différentes SDL n'ont pas toujours les mêmes possibilités d'accès aux fonds du Programme AIE. Plus précisément, le client d'une SDL pourrait voir sa demande approuvée, tandis qu'un autre ayant des besoins similaires et qui correspond aux critères d'admissibilité du Programme, mais qui habite dans une région où une autre SDL fournit les services

Figure 17 : Critères d'admissibilité au Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (POAFE) et au Programme d'aide aux impayés d'énergie (Programme AIE)

Sources : Commission de l'énergie de l'Ontario et ministère de l'Énergie

Revenu du ménage (après impôt)	Taille du ménage						
	1	2	3	4	5	6	7 ET PLUS
28 000 \$ ou moins							
De 28 001 \$ à 39 000 \$	✓						
De 39 001 \$ à 48 000 \$	✓	✓					
De 48 001 \$ à 52 000 \$	✓	✓	✓	✓			
Plus de 52 000 \$	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

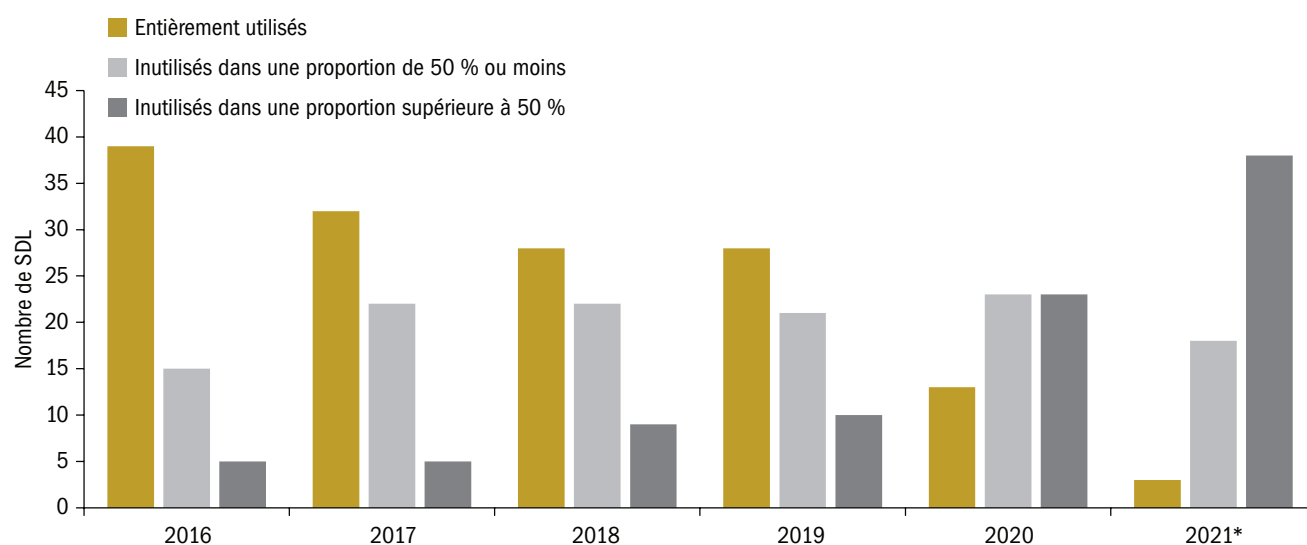
Critères d'admissibilité applicables à la fois aux fins du POAFE et du Programme AIE.

Critères d'admissibilité applicables aux fins du POAFE, mais pas du Programme AIE.

Critères d'admissibilité applicables uniquement aux personnes qui présentent une demande dans le cadre du POAFE et dont la demande d'aide a été approuvée dans le cadre du programme Ontario au travail ou du Programme ontarien de soutien aux personnes handicapées.

Figure 18 : Disponibilité de fonds du Programme d'aide aux impayés d'énergie (Programme AIE) à la fin de l'année, sociétés de distribution locales (SDL), 2016 à 2021

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



* En 2021, les SDL ont utilisé en complément de leurs budgets au titre du Programme AIE des crédits ponctuels appliqués par la CEO en réduction de la facture reposant sur le modèle d'évaluation des coûts de chaque SDL (ce qui a représenté un montant total de 1,6 million de dollars). Ces crédits ont été accordés aux SDL en raison de la pandémie de COVID-19 et ont été financés à même les sanctions administratives pécuniaires perçues au fil du temps par la CEO auprès des titulaires de permis dans le cadre de ses activités de conformité et d'exécution. Le montant de crédit appliqué à chacune des SDL a été déterminé en fonction de deux critères : (i) la proportion du budget global du Programme AIE pour 2019 attribuée à chaque SDL; (ii) un montant supplémentaire accordé aux SDL qui ont généralement épuisé leurs fonds du Programme AIE avant la fin de l'exercice, selon leur historique d'utilisation de ces fonds. Cette majoration des budgets du Programme AIE ainsi que d'autres facteurs (dont l'instauration, pour une période limitée, du Programme d'aide aux impayés d'énergie en raison de la COVID-19) peuvent expliquer en partie pourquoi il y a eu davantage de SDL qui n'avaient pas entièrement utilisé les fonds du Programme AIE à la fin de 2021.

d'approvisionnement, verra la sienne être refusée, faute de fonds.

Ainsi qu'on peut le voir à la **figure 18**, le nombre de SDL ayant entièrement épuisé leurs fonds au titre du Programme AIE a diminué, passant de 39 en 2016 à 3 en 2021. Cette diminution est peut-être attribuable à certaines mesures d'aide à court terme offertes aux consommateurs d'électricité ces dernières années en raison de la COVID-19. Voici quelques exemples :

- En 2020, la CEO a reporté du 30 avril au 31 juillet la fin de l'interdiction de débranchement durant l'hiver pour les consommateurs résidentiels.
- De juillet 2020 à octobre 2021, le ministère de l'Énergie a instauré un programme temporaire d'aide d'urgence, le Programme d'aide aux impayés d'énergie en raison de la COVID-19 (Programme AIEC). Même si ce programme visait principalement à aider les clients qui ont subi des pertes d'emploi attribuables à la pandémie, sa mise en oeuvre pourrait avoir eu comme effet de réduire la demande d'aide dans le cadre du Programme AIE, en raison de certains chevauchements dans les critères d'admissibilité des deux programmes.

La levée de ces mesures temporaires pourrait avoir comme effet d'accroître la demande de financement dans le cadre du Programme AIE.

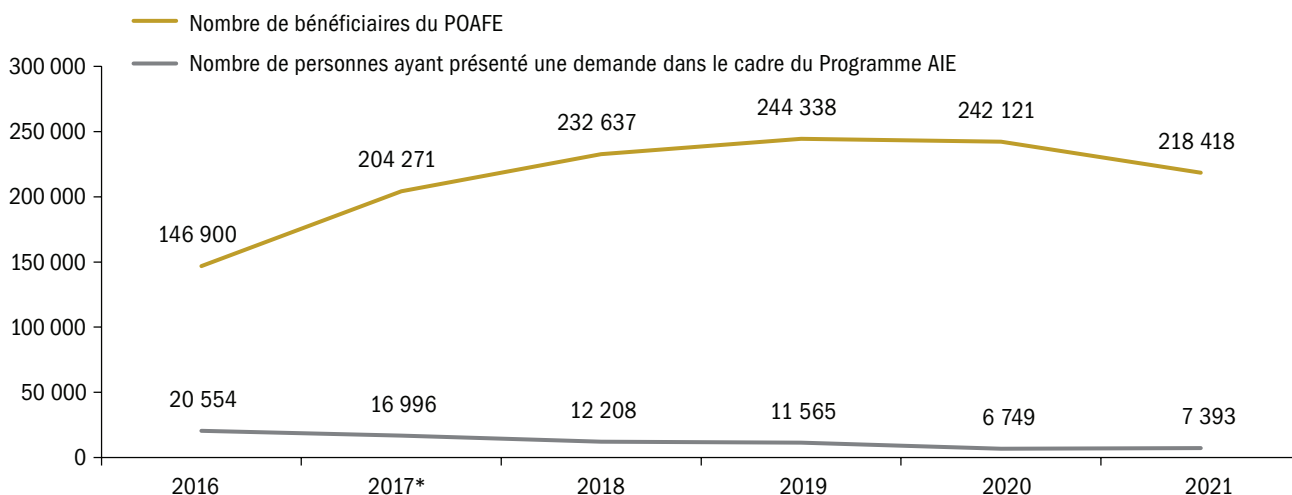
Depuis le lancement du Programme AIE en 2011, il y a eu d'autres programmes mis en place pour aider les consommateurs d'électricité à faible revenu. Voici quelques exemples :

- Le POAFE a été mis en oeuvre en janvier 2016 afin de fournir une aide financière continue – sous forme de crédits appliqués en réduction des factures – aux consommateurs à faible revenu admissibles.
- Une interdiction de débranchement est en vigueur depuis février 2017 dans le but d'éviter que les SDL débranchent des consommateurs résidentiels pour défaut de paiement pendant les mois d'hiver.

La **figure 19** montre que le nombre de personnes ayant présenté une demande dans le cadre du Programme AIE a diminué depuis la mise en oeuvre du POAFE et l'interdiction de débranchement durant l'hiver, ce qui indique que ces nouvelles mesures ont réduit la nécessité pour les consommateurs admissibles de faire des démarches afin d'obtenir des subventions du Programme AIE.

Figure 19 : Bénéficiaires du Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (POAFE) et personnes ayant présenté une demande dans le cadre du Programme d'aide aux impayés d'énergie (Programme AIE), 2016 à 2021

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



* Entrée en vigueur de l'interdiction de débranchement durant l'hiver, en février 2017.

Compte tenu des changements importants survenus au cours des dernières années, il est important que la CEO procède à un examen du Programme AIE pour s'assurer que ce programme continue d'aider efficacement les consommateurs visés et que ses critères demeurent appropriés et fonctionnent de façon optimale en conjonction avec d'autres programmes d'aide aux personnes à faible revenu, comme le POAFE. Par exemple, lorsque le POAFE a été instauré, en 2016, il comportait les mêmes critères d'admissibilité que le Programme AIE. Les critères d'admissibilité au POAFE ont toutefois été élargis depuis 2017, et ce programme vient maintenant en aide à une population plus nombreuse (**figure 17**).

Nous avons noté que le personnel de la CEO avait mené un examen du Programme AIE en 2019, mais le processus d'examen n'a pas été mené à terme (c'est-à-dire que les résultats n'ont pas été publiés à des fins de consultation) et aucune mesure de suivi n'a été prise, parce que le Ministère prévoyait à ce moment effectuer son propre examen de tous les programmes d'aide aux personnes à faible revenu au titre de l'énergie. La CEO nous a dit qu'elle prévoyait reprendre l'examen en temps et lieu.

RECOMMANDATION 7

Afin d'évaluer le Programme d'aide aux impayés d'énergie (Programme AIE) et de confirmer qu'il offre bel et bien un soutien aux personnes qui en ont le plus besoin, tout en limitant les coûts connexes, la Commission de l'énergie de l'Ontario devrait :

- évaluer le mécanisme de financement du Programme AIE et les tendances historiques touchant la disponibilité de fonds, et mettre en oeuvre les changements nécessaires pour s'assurer que le Programme atteint ses objectifs;
- examiner les critères d'admissibilité et apporter les changements pouvant être nécessaires, en tenant compte des objectifs du Programme et des coûts de mise en oeuvre.

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

La CEO remercie la vérificatrice générale de cette recommandation. Nous avons déjà amorcé les travaux de planification en vue de reprendre l'examen de l'aide financière d'urgence accordée dans le cadre du Programme d'aide aux impayés d'énergie (Programme AIE), examen qui avait été suspendu en 2019. Dans le cadre de son examen, la CEO avait étudié les enjeux relevés par la vérificatrice générale, notamment le financement et les critères d'admissibilité à l'aide financière d'urgence, ainsi que d'autres aspects du Programme. Tout changement du Programme sera envisagé en fonction de l'objectif de ce dernier, soit aider les clients à faible revenu qui risquent de faire l'objet d'un débranchement en raison d'un défaut de paiement, et on tiendra compte aussi des tendances historiques entourant la disponibilité de fonds et les répercussions sur les coûts pour les consommateurs qui financent le Programme à même leurs frais de distribution dans chaque zone de service.

4.5.2 L'efficacité des programmes d'aide aux impayés d'énergie et de subventions d'urgence ne fait pas l'objet d'une évaluation adéquate

Bien que le POAFE, le programme AIE et le Programme d'aide aux impayés d'énergie en raison de la COVID-19 (Programme AIEC) aient des buts bien définis, ils ne sont pas assortis de paramètres de mesure du rendement et de cibles de rendement précis. Pourtant, des paramètres de mesure et des cibles permettraient une évaluation continue du rendement des programmes et de l'efficacité avec laquelle ils donnent les résultats souhaités.

Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (POAFE)

Le POAFE ait été lancé par la CEO en 2016, mais nous avons constaté qu'aucun paramètre de mesure

du rendement ni aucune cible de rendement n'ont été élaborés pour évaluer son efficacité. Ce n'est qu'en 2021 que le ministère de l'Énergie a procédé à un examen de l'efficacité du POAFE, dans le cadre de son plan pluriannuel de 2021-2022. L'examen a révélé notamment que le POAFE n'avait pas de cadre de mesure du rendement. Se fondant sur les résultats de l'examen, le Ministère a élaboré un cadre préliminaire qui énonce les résultats attendus, les indicateurs de rendement clés et les cibles du POAFE.

Cela dit, dans son rapport au Secrétariat du Conseil du Trésor, qui fait partie du processus entourant son plan pluriannuel de 2022-2023, le ministère de l'Énergie a indiqué que le cadre n'avait pas encore été mis en oeuvre en raison de problèmes de disponibilité des données. Le Ministère nous a fait savoir que les partenaires du Programme (dont la CEO) s'efforçaient d'obtenir les données essentielles à la mise en application du cadre de mesure du rendement.

Programme d'aide aux impayés d'énergie (Programme AIE)

La CEO recueille des renseignements relatifs au Programme AIE auprès des SDL, et elle publie un rapport annuel faisant état des résultats du Programme. Le rapport annuel présente les tendances relatives au financement du Programme, aux demandes, aux paiements, au taux d'épuisement des fonds, à la subvention moyenne par bénéficiaire et aux frais d'administration. Toutefois, en dehors de ces statistiques, on ne présente pas les cibles du Programme ou le rendement atteint par rapport à des cibles données.

Dans le cadre de l'examen du Programme AIE effectué en 2019 (**section 4.5.1**), le personnel de la CEO a évalué la conception du Programme ainsi que son exécution, et il a rédigé des recommandations en vue de l'apport d'améliorations (par exemple, l'augmentation du montant de la subvention pour certains consommateurs admissibles et une meilleure formation pour le personnel du service à la clientèle des SDL et des FCDU sur les tâches reliées au Programme). Cependant, aucune recommandation

n'avait trait à la nécessité d'établir des cibles de rendement.

Programme d'aide aux impayés d'énergie en raison de la COVID-19 (Programme AIEC)

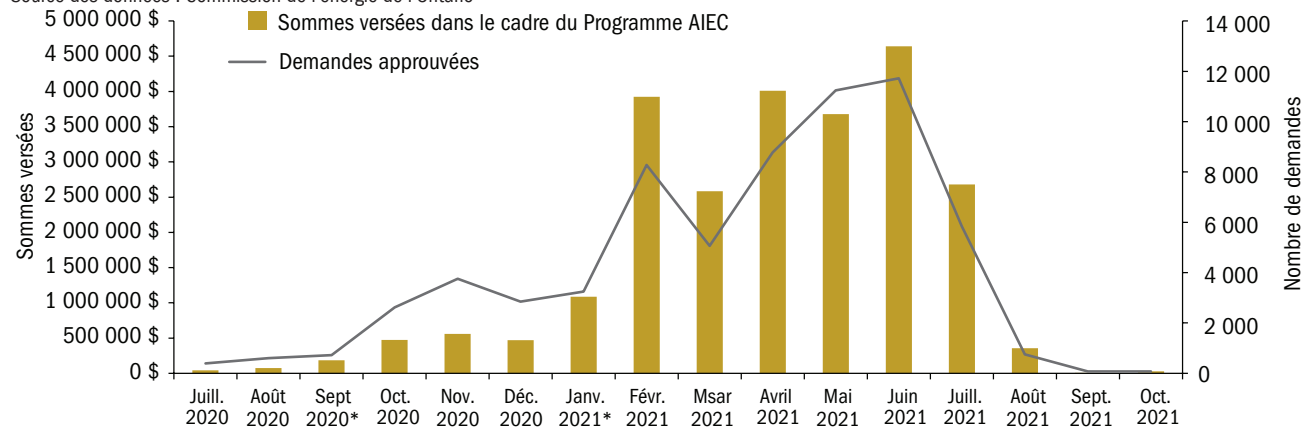
Quand le Ministère a instauré le Programme AIEC en juillet 2020 pour offrir un allègement pendant la pandémie de COVID-19, il fallait, pour être admissible, avoir été mis à pied (ou recevoir la Prestation canadienne d'urgence), avoir eu un compte d'électricité en règle avant la pandémie, ne pas être en mesure de régler de multiples factures pendant la pandémie, et ne pas recevoir d'aide dans le cadre du POAFE ou du Programme AIE. Le taux de participation au Programme AIEC a été plus bas que prévu au cours des 3 premiers mois, seulement 1 705 demandes ayant été approuvées par des consommateurs d'électricité dans l'ensemble de la province.

Pour étendre l'admissibilité au programme, la CEO, à la demande du Ministère, a modifié les critères d'admissibilité à deux reprises, en septembre 2020 d'abord, puis en janvier 2021. Cela a eu comme effet d'étendre la couverture du Programme aux consommateurs dont le compte était en souffrance après que la province eut déclaré l'état d'urgence en raison de la COVID-19. Ces modifications ont entraîné une hausse du taux de participation au Programme, comme en témoigne l'augmentation notable du nombre de demandes approuvées à la suite de chaque modification, augmentation qui s'est chiffrée à 265 % de septembre à octobre 2020 et de 155 % de janvier à février 2021 (**figure 20**).

Durant la période où le Programme AIEC a été en vigueur (de juillet 2020 à octobre 2021), environ 24,8 millions de dollars ont été versés à près de 66 000 consommateurs résidentiels et petites entreprises. Mais, malgré le fait que le taux de participation a affiché une hausse substantielle chaque fois que les critères d'admissibilité ont été modifiés, aucune analyse n'a été effectuée, une fois le Programme terminé, pour en évaluer l'efficacité afin de déterminer s'il avait aidé les personnes les plus durement touchées par la pandémie.

Figure 20 : Participation au Programme d'aide aux impayés d'énergie en raison de la COVID-19 (Programme AIEC) et versements, juillet 2020 à octobre 2021

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



* Mois où les critères d'admissibilité au Programme AIEC ont été modifiés.

RECOMMANDATION 8

Afin d'évaluer les programmes d'aide aux impayés d'énergie et de s'assurer qu'ils offrent bel et bien un soutien aux personnes qui en ont le plus besoin tout en limitant les coûts connexes, le ministère de l'Énergie et la Commission de l'énergie de l'Ontario devraient :

- élaborer des paramètres de mesure du rendement et des cibles de rendement pour évaluer l'efficacité des programmes relevant de sa compétence;
- mesurer le rendement des programmes par rapport aux cibles établies à des intervalles déterminés, et élaborer des plans d'action si les cibles de rendement ne sont pas atteintes.

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

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) va établir des cibles de rendement applicables au Programme d'aide aux impayés d'énergie (Programme AIE) dans le cadre plus général de l'examen de ce programme, ainsi que cela est indiqué dans la réponse de sa direction à la **recommandation 7**, et elle remercie la vérificatrice générale de cette recommandation corrélative. Une fois l'examen terminé, la CEO fera le suivi des

objectifs de rendement du Programme AIE et fera rapport à ce sujet.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

Le ministère de l'Énergie (le Ministère) remercie la vérificatrice générale de ces recommandations. Le Ministère entend assurer l'amélioration continue du Programme. Il a défini un cadre préliminaire de mesure du rendement, et il continuera de peaufiner les paramètres de mesure du rendement et les cibles de rendement du Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité; il s'engage en outre à mesurer régulièrement le rendement.

4.6 Le coût réglementaire associé aux demandes de détermination de tarif importantes est disproportionnellement élevé pour les SDL de très petite taille.

La prise de décisions à l'égard des demandes de détermination de tarif constitue l'une des fonctions de base de la CEO. Aux termes de la Loi de 1998 sur la CEO, la Commission doit fixer des « tarifs justes et raisonnables », en concordance avec ses objectifs législatifs, qui comprennent la protection des intérêts des consommateurs et le maintien de la viabilité

financière du secteur de l'électricité. Cependant, notre examen du processus d'établissement des tarifs de la CEO a révélé que les coûts associés à ce processus pouvaient l'emporter sur les avantages pour les SDL de très petite taille (c'est-à-dire celles qui comptent moins de 5 000 consommateurs).

Ainsi que cela est expliqué à la **section 2.2.1**, les SDL à tarifs réglementés déposent habituellement une demande de détermination de tarif en fonction du coût du service auprès de la CEO tous les cinq ans. Les SDL doivent fournir des renseignements sur leur rendement financier et opérationnel passé, les prévisions de la demande d'électricité, de même que les immobilisations et les coûts estimatifs requis pour combler cette demande. Les décisions relatives aux demandes de détermination de tarif selon le coût du service sont prises par un comité de commissaires et repose sur les éléments de preuve examinés par le personnel de la CEO et des intervenants (c'est-à-dire des participants qui représentent des consommateurs ou d'autres groupes d'intérêt et, dans certains cas, des particuliers) pendant les procédures.

La CEO a mené des sondages auprès des parties prenantes de l'industrie en 2020 et en 2021 pour recueillir leurs commentaires sur son rendement par rapport à différents aspects. Selon les résultats de ces deux sondages, les parties prenantes ont des préoccupations concernant le volume de documentation nécessaire à l'appui des demandes de détermination de tarif, et aussi à propos de l'efficacité du processus d'intervention. Plus précisément, seulement 19 % environ des répondants au sondage de 2020 trouvaient appropriée la quantité de documentation requise et 27 % étaient satisfaits du degré d'efficacité de la gestion du processus d'intervention par la CEO. Les résultats ne s'étaient que légèrement améliorés lors du sondage de 2021, où les pourcentages correspondants étaient de quelque 22 % et 28 %, respectivement. La catégorie comptant le plus grand nombre de répondants aux sondages a été celle des distributeurs d'électricité à tarifs réglementés.

Nous avons effectué une analyse coûts-avantages du processus décisionnel en examinant les demandes de détermination de tarif selon le coût du service de

2019 à 2021. Au cours de cette période, 20 SDL de différentes tailles ont déposé de telles demandes. Aux termes des décisions rendues à l'égard de ces demandes, la CEO a refusé des hausses tarifaires qui auraient représenté des revenus de 70 millions de dollars environ pour les SDL en question. Les coûts que les consommateurs n'ont pas eu à assumer par suite de ces décisions se chiffrent à quelque 350 millions de dollars au cours de la période de 5 ans que couvrent habituellement les demandes de détermination de tarif des SDL. La **figure 21** présente les coûts et les avantages associés aux décisions fondées sur le coût du service dans le cas de SDL de différentes tailles d'après les résultats de l'examen de ces 20 demandes. Les coûts comprennent les dépenses comptabilisables liées à la procédure (comme les coûts d'intervention et les coûts du processus de réglementation engagés par la CEO dans le cadre de procédures particulières); les avantages sont mesurés en termes de hausses de tarifs évitées par suite de la décision de rejeter la demande. Nous reconnaissons que le processus d'établissement des tarifs de la CEO apporte divers avantages qualitatifs aux consommateurs (par exemple en incitant les entités à tarifs réglementés à gérer prudemment leurs coûts et à améliorer leur rendement opérationnel), mais notre analyse coûts-avantages est plutôt axée sur certains aspects quantitatifs du processus.

Ainsi que l'illustre la **figure 21**, les coûts liés aux procédures pour l'ensemble des 20 demandes ne représentent que 1 % du montant total estimatif des hausses de tarif évitées sur 5 ans (en d'autres termes les économies) découlant du processus de décision de la CEO. Toutefois, les coûts liés aux demandes de SDL de très petite taille (soit celles qui comptent moins de 5 000 clients) sont disproportionnellement élevés. Pour ces SDL, les coûts représentent 25 % du montant estimatif des économies pour le consommateur à la suite des procédures. Dans un cas relatif à une SDL comptant seulement 1 200 clients, les coûts liés à la procédure correspondaient à 130 % des économies estimatives pour les consommateurs. La **figure 21** ne rend compte que des coûts liés aux procédures; cela n'inclut pas les coûts distincts engagés par les SDL (par exemple, pour préparer les demandes) et les coûts

Figure 21 : Analyse coûts-avantages du processus décisionnel concernant les demandes de détermination de tarif selon le coût du service, d'après la taille de la société de distribution locale (SDL), 2019 à 2021¹

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

Taille de la SDL2	Nombre de demandes	Économies sur cinq ans	Coûts		Coûts en pourcentage des économies sur cinq ans
		Valeur totale des hausses de tarif évitées ³ (\$)	Total des coûts d'intervention (\$)	Total des dépenses de la CEO4 (\$)	
Grande	1	232 950 340	827 228	776 904	1
Moyenne	9	100 663 277	1 142 953	392 637	2
Petite	5	15 363 857	265 324	75 680	2
Très petite	5	585 130	108 420	35 263	25
Ensemble des SDL	20	349 562 604	2 343 924	1 280 484	1

1. Correspond aux années où les tarifs sont en vigueur; ces années ne sont pas nécessairement les mêmes que celles où la demande est déposée ou que celles où une décision est rendue.
2. Les SDL de grande taille sont celles dont les revenus de distribution sont supérieurs à 500 millions de dollars. Les SDL de taille moyenne comptent plus de 30 000 clients, mais ont des revenus de distribution inférieurs à 500 millions de dollars. Les SDL de petite taille comptent au moins 5 000 clients, mais moins de 30 000. Enfin, les SDL de très petite taille comptent moins de 5 000 clients.
3. Correspond aux économies prévues sur cinq ans pour les clients. Les hausses de tarifs évitées correspondent aux demandes de majoration des revenus rejetées.
4. Les dépenses de la CEO comprennent certaines charges propres aux procédures (comme les frais de consultation et de publication); elles n'incluent pas les coûts généraux (par exemple au titre du temps consacré aux procédures par les commissaires et le personnel de la CEO), qui ne font pas l'objet d'un suivi.

associés au temps de travail du personnel de la CEO et des commissaires (par exemple pour l'examen des demandes), parce que l'on ne dispose pas de données sur les coûts en question. Si ces coûts supplémentaires étaient inclus dans l'analyse, le ratio coûts-avantages du processus de prise de décision aurait été encore moins favorable pour les très petites SDL. Les SDL répercutent ces coûts sur les clients.

Par le passé, la CEO avait un seul ensemble d'exigences pour la soumission des demandes de détermination de tarif, peu importe la taille de la SDL – qu'il s'agisse d'Hydro One, la plus grande des SDL avec plus de 1,4 million de clients, ou d'une SDL comptant moins de 5 000 clients. Afin d'alléger le fardeau réglementaire associé aux demandes de détermination de tarif pour les SDL comptant moins de 30 000 clients – dont les coûts connexes sont transférés aux clients –, la CEO a mené différentes initiatives, dont l'examen et la modification des exigences de soumission des demandes de détermination de tarif selon le coût du service et le processus d'intervention connexe, ainsi que cela est décrit à la **figure 22**.

Toutefois, on ne connaît pas encore l'incidence de ces initiatives, car elles sont en cours ou n'ont pris fin que depuis peu.

RECOMMANDATION 9

Afin d'aider à réduire le fardeau réglementaire associé aux demandes de détermination de tarif importantes pour les sociétés de distribution locales (SDL) de très petite taille, la Commission de l'énergie de l'Ontario devrait :

- évaluer l'incidence de ses initiatives d'efficacité réglementaire sur les SDL de très petite taille dès qu'elle dispose de renseignements suffisants, et cerner les points à améliorer dans un délai prescrit;
- élaborer des procédures pour exercer une surveillance continue de l'incidence des initiatives d'efficacité réglementaire sur les très petites SDL, et mettre en œuvre des mesures additionnelles si cela est requis.

Figure 22 : Résumé de certaines initiatives d'efficacité réglementaire de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO)

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

Initiative	Apport de mises à jour aux exigences de soumission des demandes de détermination de tarif selon le coût du service de distribution d'électricité pour les sociétés de distribution locales (SDL) de petite taille	Examen des processus d'intervention et des adjudications de coûts
Objet	• Hausser l'efficacité de la réglementation applicable aux demandes de détermination de tarif déposées par les petites SDL (c'est-à-dire celles qui comptent moins de 30 000 clients). • Mettre à jour les exigences de soumission des demandes pour permettre aux petites SDL de se concentrer sur les éléments probants dont la CEO a besoin afin d'établir des tarifs justes et raisonnables.	• Améliorer les processus d'intervention et les pratiques d'attribution de coûts, de manière que les coûts d'intervention soient proportionnels à la valeur que cela apporte aux procédures de la CEO.
Situation actuelle	• Achèvement des consultations et mise à jour des exigences de soumission des demandes pour les petites SDL en décembre 2021.	• Achèvement de l'examen des processus d'intervention et des modalités d'attribution de frais dans différentes administrations en décembre 2021. • Élaboration d'un « Cadre d'examen des processus d'intervention des intervenants et de l'attribution de frais » en mars 2022 et réception des commentaires des parties prenantes au sujet de ce cadre en avril 2022. • Détermination des projets à exécuter. Les dates cibles pour l'achèvement des projets vont de 2022-2023 à 2023-2024.

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

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) évaluera et surveillera l'incidence que les modifications qu'elle apporte aux exigences entourant la présentation des demandes ainsi que les résultats de son examen du cadre d'intervention pourraient avoir sur les sociétés de distribution locales (SDL) de très petite taille, et elle poursuivra ses efforts pour établir un équilibre approprié entre les exigences réglementaires et la nécessité de disposer des données probantes dont elle a besoin pour s'acquitter à la fois de ses obligations législatives et de ses obligations de droit administratif en fixant des tarifs justes et raisonnables. À la lumière de cette évaluation,

la CEO prendra d'autres mesures s'il est possible de réduire le fardeau réglementaire associé aux demandes de détermination de tarif importantes pour les SDL de très petite taille.

4.7 L'examen de la structure du capital et du taux de rendement des entités à tarifs réglementés accuse un retard

Ainsi que cela est mentionné à la **section 2.2.1** et à la **figure 3**, la CEO établit les tarifs pour permettre aux entités à tarifs réglementés, dont Ontario Power Generation (à l'égard des centrales nucléaires que cet organisme possède et exploite ainsi que de la majeure partie de son parc d'installations hydroélectriques), les

transporteurs et les SDL, de recouvrer les coûts qu'ils ont engagés de manière prudente dans le cadre de leurs activités réglementées, et d'avoir la possibilité de tirer un juste rendement de leur capital investi. Ces entités peuvent obtenir un rendement équitable pour soutenir à la fois leur viabilité financière continue et la viabilité du secteur de l'électricité dans son ensemble.

La CEO décide du rendement autorisé des entités à tarifs réglementés en traitant les demandes de détermination de tarif. Entre autres facteurs, le rendement dépend de la structure du capital de l'entité (c'est-à-dire son ratio d'endettement) et de son taux de rendement des capitaux propres (RCP) autorisé. Une hausse du niveau des capitaux propres ou du taux de RCP entraînera une augmentation des bénéfices pour les entités à tarifs réglementés et leurs actionnaires, toutes choses étant égales par ailleurs. L'inverse est aussi vrai : une diminution du niveau des capitaux propres ou du taux de RCP entraînera une diminution des bénéfices des entités à tarifs réglementés et de leurs actionnaires, toutes choses étant égales par ailleurs.

En raison du grand nombre d'entités à tarifs réglementés que compte le secteur de l'électricité de l'Ontario, la CEO a simplifié le processus en fixant une structure du capital présumée (60 % de capitaux d'emprunt et 40 % de capitaux propres) appliquée de manière générale aux fins de l'établissement des tarifs. À l'heure actuelle, les entités d'électricité à tarifs réglementés ont toutes adopté cette structure du capital présumée, à l'exception d'Ontario Power Generation et d'un petit nombre de SDL qui fournissent des services à des consommateurs des Premières Nations et dans des collectivités éloignées. Ces entités ont leur propre structure du capital présumée, adaptée à leur profil de risque et à leur situation d'exploitation. Le même taux de RCP s'applique à toutes les entités à tarifs réglementés et est établi pour chacune au moment de la nouvelle détermination des tarifs (à la suite d'un examen plus approfondi qui a habituellement lieu tous les cinq ans), puis demeure constant jusqu'à la détermination suivante. La CEO fixe le taux de RCP chaque année selon une formule préétablie.

C'est en 1999 que la structure du capital présumée et le taux de RCP ont été établis la première fois

pour les SDL à tarifs réglementés, dans le cadre de la politique de la CEO sur le coût du capital. Depuis, cette politique a fait l'objet de plusieurs examens et a été adoptée, sous une forme modifiée, par des transporteurs à tarifs réglementés et par Ontario Power Generation. Voici des précisions au sujet de chaque examen par rapport à la structure du capital et au taux du RCP :

- En 2006, la CEO a procédé à un examen stratégique pour se pencher sur toutes les composantes de la méthode de détermination du coût du capital, en tenant compte des recherches menées par son personnel, des conseils formulés par des spécialistes et des commentaires des parties prenantes. L'examen a conclu que la formule utilisée pour établir le taux de RCP était appropriée, mais a conduit à la mise à jour de la structure du capital présumée, qui a été fixée à 60 % de capitaux d'emprunt et à 40 % de capitaux propres pour toutes les SDL.
- En 2009, la CEO a lancé d'autres consultations en vue d'examiner la politique sur le coût du capital, car la formule sur laquelle reposait alors le taux de RCP produisait des résultats anormaux dans le contexte de la crise économique mondiale qui sévissait alors (par exemple, cette formule donnait lieu à une réduction du RCP autorisé lorsque le risque de marché augmentait). À la suite de cet examen, des changements ont été apportés à la formule de détermination du taux de RCP. La structure du capital présumée (60 % de capitaux d'emprunt et 40 % de capitaux propres) n'était toutefois pas une question centrale lors de l'examen et est demeurée inchangée puisqu'elle n'était pas considérée comme étant la cause de ces résultats anormaux.
- En 2016, la CEO a publié un rapport ayant trait à l'examen de la politique sur le coût du capital par son personnel. L'examen a conclu que la politique sur le coût du capital établie en 2009 produisait les résultats attendus en ce qui concerne la capacité des entités à tarifs réglementés d'obtenir des rendements autorisés.

Toutefois, l'examen ne se voulait pas une analyse exhaustive des composantes de cette politique.

Les derniers examens de la structure du capital présumée et de la formule de calcul du taux de RCP remontent à 2006 et à 2009, respectivement. Compte tenu du temps écoulé et des changements survenus depuis, ces facteurs doivent faire l'objet d'un examen exhaustif en vue de confirmer qu'ils reflètent encore le profil de risque des transporteurs d'électricité et des SDL en Ontario, et qu'ils permettent à ces entités à tarifs réglementés d'obtenir un rendement équitable – mais non excessif. Par exemple, en 2015, la CEO a modifié la façon dont les frais de distribution sont calculés en recourant à des frais de distribution fixes pour les consommateurs résidentiels de chaque SDL; auparavant, une partie des frais dépendait du niveau de consommation. Les changements avaient entre autres pour but d'assurer une plus grande stabilité des revenus – et une diminution du risque – pour les SDL.

Il est essentiel de tenir à jour la structure du capital présumée et la formule de calcul du taux de RCP, car même un léger ajustement de ces facteurs aura une incidence financière importante sur les entités à tarifs réglementés et les consommateurs d'électricité. À titre d'exemple, une variation de 1 % du niveau de capitaux propres présumé applicable à tous les distributeurs et transporteurs d'électricité à tarifs réglementés au cours d'une même année pourrait entraîner une variation globale estimative de 30 millions de dollars des revenus annuels des transporteurs d'électricité et des SDL – ou encore des coûts annuels pour les consommateurs.

Nous avons pu constater que la politique sur le coût du capital fait l'objet d'examen plus fréquents dans certaines autres administrations. Ainsi, l'Alberta Utilities Commission amorce un processus et fixe la structure du capital présumée et le taux de RCP de ses entités réglementées tous les deux ou trois ans. La British Columbia Utilities Commission établit les points de référence pour ces paramètres tous les trois à cinq ans.

RECOMMANDATION 10

De manière à confirmer régulièrement que les entités à tarifs réglementés sont viables sur le plan

financier et obtiennent un rendement équitable, mais non excessif, la Commission de l'énergie de l'Ontario devrait :

- examiner la structure du capital présumée et la formule de détermination du rendement des capitaux propres (RCP), et procéder par la suite à de tels examens à des intervalles définis (par exemple au moins tous les trois à cinq ans);
- ajuster la structure du capital présumée et la formule de détermination du RCP à la lumière de l'examen ainsi effectué afin qu'elles reflètent le profil de risque des entités à tarifs réglementés.

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

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) est en faveur de la tenue de cet examen et souligne qu'une politique sur le coût du capital figure déjà dans l'ébauche du plan de travail de la CEO pour la période allant de 2023 à 2025. Selon les résultats de l'examen, la CEO confirmera la validité de la structure du capital présumée et de la formule de détermination du RCP (ainsi que d'autres composantes de la politique sur le coût du capital) ou procédera aux mises à jour requises, et elle déterminera la fréquence des examens futurs. La CEO apprécie la mention par la vérificatrice générale des pratiques d'autres organismes de réglementation et de leurs approches dans leur contexte réglementaire particulier.

4.8 La CEO n'exerce pas une surveillance suffisante du rendement des SDL après l'approbation de regroupements

Bien que le nombre de SDL en Ontario ait diminué au fil des ans par suite d'une série de fusions et d'acquisitions (collectivement, les regroupements), l'Ontario compte encore un grand nombre de SDL : il y en avait 61 en septembre 2022. L'annexe 7 fournit une liste des regroupements de SDL ayant des réseaux de distribution distincts depuis 2011.

Les SDL déposent une demande de fusion, d'acquisition ou de cession (les demandes de regroupement) auprès de la CEO pour obtenir l'approbation de l'opération. La CEO applique le critère d'absence de préjudice lorsqu'elle doit rendre une décision concernant une demande de regroupement. Cela signifie qu'elle tient d'abord compte des répercussions de l'opération proposée sur les prix et sur la qualité du service offert aux consommateurs, ainsi que sur la rentabilité, l'efficacité économique et la viabilité financière du secteur de la distribution d'électricité. Ainsi que cela est mentionné à la **section 4.6**, en général, les SDL déposent tous les cinq ans une demande de détermination de tarif selon le coût du service afin que l'on réévalue leurs tarifs (ce qui consiste à déterminer de nouveau les tarifs de distribution facturés aux clients, en fonction des prévisions actualisées des coûts et des profils de consommation d'électricité). Dans le but d'encourager les regroupements, depuis 2015, les entités issues d'un regroupement sont autorisées à reporter la date de nouvelle détermination de leurs tarifs de jusqu'à 10 ans (avant 2015, le report maximal était de 5 ans), de manière à disposer d'une période plus longue pour recouvrer les coûts de la fusion. Afin de tenir dûment compte des intérêts des consommateurs, les entités regroupées qui choisissent de reporter la nouvelle détermination de leur tarif de plus de cinq ans doivent mettre en place un mécanisme de partage des bénéfices du regroupement avec les clients pour la partie de la période de report qui excède cinq ans.

4.8.1 La CEO n'exerce pas une surveillance suffisante des activités à la suite de regroupements pour pouvoir confirmer que les avantages escomptés sont bien obtenus pendant la période de report de la nouvelle détermination des tarifs

Une surveillance proactive est importante afin de confirmer que, à la suite d'un regroupement, les SDL respectent les conditions d'approbation établies par la CEO et que les activités postérieures au regroupement se déroulent comme prévu de manière à générer des avantages à long terme pour les consommateurs.

Toutefois, le cadre actuel de la CEO ne prévoit aucune approche de surveillance normalisée des activités postérieures au regroupement avant la fin de la période de report de la nouvelle détermination de tarif, ce qui peut aller jusqu'à 10 ans après la clôture de l'opération. On impose plutôt, en fonction de chaque cas, des exigences particulières de rapport ou de suivi aux entités issues du regroupement pendant la période de report.

Acquisitions d'Hydro One de 2013 à 2015

Hydro One a procédé à des acquisitions successives de 2013 à 2015 pour prendre possession de trois SDL : Norfolk Power, Woodstock Hydro, et Haldimand County Hydro. Dans ses demandes de regroupement, Hydro One proposait d'offrir aux clients des SDL acquises une réduction tarifaire de 1 % et le gel des tarifs à ce niveau pour une période de 5 ans. Les éléments probants fournis à l'appui des propositions comprenaient en outre une analyse des économies potentielles au chapitre des coûts d'exploitation et d'immobilisations au cours des 10 années suivant les acquisitions. Se fondant sur ces éléments probants, la CEO a conclu qu'Hydro One avait satisfait au critère d'absence de préjudice et a approuvé les regroupements.

En 2017, Hydro One a déposé une demande de détermination de tarif selon le coût du service pour la période allant de 2018 à 2022, conformément à l'échéancier prévu; cette période incluait les années 2021 et 2022, où devaient s'appliquer les nouveaux tarifs proposés pour les clients acquis de Norfolk Power, de Woodstock Hydro et de Haldimand County Hydro. Hydro One n'a pas pu fournir suffisamment d'éléments probants pour démontrer que les acquisitions avaient mené à une structure de coûts plus basse et n'avaient pas eu d'incidence négative sur les consommateurs des sociétés acquises.

Ainsi qu'on peut le voir à la **figure 23**, les tarifs de distribution de base proposés par Hydro One pour 2021 étaient supérieurs aux tarifs en vigueur en 2020 dans une proportion de 8,19 %, de 3,57 % et de 14,53 % pour les consommateurs résidentiels de Norfolk Power, de Woodstock Hydro et de Haldimand County Hydro, respectivement. Hydro One a également omis

de faire un suivi distinct des coûts engagés après le regroupement pour fournir les services aux clients des différentes SDL acquises et de faire rapport à ce sujet afin de justifier les augmentations de tarifs proposées, alors qu'un tel suivi distinct des coûts était l'une des principales conditions imposées par la CEO lorsqu'elle a approuvé les demandes de regroupement.

La CEO a fondé sa décision sur le principe de l'absence de préjudice, limitant en fin de compte les augmentations tarifaires pour les consommateurs des 3 SDL acquises à moins de 3 % (**figure 23**), et elle a ordonné à Hydro One d'assumer tout manque à gagner associé aux coûts d'exploitation des SDL acquises pour éviter que ces coûts soient transférés à ses clients. Toutefois, cela démontre que la CEO doit exercer une surveillance plus active au cours de la période précédant le moment où les entités acquises peuvent demander une nouvelle détermination de tarif.

Acquisitions d'Hydro One en 2018

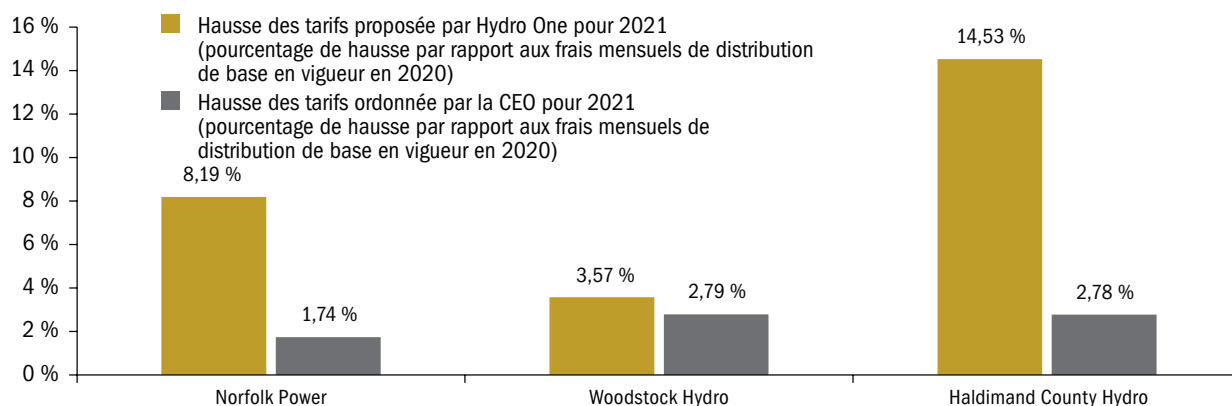
En 2018, Hydro One a déposé des demandes de regroupement dans le but d'acquérir Orillia Power et Peterborough Distribution. La CEO a approuvé les deux acquisitions, sous réserve d'un certain nombre de conditions imposées à Hydro One pour protéger les consommateurs. L'une de ces conditions était que tout excédent des coûts réels sur les coûts projetés après la

période de report de la nouvelle détermination de tarif soit assumé par les actionnaires d'Hydro One, et non par les abonnés. Ces conditions ont certes aidé à limiter l'impact négatif des tarifs pour les clients des SDL acquises, mais il demeure que la CEO n'a toujours pas de processus normalisé pour exercer une surveillance systématique des activités d'intégration après le regroupement et pendant la période correspondant au report de la nouvelle détermination de tarif, afin de déterminer si ces activités se déroulent comme prévu et génèrent une valeur à long terme pour les consommateurs.

La CEO nous a dit que même si aucune exigence normalisée de présentation de documents ne s'applique à l'égard des entités issues d'un regroupement à des fins de surveillance réglementaire, elle peut exiger d'une telle entité qu'elle fournisse des renseignements pendant la période de report de la nouvelle détermination de tarif, et qu'elle l'a déjà fait à l'occasion. Toutefois, compte tenu de la priorité du gouvernement consistant à hausser l'efficacité du secteur de la distribution d'électricité (**section 4.8.3**), il est nécessaire d'élaborer un processus de surveillance normalisé pour évaluer en temps utile si les regroupements approuvés engendrent une valeur à long terme pour les clients grâce à des gains d'efficacité opérationnelle durables.

Figure 23 : Hausses proposées et hausses approuvées des frais mensuels de distribution résidentielle de base pour 2021, clients de Norfolk Power, de Woodstock Hydro et de Haldimand County Hydro

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



4.8.2 Les paramètres de mesure du rendement ne font pas l'objet d'un suivi distinct ni de rapports à la suite des regroupements

Ainsi que cela est indiqué à la **section 2.2.3**, la CEO publie chaque année des cartes de pointage pour rendre compte du rendement de chaque SDL. Cela dit, une fois qu'une opération de regroupement est approuvée et conclue, il n'est plus requis de faire le suivi du rendement des entités concernées et de faire rapport à ce sujet. Leur rendement individuel est plutôt combiné et présenté au niveau de l'entité issue du regroupement.

Compte tenu de la différence de taille entre les entités participant aux acquisitions, ainsi que des zones de service plus vastes et potentiellement plus dispersées sur le plan géographique à la suite de fusions, il se peut que les rapports sur le rendement à un niveau consolidé ne fournissent pas aux consommateurs des renseignements adéquats sur la qualité et la fiabilité des services des réseaux de distribution locaux qui leur fournissent directement leurs services. Il serait également difficile d'évaluer si les avantages escomptés se sont concrétisés après le regroupement.

4.8.3 Les regroupements ne se traduisent pas nécessairement par une réduction des tarifs d'électricité ou par des gains d'efficacité

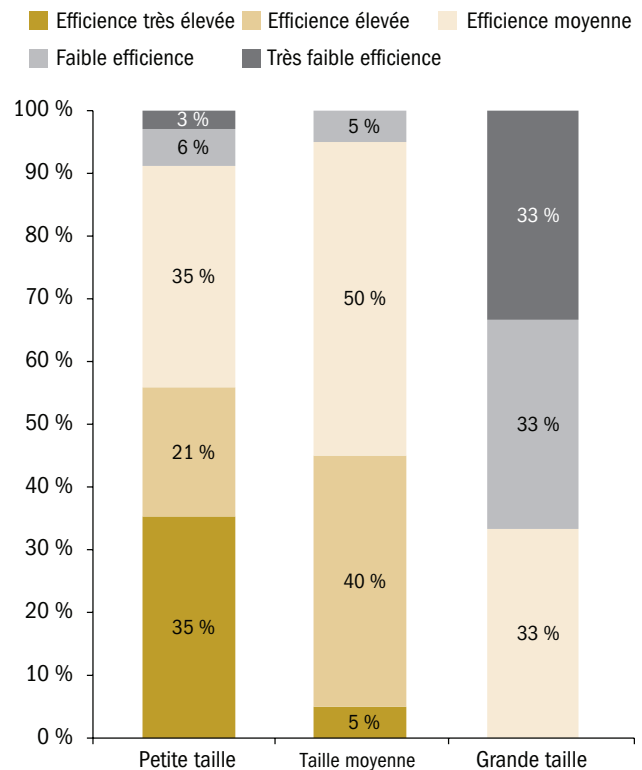
Dans la lettre de mandat qu'il a adressée à la CEO en novembre 2021 (et qui peut être consultée par le public sur le site Web de la CEO), le ministère de l'Énergie demandait à la Commission de donner instruction aux petites SDL (c'est-à-dire celles qui comptent moins de 30 000 clients) d'indiquer, dans leurs demandes de détermination de tarif selon le coût du service, la mesure dans laquelle elles ont étudié les possibilités de regroupement ou de collaboration; le Ministère soulignait à cet égard que des regroupements et des partenariats novateurs entre SDL avaient donné lieu à des gains d'efficacité par le passé. Toutefois, comme cela est mentionné à la **section 4.8.1**, l'acquisition

par Hydro One de trois SDL – Norfolk, Haldimand et Woodstock – démontre que les regroupements n'entraînent pas forcément la mise en place de structures comportant des coûts plus bas qui donnent lieu à des tarifs d'électricité réduits ou à des gains d'efficacité.

De plus, le rapport d'analyse comparative des coûts préparé pour la CEO par un expert-conseil tiers en 2021 indique qu'un pourcentage plus élevé de SDL de petite taille ont obtenu des cotes d'efficacité plus élevées comparativement à celles de grande taille, ce qui donne à penser que les SDL de petite taille ont tendance à être plus efficaces (**figure 24**).

Figure 24 : Degré d'efficacité des sociétés de distribution locales (SDL) selon la taille de ces dernières, 2021

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



Note : Les SDL de grande taille sont celles dont les revenus de distribution sont supérieurs à 500 millions de dollars. Les SDL de taille moyenne comptent 30 000 clients ou plus, mais ont des revenus de distribution inférieurs à 500 millions de dollars. Enfin, les SDL de petite taille comptent moins de 30 000 clients.

RECOMMANDATION 11

Afin de protéger les consommateurs d'électricité contre les répercussions négatives des regroupements de sociétés de distribution locales (SDL) et d'appuyer le maintien de la rentabilité et de l'efficacité économique du secteur de la distribution d'électricité, la Commission de l'énergie de l'Ontario devrait :

- mettre en place un processus de suivi efficace et actuel des activités postérieures aux regroupements pendant la période de report de la nouvelle détermination de tarif, pour obtenir des mises à jour périodiques des SDL sur les mesures d'intégration prises et pour vérifier que les entités issues du regroupement se conforment aux conditions d'approbation du regroupement et tiennent les dossiers nécessaires;
- exiger que les entités acquises et fusionnées continuent de présenter des rapports distincts de ceux de l'entité issue du regroupement à l'égard de paramètres de mesure du rendement clés (par exemple concernant la fiabilité) pendant la période de report de la nouvelle détermination de tarif, pour assurer une plus grande transparence.

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

La CEO établira une norme minimale concernant les exigences en matière d'information à fournir pendant la période de report de la nouvelle détermination de tarif, de manière à assurer un juste équilibre entre les exigences réglementaires et financières applicables aux entreprises de services publics et l'accroissement de la transparence pour les clients. Sous réserve de travaux d'analyse additionnels et de consultations auprès des parties prenantes, ces exigences pourraient englober les mesures prises pour assurer l'intégration des sociétés de distribution locales regroupées ainsi que la préparation de rapports sur le rendement

dans les secteurs où les entités offraient des services avant le regroupement. La CEO souligne que les conditions d'approbation ainsi que certaines exigences en matière d'information à fournir peuvent soulever des enjeux importants dans le cadre de demandes de regroupement tranchées par des comités indépendants constitués de commissaires de la CEO.

4.9 La transparence et la surveillance du rendement du programme de conformité de la CEO pourraient être améliorées

En règle générale, de 2017-2018 à 2021-2022, plus de 90 % des répondants aux sondages de la CEO étaient satisfaits du processus de traitement des demandes de renseignements et des plaintes de la CEO (se reporter à la **figure 25**, présentée à la **section 4.9.2**). Les activités de conformité et d'inspection de la CEO ont également donné lieu à des remboursements de près de 3 millions de dollars aux clients d'entités du secteur de l'électricité titulaires d'un permis au cours de cette même période. Mais, même si les mesures prises par la CEO ont donné des résultats positifs, des efforts additionnels seraient requis pour faire davantage connaître ces processus, pour en hausser l'efficacité et pour en améliorer la surveillance.

4.9.1 Il faut améliorer l'éducation des consommateurs et accroître la transparence du processus de traitement des plaintes

L'un des éléments essentiels du régime de protection des consommateurs de la CEO consiste en un processus de traitement des plaintes qui fournit de l'aide aux consommateurs lorsque leurs fournisseurs de services d'électricité (comme les SDL, les FCDU et les détaillants, ainsi que cela est indiqué à la **figure 3**) ne réussissent pas à résoudre les problèmes de façon satisfaisante. Pour que le processus de traitement des plaintes soit efficace et efficient, la CEO doit

Figure 25 : Paramètres de mesure du rendement en matière de service à la clientèle, 2017-2018 à 2021-2022

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

Paramètre	Cible (%)	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
Répondre aux appels dans un délai de moins de 20 secondes	90	99	98	97	95	96
Transmettre une réponse à la correspondance générale dans les 10 jours ouvrables	85	100	100	100	100	s.o.
Répondre aux conversations en ligne dans un délai de moins de 90 secondes	90	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	95
Répondre le même jour aux messages laissés sur la boîte vocale avant 12 h 30	80	100	97	98	94	94
Répondre au plus tard à 12 h 30 le jour ouvrable suivant aux messages laissés sur la boîte vocale après 12 h 30	80	98	98	100	96	s.o.
Répondre au plus tard le jour ouvrable suivant aux messages laissés sur la boîte vocale après 12 h 30	80	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	97
Note globale selon le sondage sur la satisfaction	80	97	92	92	92	s.o.
Note globale selon le sondage sur la satisfaction des consommateurs – après l'appel	80	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	93
Note globale selon le sondage sur la satisfaction des consommateurs – après la conversation en ligne	80	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	90
Envoyer une lettre de suivi au consommateur dans un délai de deux jours ouvrables à la suite d'une plainte	80	99	92	97	94	97
Envoyer une lettre de suivi au consommateur dans les deux jours ouvrables après avoir reçu la réponse du titulaire de permis	80	97	97	92	89	94
Envoyer la réponse ou l'accusé de réception au consommateur dans les deux jours suivant la réception d'une demande de renseignements	80	98	98	97	98	97
Répondre aux demandes de renseignements de responsables des relations avec l'industrie dans un délai de 10 jours	90	92	95	94	93	93

Note : L'indication « s.o. » s'explique par les changements apportés aux paramètres de mesure en 2021-2022.

fournir aux consommateurs du secteur de l'électricité des renseignements clairs sur ses rôles et ses responsabilités ainsi que sur ceux des fournisseurs de services d'électricité et ceux des consommateurs eux-mêmes, et également sur le processus de traitement et de règlement des plaintes. Nous avons noté au fil de notre navigation sur le site Web de la CEO que, même si ces renseignements sont souvent disponibles, ils sont parfois fragmentés et imprécis.

Il serait possible de mieux définir les rôles et les responsabilités de la CEO, des fournisseurs de services d'électricité et des consommateurs

Les consommateurs d'électricité sont invités à communiquer d'abord avec leurs fournisseurs de services (par exemple, leurs SDL ou leurs FCDU) avant de contacter la CEO afin de régler leurs problèmes, car c'est à ces fournisseurs qu'il incombe au premier chef de traiter les plaintes des consommateurs de

façon juste, raisonnable et rapide. Il s'agit également du moyen le plus direct et le plus efficace de résoudre les problèmes, ce qui permet à la CEO de consacrer ses ressources à des dossiers systémiques nécessitant l'intervention de l'organisme de réglementation compétent.

Cependant, le fait que les fournisseurs de services d'électricité doivent servir de premier point de contact pour les clients n'est pas clairement indiqué sur la page « Porter plainte » du site Web de la CEO. Notre examen des demandes de renseignements des consommateurs a également permis d'apprendre que certains consommateurs qui voulaient communiquer avec leur fournisseur de services d'électricité avaient contacté par erreur la CEO. Ces demandes de renseignements ont représenté environ 3 % de toutes les interactions de la CEO avec des consommateurs au cours de la période de 5 ans allant de 2017-2018 à 2021-2022.

La CEO a élaboré une charte des consommateurs qui résume les droits et les responsabilités des consommateurs, les responsabilités des différents fournisseurs de services d'électricité et les façons de communiquer avec la CEO pour obtenir des renseignements ou déposer une plainte. Conformément à cette charte, on s'attend à ce que les consommateurs contactent d'abord leurs fournisseurs de services d'électricité. La charte des consommateurs est un document utile pour informer les consommateurs, mais elle n'est pas facile à trouver sur le site Web de la CEO. Entre autres, la page « Porter plainte » ne contient pas de lien vers ce document.

À titre comparatif, ainsi que nous avons pu le vérifier, il est clairement indiqué sur le site Web de la British Columbia Utilities Commission que les consommateurs devraient communiquer avec l'entité réglementée à titre de première étape du processus de traitement des plaintes. Au Manitoba, sur le formulaire de plainte en ligne de la Régie des services publics, on demande d'abord si le consommateur a communiqué avec le fournisseur de services d'électricité, et, si la réponse est non, on donne comme instruction de le faire.

Le processus de règlement des plaintes pourrait être plus clair

Aux termes du processus de traitement des plaintes tel que décrit sur la page Web « Porter plainte » du site Web de la CEO, cette dernière envoie des renseignements sur la plainte au fournisseur de services d'électricité concerné et indique le délai dans lequel le consommateur peut s'attendre à recevoir une réponse. Il est aussi précisé que, si la plainte est résolue, aucune autre mesure n'est requise et le dossier sera clos. Toutefois, on n'indique pas clairement à partir de quel moment et dans quelles circonstances la CEO considérera qu'une plainte est « résolue ». Une plus grande transparence est nécessaire pour aider les clients à bien comprendre le processus de traitement des plaintes et pour savoir quelles peuvent être leurs attentes à l'endroit de la CEO.

À titre de comparaison, la British Columbia Utilities Commission a publié un guide portant sur les plaintes des clients qui décrit clairement l'ensemble du processus de traitement des plaintes et les mesures prises par le personnel de la Commission à l'égard des plaintes.

4.9.2 Des paramètres de mesure du rendement doivent être élaborés ou mis à jour pour que l'on puisse mieux évaluer le degré d'efficacité de la gestion des plaintes et des activités de conformité et d'exécution

Plaintes et enquêtes

La CEO a établi des paramètres de mesure du service à la clientèle pour évaluer le rendement rattaché à ses processus de traitement des plaintes et d'enquête, en mettant l'accent sur la rapidité d'intervention et la satisfaction de la clientèle. Le rendement mesuré d'après ces paramètres est présenté dans le rapport annuel de la CEO.

Cette dernière a conservé les mêmes paramètres de mesure à l'égard du service à la clientèle pendant des années, et ce, jusqu'en 2021-2022, où elle a apporté certains changements par suite de l'examen mené par sa direction. Ainsi que le montre la **figure 25**, la CEO a constamment dépassé la cible établie pour chaque

paramètre. De fait, dans la plupart des catégories, le rendement a dépassé la cible dans une proportion de plus de 10 %. Bien qu'il soit important d'établir des cibles réalistes et de faire état du rendement, il faut aussi que les objectifs présentent un défi suffisant pour favoriser l'amélioration. Exception faite des nouveaux paramètres de mesure instaurés en 2021-2022, les cibles de service à la clientèle n'avaient pas été haussées depuis au moins cinq ans.

Conformité et exécution

Si l'on excepte les cibles internes concernant le nombre d'examins et d'inspections de la conformité à effectuer au cours d'une année, la CEO n'a établi aucun paramètre afin de mesurer le rendement de sa fonction de conformité et d'exécution. La durée du cycle des examens et des inspections de conformité ne fait pas l'objet d'un suivi et d'une évaluation par rapport à des cibles formelles pour mesurer l'efficacité de ces activités.

Le dernier paramètre faisant l'objet d'un suivi et pour lequel des résultats ont été rendus publics en matière de conformité et d'exécution remonte au

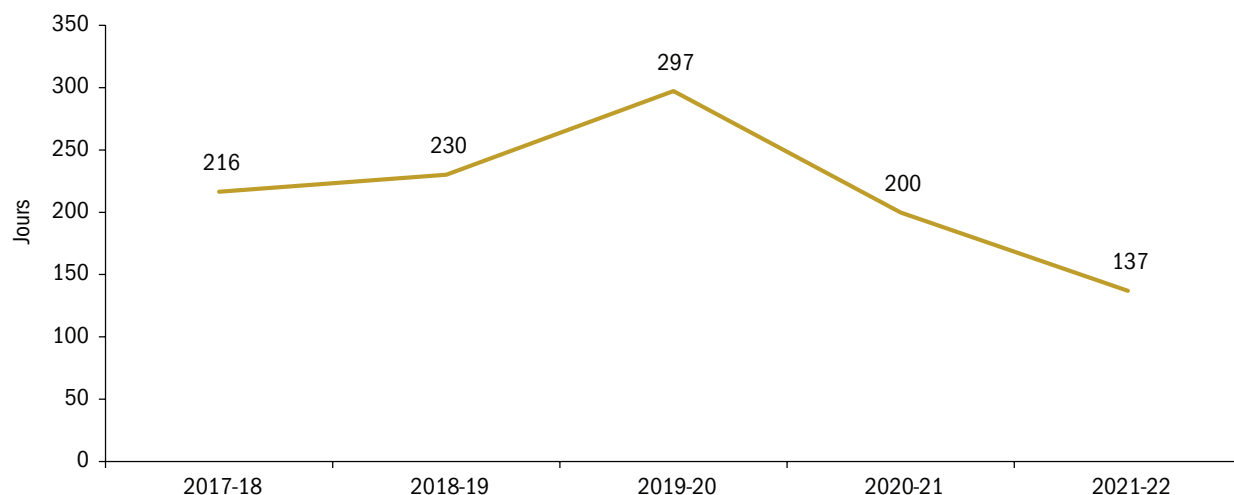
rapport du chef de la conformité de la CEO pour 2007-2008, où la cible consistait à régler 85 % des dossiers de conformité dans un délai de 150 jours. Depuis, la CEO a cessé de publier les rapports trimestriels du chef de la conformité, et aucune évaluation des activités de conformité et d'exécution n'a été présentée dans un rapport depuis 12 ans. Ce n'est qu'en 2020-2021 que la CEO a publié le document intitulé *Holding Utilities to Account – OEB Compliance and Enforcement Activity Report*, qui fournit des renseignements similaires à ceux qui figuraient auparavant dans le rapport du chef de la conformité (par exemple des statistiques sur les activités de conformité et des faits saillants à propos de certains enjeux de conformité).

À partir des dossiers disponibles, nous avons calculé la durée moyenne du cycle des inspections effectuées chaque année au cours de la période de 5 ans allant de 2017-2018 à 2021-2022 (**figure 26**), et ainsi constaté qu'il fallait en moyenne de 130 jours environ (2021-2022) à 300 jours (2019-2020) pour mener à terme les inspections.

Le personnel de la CEO nous a dit travailler à l'élaboration de paramètres de mesure applicables aux

Figure 26 : Durée moyenne des inspections, 2017-2018 à 2021-2022

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



Note : Les inspections sont des évaluations officielles de la conformité des sociétés réglementées aux exigences législatives et réglementaires. Cette figure rend compte uniquement des inspections dont la durée est connue. Il n'y a pas d'information disponible sur la durée de certaines inspections menées avant 2018-2019; on utilisait à l'époque un autre système pour la tenue des dossiers.

examens de conformité et aux inspections en vue de les soumettre à des fins d'approbation pour 2022-2023.

RECOMMANDATION 12

Afin d'accroître la transparence et d'améliorer la surveillance du rendement de son processus de traitement des plaintes et d'enquête, ainsi que de ses activités de conformité et d'exécution, la Commission de l'énergie de l'Ontario devrait :

- réorganiser et mettre à jour son site Web pour fournir aux clients des renseignements plus clairs sur le processus de traitement des plaintes;
- examiner les paramètres de mesure et les cibles de rendement en matière de service à la clientèle, et les mettre à jour au besoin, pour s'assurer qu'ils demeurent pertinents et appropriés;
- élaborer des paramètres de mesure du rendement pour mesurer l'efficacité des activités de conformité.

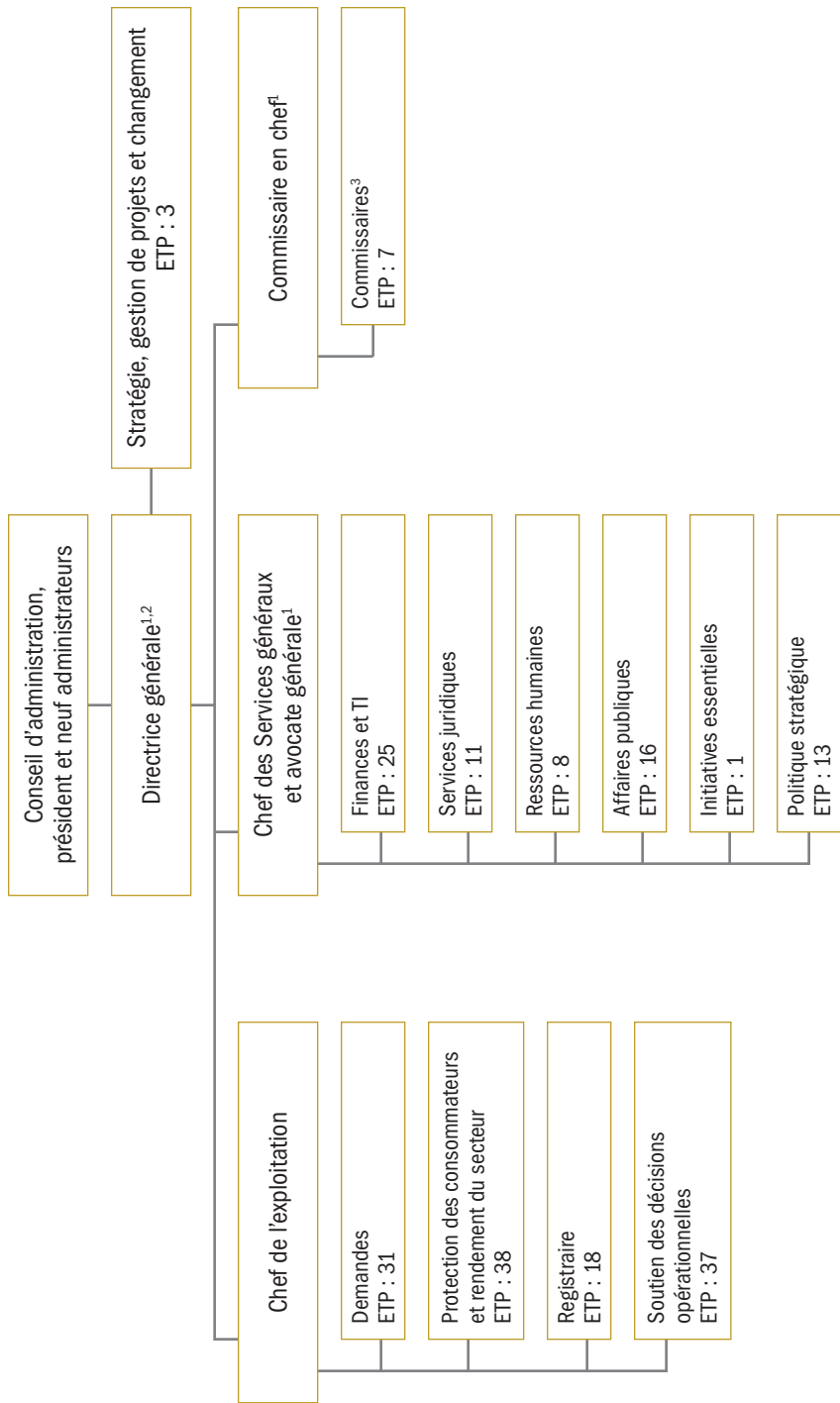
RÉPONSE DE LA COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) accueille favorablement cette recommandation de la vérificatrice générale, qui concorde avec ses propres objectifs et buts stratégiques. La CEO appuie fermement l'objectif consistant à accroître la conscientisation et la compréhension des consommateurs au sujet du processus de traitement des plaintes, et elle apportera les améliorations nécessaires à son site Web.

Dans son plan stratégique, la CEO souligne l'importance de disposer d'un cadre de mesure du rendement robuste pour toutes ses activités, et elle prend l'engagement d'examiner les paramètres servant à l'heure actuelle à mesurer le rendement en matière de service à la clientèle pour s'assurer qu'ils demeurent pertinents. Nous avons déjà commencé à élaborer des paramètres pour mesurer l'efficacité de nos activités de conformité et d'inspection, et nous allons mener ces travaux à terme.

Annexe 1 : Organigramme de la Commission de l'énergie de l'Ontario

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



Note : L'abréviation ETP signifie équivalent temps plein. Cette annexe montre la nouvelle structure de gouvernance mise en place le 1^{er} octobre 2020 par suite de l'apport de modifications législatives ayant pour but de donner suite à la recommandation du Comité consultatif pour la modernisation de la CEO (section 2.3). Dans l'ancienne structure, la CEO n'avait pas de conseil d'administration, et les rôles de directeur général et de président étaient combinés et exercés par la même personne. Dans le cadre de la nouvelle structure, un conseil d'administration (dirigé par le président et dont les membres sont indépendants de la direction de la CEO) est responsable de la gouvernance de la Commission ainsi que de la supervision de la gestion de ses activités et de ses affaires, ce qui inclut l'approbation de l'orientation stratégique et des priorités de la Commission. Le titulaire du poste de directeur général est responsable de la gestion efficiente et efficace des activités de la CEO. Le commissaire en chef – poste créé dans le cadre des changements apportés à la gouvernance – exerce des responsabilités ayant trait à l'efficacité, à la célérité et à la fiabilité des travaux d'arbitrage de la CEO; à ce titre, il relève du directeur général. Les administrateurs sont nommés par le lieutenant-gouverneur en conseil, c'est également à ce dernier qu'il incombait de nommer le commissaire en chef et les commissaires, et ce, jusqu'à la fin d'une période de transition de deux ans suivant l'apport des changements à la structure de gouvernance le 1^{er} octobre 2020. Dès lors, à compter du 1^{er} octobre 2022, c'est le conseil d'administration, suivant la recommandation de la directrice générale de la CEO, qui a comme tâche de nommer le commissaire en chef et les commissaires.

1. Le personnel comprend trois adjoints de direction : le premier relève de la directrice générale, le second, de la chef des Services généraux et avocate générale, et le troisième, de la commissaire en chef.
2. Il existe un poste de secrétaire général qui relève de la directrice générale.
3. Outre les sept ETP, l'effectif compte un commissaire à temps partiel.

Annexe 2 : Événements clés survenus dans le secteur de l'électricité de l'Ontario

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

Période	Événements clés
De 1900 aux années 1970	La Commission de l'énergie hydroélectrique de l'Ontario, organisme public de service public d'électricité de la province de l'Ontario, est créée en 1906 et est rebaptisée Ontario Hydro en 1974.
Années 1970 et 1980	Ontario Hydro construit des centrales nucléaires à Bruce, Pickering et Darlington. Les travaux de construction accusent 10 ans de retard, et les dépassements de coûts se chiffrent en milliards de dollars.
1990 à 1992	Une récession frappe l'Ontario, et la demande d'électricité diminue. Les tarifs d'électricité augmentent de 40 %, et la capacité de production dépasse la demande dans une proportion de 50 %.
1993	Le gouvernement de l'Ontario impose un gel des tarifs d'électricité qui demeure en vigueur pendant près de 10 ans, ce qui fait grimper la dette d'Ontario Hydro.
1995	Le gouvernement lance un programme en vue de transformer le secteur de l'électricité et de faire la transition de l'organisme public Ontario Hydro à une approche concurrentielle fondée sur le marché. Cela coïncide avec des changements observés dans plusieurs administrations aux quatre coins du globe, notamment aux États-Unis : des marchés de gros de l'électricité commencent à être créés, car l'électricité est désormais considérée comme étant un produit de base que l'on peut acheter et vendre. Selon cette vision, la participation du secteur privé à des marchés concurrentiels générera des économies qui permettront ultimement de réduire les tarifs d'électricité.
1996	Le Comité consultatif sur la concurrence au sein de l'industrie de l'électricité en Ontario présente un rapport dans lequel il recommande la scission d'Ontario Hydro et la transition vers un marché concurrentiel.
1998	Ontario Hydro est dissoute après l'adoption de la <i>Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie</i> , et est remplacée par cinq entités : • Ontario Power Generation (OPG), un producteur d'électricité; • Hydro One Inc., qui est responsable du transport de l'électricité et de sa distribution aux consommateurs; • la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO), chargée de liquider la dette d'Ontario Hydro; • la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGME), l'organisme ayant précédé la SIERE, qui est responsable de l'exploitation du nouveau marché de l'électricité; • l'Office de la sécurité des installations électriques, qui réglemente les inspections relatives à l'électricité.
1999	Créée en 1960, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a désormais comme mandat de réglementer le secteur de l'électricité. Avant 1999, le mandat de la Commission était axé sur le secteur du gaz naturel de la province.
2002	Les activités sur le marché de l'électricité de l'Ontario débutent le 1 ^{er} mai. Peu après son ouverture, les tarifs d'électricité commencent à augmenter de façon marquée en raison d'une pénurie potentielle de l'offre et d'une demande accrue durant l'été de 2002. Le 9 décembre, le gouvernement adopte la Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité <i>afin de geler les tarifs de la majorité des consommateurs jusqu'en 2005</i> .
2003	Le Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité est mis sur pied dans le but de dresser un plan d'action visant à attirer de nouveaux producteurs en Ontario. Selon les projections du Groupe de travail, dès 2006, l'Ontario ne disposera pas d'un approvisionnement en énergie suffisant pour répondre à la demande en période de pointe. Le Groupe recommande d'instaurer un secteur de l'électricité qui soit moins tributaire des prix du marché, mais qui privilégie plutôt des prix forfaitaires à long terme.
2004	Le gouvernement adopte la <i>Loi de 2004</i> sur la restructuration du secteur de l'électricité pour créer l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), qui est chargé de la planification à long terme et de l'approvisionnement en énergie dans le cadre de marchés à long terme. La Loi exige que l'OEO prépare un Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI) et que la CEO examine et approuve ce plan*.
2005	En mai, le gouvernement met fin au gel des tarifs d'électricité, et la grille tarifaire réglementée de la CEO entre en vigueur, de manière que le tarif facturé aux consommateurs résidentiels et aux petites entreprises reflète plus étroitement le coût réel de l'électricité.
	Le gouvernement met en application le rajustement global, qui correspond essentiellement à la différence entre le prix du marché et les prix garantis qui sont payés aux producteurs contractuels et réglementés.

Période	Événements clés
2006	Le ministère de l'Énergie (le Ministère) demande à l'OEO de planifier l'élimination progressive du charbon à titre de source d'énergie, et ce, le plus tôt possible, tout en maintenant une capacité et une fiabilité adéquates du réseau.
2007 et 2008	Le gouvernement adopte un règlement sur l'arrêt de l'utilisation du charbon afin d'ordonner la fermeture des centrales au charbon au plus tard le 31 décembre 2014. L'OEO dépose le PREI auprès de la CEO, mais l'examen de ce plan est interrompu, car le ministre de l'Énergie (le ministre) demande à l'Office de le réviser. Le PREI révisé n'est pas déposé auprès de la CEO*.
2009	La <i>Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte</i> confère des pouvoirs à l'OEO dans le domaine des énergies renouvelables.
2010	Le gouvernement annonce l'annulation d'un projet de centrale électrique au gaz à Oakville. Au terme de consultations publiques, le Ministère publie un plan énergétique à long terme (PELT). La CEO n'a pas le pouvoir d'examiner le PELT*.
2011	Le Ministère donne instruction à l'OEO de préparer un autre PREI, mais l'Office ne dépose aucun document auprès de la CEO pour examen et approbation. Le gouvernement annonce que, s'il est réélu, il a l'intention de relocaliser une centrale électrique au gaz alors en construction à Mississauga.
2013	En avril et en octobre, la vérificatrice générale signale que les décisions d'annuler et de relocaliser les centrales électriques d'Oakville et de Mississauga coûteraient environ 950 millions de dollars (675 millions pour la centrale d'Oakville et 275 millions pour celle de Mississauga). Les examens ont été effectués à la demande du premier ministre de l'Ontario et du Comité permanent des comptes publics relativement à l'annulation des centrales à Oakville et à Mississauga, respectivement. Le Ministère publie son deuxième PELT. La CEO n'a pas le pouvoir d'examiner et d'approuver le PELT*.
2014	La dernière centrale au charbon, située à Thunder Bay, est fermée.
2015	L'OEO est fusionné à la SIERE, qui devient responsable des travaux en matière de planification à long terme, d'approvisionnement ainsi que des économies d'énergie. La <i>Loi de 2015 sur l'abandon du charbon pour un air plus propre</i> est adoptée; elle porte que le charbon ne peut plus être utilisé pour produire de l'électricité en Ontario. En juin, le gouvernement adopte la <i>Loi de 2015 pour favoriser l'essor de l'Ontario</i> afin de permettre la vente d'un maximum de 60 % des actions ordinaires de la province dans Hydro One. La première phase de la vente débute en novembre : Hydro One et la province de l'Ontario effectuent à la Bourse de Toronto un premier appel public à l'épargne portant sur 15 % des actions ordinaires d'Hydro One.
2016	La <i>Loi de 2016 modifiant des lois sur l'énergie</i> est adoptée pour officialiser le processus de PELT. Le Ministère devient responsable de la planification énergétique*.
2017	Le Ministère publie un autre PELT. Le rôle de la CEO consiste à élaborer des plans de mise en oeuvre après la publication du PELT, conformément aux directives ministérielles, plutôt qu'à examiner et à approuver le PELT*. La privatisation d'Hydro One prend fin avec le dernier appel public à l'épargne par la province en mai. Après cet appel public à l'épargne, la province détient directement environ 49,9 % des actions ordinaires d'Hydro One.
2021	Le Ministère amorce son examen du processus de planification énergétique à long terme. Le Ministère révoque l'exigence de publier un PELT tous les trois ans, afin de disposer de plus de temps pour l'examen.
2022	Le Ministère annonce que le Comité de la transition relative à l'électrification et à l'énergie conseillera le ministre au sujet de la manière de coordonner la planification énergétique en Ontario*.

* La figure 9 présente aussi différents événements clés entourant le processus de planification énergétique de l'Ontario.

Annexe 3 : Programmes de subventions au titre des tarifs d'électricité, 2011 à 2022

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

Programme	Période	Admissibilité	Mesure d'aide
Programmes généraux – Aucune demande requise			
Prestation ontarienne pour l'énergie propre	Janv. 2011 – déc. 2015	Consommateurs résidentiels, petites entreprises et entreprises agricoles.	Remise de 10 % sur la facture totale, TVH comprise. À compter du 1 ^{er} septembre 2012, la remise a été accordée à l'égard de la première tranche de 3 000 kilowattheures (kWh) de consommation d'électricité par mois.
Remise de l'Ontario pour les consommateurs d'électricité	Janv. 2017 – oct. 2019	Consommateurs résidentiels, entreprises agricoles, la plupart des petites entreprises, foyers de soins de longue durée et condominiums.	Remise de 8 % sur la facture d'électricité avant taxe (soit l'équivalent de la composante provinciale de la TVH).
Plan pour des frais d'électricité équitables – Refinancement du rajustement global	Juil. 2017 – oct. 2019	Consommateurs résidentiels, entreprises agricoles et petites entreprises.	Réduction temporaire du rajustement global (composante des frais d'électricité), limitant ainsi la hausse des frais d'électricité de manière qu'elle n'excède pas le taux d'inflation.
Remise de l'Ontario pour l'électricité (ROE)	Nov. 2019 –...	Consommateurs résidentiels, petites entreprises, entreprises agricoles et foyers de soins de longue durée.	Cette remise a comme effet de limiter la hausse des frais d'électricité; selon la politique gouvernementale actuelle, cette hausse est plafonnée à 2 % par année. Au départ, la ROE correspondait à 31,8 % de la facture d'électricité avant impôt; elle a été rajustée à plusieurs reprises afin de tenir compte des variations des prix de l'électricité. La remise actuelle est fixée à 11,7 %.
Plan exhaustif relatif à l'électricité (auparavant, le transfert des coûts de l'énergie renouvelable)	Janv. 2021 – 2040 (soit la date d'expiration du dernier contrat)	Tous les consommateurs.	Supprime environ 85 % du coût des contrats d'énergie renouvelable autre que l'hydroélectricité (énergie éolienne, énergie solaire et bioénergie) de la facture d'électricité des consommateurs.
Programmes ciblés – Aucune demande requise			
Programme de protection des tarifs dans les régions rurales ou éloignées (PPTRE)	2002 –...	Consommateurs résidentiels vivant dans des régions rurales ou éloignées, aux termes de la réglementation.	Crédit fixe mensuel de 60,50 \$ au titre des coûts de distribution pour les clients d'Hydro One de la catégorie R2, et réductions tarifaires pour les autres clients admissibles.
Programme de protection contre les frais de distribution	Juillet 2017 –...	Consommateurs résidentiels de huit sociétés de distribution locales (SDL), conformément à la réglementation, dont les frais de distribution sont plus élevés. La liste de ces 8 SDL est présentée à la figure 15.	Le plafond mensuel des frais de distribution de base est établi en fonction des paramètres définis dans la réglementation. À l'heure actuelle, ce plafond mensuel est fixé à 38,08 \$.

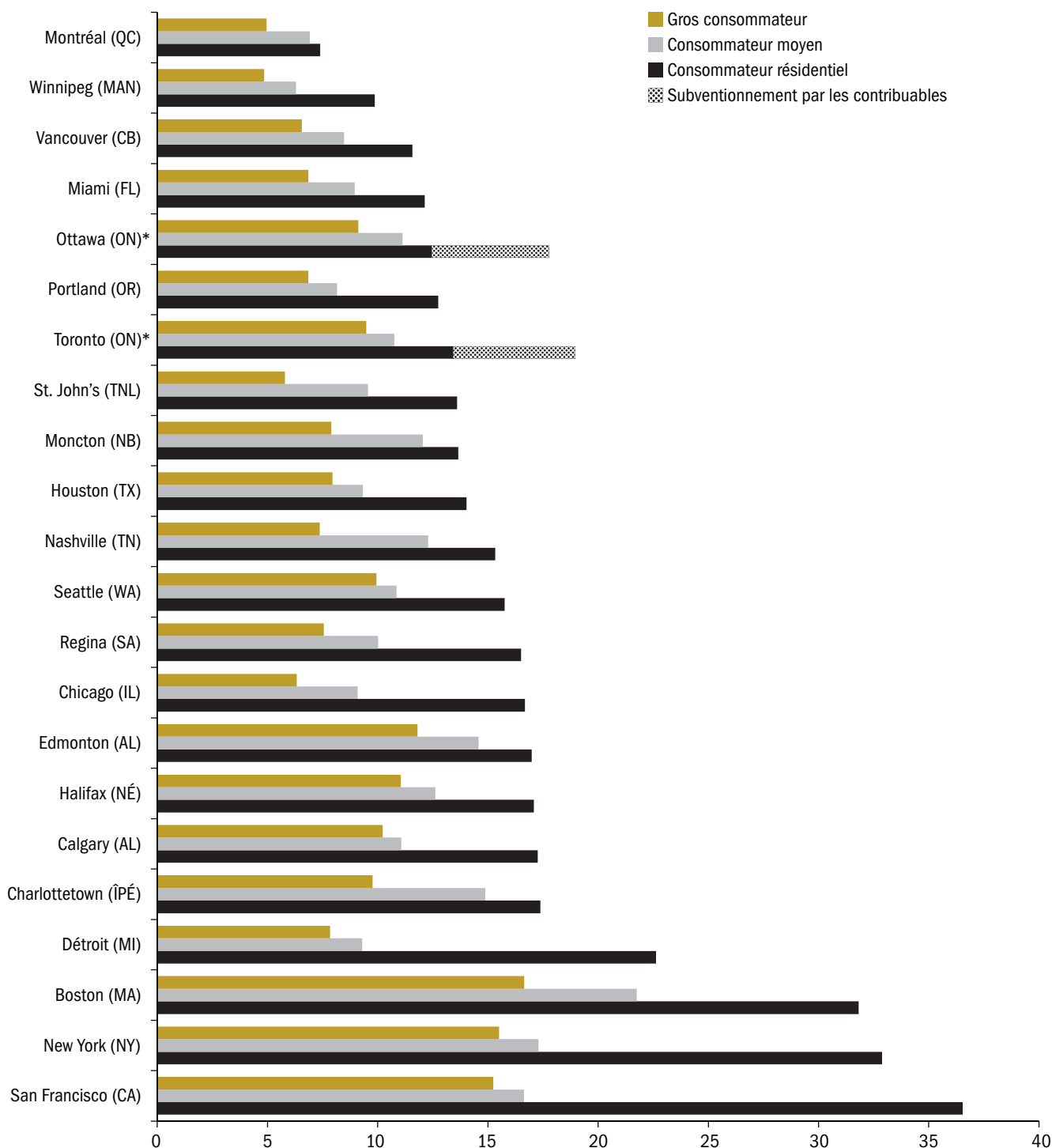
Programme	Période	Admissibilité	Mesure d'aide
Programmes ciblés – Demande requise			
Programme d'aide aux impayés d'énergie (Programme AIE)	2011 –...	Consommateurs résidentiels à faible revenu dont la facture d'électricité ou de gaz naturel est en souffrance.	À l'heure actuelle, et de façon temporaire pour 2022, montant maximum annuel de 1 000 \$ pour le compte d'électricité et autant pour le compte de gaz naturel (ou 1 200 \$ pour les maisons chauffées à l'électricité). En temps normal, le crédit annuel est égal à la moitié de ce montant. Montant appliqué directement en réduction des soldes en souffrance. Le financement du Programme AIE est limité; les fonds sont versés selon le principe du premier arrivé, premier servi.
Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (POAFE)	Janvier 2016 –...	Consommateurs résidentiels à faible revenu, d'après le revenu après impôt du ménage et le nombre de membres du ménage.	Crédit appliqué sur la facture et calculé en fonction de la taille et du revenu après impôt du ménage. Le crédit a été haussé de 50 % en mai 2017 et peut aller actuellement de 35 \$ à 75 \$. Les consommateurs ayant une maison chauffée à l'électricité, ceux qui utilisent certains appareils médicaux énergivores et les Autochtones ontariens à faible revenu ont droit à un niveau d'aide plus élevé.
Crédit relatif à la livraison dans les réserves pour les Premières Nations	Juillet 2017 –...	Consommateurs qui vivent sur une réserve, qui font partie d'une bande au sens de la <i>Loi sur les Indiens (Canada)</i> et qui détiennent un compte résidentiel auprès d'une SDL.	Élimine les frais de distribution sur les factures d'électricité des consommateurs admissibles.
Initiative d'allégement temporaire liée à la pandémie – Aucune demande requise			
Suspension des tarifs d'électricité selon l'heure de consommation	Trois périodes de suspension distinctes entre 2020 et 2022	Visait au départ tous les consommateurs assujettis à la grille tarifaire réglementée qui paient des tarifs d'électricité selon l'heure de consommation; sa portée a ensuite été étendue aux consommateurs de la grille tarifaire réglementée qui paient des tarifs différentiels.	Allégement temporaire des tarifs d'électricité pour les consommateurs de la grille tarifaire réglementée, qui ont payé le tarif de période creuse pendant les périodes de suspension, peu importe l'heure de la journée ou le volume de consommation.
Initiatives d'allégement temporaires liées à la pandémie – Demande requise			
Programme d'aide aux impayés d'énergie en raison de la COVID-19 (Programme AIEC) – consommateurs résidentiels	Juil. 2020 – oct. 2021	Consommateurs résidentiels dont la facture d'électricité ou de gaz naturel a été en souffrance pendant la pandémie de COVID-19.	Le montant du crédit appliqué aux factures a évolué au fil du temps; à la fin du programme, il pouvait atteindre 750 \$ pour les factures d'électricité et autant pour les factures de gaz naturel (soit un maximum combiné de 1 500 \$). Le financement du Programme était limité; les fonds étaient versés selon le principe du premier arrivé, premier servi.

Programme	Période	Admissibilité	Mesure d'aide
Programme d'aide aux impayés d'énergie en raison de la COVID-19 (Programme AIEC) – Petites entreprises	Août 2020 – oct. 2021	Petites entreprises dont la facture d'électricité ou de gaz naturel a été en souffrance pendant la pandémie de COVID-19.	Le montant du crédit appliqué aux factures a évolué au fil du temps; à la fin du programme, il pouvait atteindre 1 500 \$ pour les factures d'électricité et autant pour les factures de gaz naturel (soit un maximum combiné de 3 000 \$). Le financement du programme était limité; les fonds étaient versés selon le principe du premier arrivé, premier servi.

Note : Tous les programmes sont financés à même les revenus fiscaux, à l'exception du Programme d'aide aux impayés d'énergie, du Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (financé à même les revenus fiscaux à compter de février 2018) et du Programme de protection des tarifs dans les régions rurales ou éloignées (avant juillet 2017, et pour une petite portion par la suite). Les sommes accordées sous forme de subventions ou de crédits d'impôt (comme le crédit pour les coûts d'énergie dans le Nord de l'Ontario, le crédit d'impôt de l'Ontario pour les coûts d'énergie et les impôts fonciers, et la remise pour les coûts d'énergie, qui fait partie des mesures d'aide aux entreprises en raison de la COVID-19) sont exclues, car elles ne sont pas appliquées en réduction des factures d'électricité.

Annexe 4 : Comparaison des prix de l'électricité dans certaines grandes villes nord-américaines, consommateurs résidentiels, consommateurs moyens et gros consommateurs, 2021 (¢/kWh)

Source des données : Hydro-Québec



Note : Les prix sont en dollars canadiens (taxes non comprises) et sont déterminés en fonction d'une consommation mensuelle de 1 000 kWh, 1 170 000 kWh et 30 600 000 kWh pour les clients résidentiels, les consommateurs moyens et les gros consommateurs, respectivement.

* Les prix à Ottawa et à Toronto ont été ajustés de manière à contrebalancer l'incidence des mesures de subventionnement financées par les contribuables, d'après nos estimations. Les prix de l'électricité pour les consommateurs résidentiels étaient respectivement de 12,45 ¢/kWh et de 13,43 ¢/kWh à Ottawa et Toronto. S'il n'y avait pas eu de subventionnement à même les impôts, les prix de l'électricité se seraient élevés à environ 17,77 ¢/kWh et à 18,95 ¢/kWh à Ottawa et Toronto, respectivement. (La figure 6 contient des renseignements sur les principaux programmes de subventions au titre des frais d'électricité qui sont financés par les contribuables.)

Annexe 5 : Critères d'audit

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

1. Des décisions et des règles non arbitraires sont prises et établies pour s'assurer que les consommateurs (clients) sont traités équitablement et reçoivent un service d'électricité fiable et durable à un coût raisonnable.
2. Les programmes de subventions au titre des tarifs d'électricité sont administrés conformément aux lois applicables, et les clients admissibles peuvent s'en prévaloir en temps utile. Des efforts de communication sont déployés pour mieux faire connaître les programmes de subventions lorsque cela est requis, et notamment pour aider les clients admissibles à comprendre l'incidence de ces programmes sur leurs factures d'électricité.
3. Le processus décisionnel est étayé par un nombre suffisant d'employés possédant les compétences nécessaires, ainsi que par des lignes directrices, des procédures et des orientations stratégiques robustes qui appuient la prise rapide de décisions et l'efficacité réglementaire.
4. Des données exactes et pertinentes sont recueillies et analysées régulièrement afin de surveiller le rendement des entités de services publics à tarifs réglementés par rapport aux niveaux de service escomptés et aux objectifs d'amélioration continue.
5. Les plaintes des clients et les problèmes de conformité sont réglés de manière équitable, cohérente et rapide.
6. Le marché de gros de l'électricité fait l'objet d'une surveillance régulière pour repérer les résultats anormaux. Les résultats anormaux sont repérés et signalés rapidement.
7. Les structures et les processus de gouvernance en place permettent à la CEO d'agir dans l'intérêt public et de prendre des décisions de manière indépendante et transparente.
8. Des paramètres de mesure du rendement et des cibles de rendement appropriés pour la CEO sont établis et publiés, et les résultats font l'objet d'un suivi continu en regard de ces paramètres et de ces cibles dans le but d'appuyer l'atteinte des résultats escomptés. Des mesures correctives sont prises rapidement lorsque des problèmes sont décelés.

Annexe 6 : Frais mensuels de distribution de base de tous les consommateurs résidentiels des sociétés de distribution locales au 1^{er} juillet 2022

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

Sociétés de distribution locales (SDL)	Frais mensuels de distribution de base (\$)
Hydro One Remote Communities Inc. ¹	151,13
Hydro One Networks Inc. – R2 ²	76,44
Hydro One Networks Inc. – R1 ²	64,44
Algoma Power Inc.	60,27
Chapleau Public Utilities Corporation	55,21
Sioux Lookout Hydro Inc.	51,26
Atikokan Hydro Inc.	50,73
Innpower Corporation	46,55
Wellington North Power Inc.	41,98
Toronto Hydro-Electric System Limited	40,70
Northern Ontario Wires Inc.	40,32
Canadian Niagara Power Inc.	40,16
Espanola Regional Hydro Distribution Corporation	40,00
Halton Hills Hydro Inc.	39,43
Hydro One Networks Inc. – Norfolk Power ³	39,10
Hydro One Networks Inc. – UR ²	38,03
Coopérative Hydro Embrun inc.	37,44
Hydro One Networks Inc. – Comté de Haldimand ³	37,31
Lakeland Power Distribution Ltd ³	36,55
Lakeland Power Distribution Ltd - Parry Sound ³	36,55
Niagara Peninsula Energy Inc.	36,37
Fort Frances Power Corporation	36,01
ERTH Power Corporation – Godrich ³	35,57
Bluewater Power Distribution Corporation	34,18
Hydro 2000 Inc.	34,12
PUC Distribution Inc.	33,72
Waterloo North Hydro Inc.	33,71
ERTH Power Corporation – Main ³	33,65
North Bay Hydro Distribution Limited	33,62
Elexicon Energy Inc. – Whitby ³	33,41
Toronto Hydro-Electric System Limited – Secteur concurrentiel, immeubles à logements multiples	33,39
Newmarket-Tay Power Distribution Ltd – Midland Power ³	33,12
Synergy North Corporation – Kenora	32,50
Rideau St. Lawrence Distribution Inc.	31,49
Hydro One Networks Inc. – Woodstock Hydro ³	31,42
Centre Wellington Hydro Ltd	31,23
Alectra Utilities Corporation – Guelph Hydro ³	31,19
Oakville Hydro Electricity Distribution Inc.	31,19
Hydro du Grand Sudbury inc.	31,01
Niagara-on-the-Lake Hydro Inc.	30,87
Hydro Ottawa Limited	30,77
Westario Power Inc.	30,27

Sociétés de distribution locales (SDL)	Frais mensuels de distribution de base (\$)
Grimsby Power Incorporated	30,08
Newmarket-Tay Power Distribution Ltd ³	29,95
Festival Hydro Inc.	29,93
Milton Hydro Distribution Inc.	29,88
Alectra Utilities Corporation – PowerStream ³	29,84
Tillsonburg Hydro Inc.	29,82
Energy+ Inc.	29,78
Welland Hydro-Electric System Corp.	29,77
Hearst Power Distribution Company Limited	29,44
Burlington Hydro Inc.	29,12
Entegrus Powerlines Inc. – St. Thomas Energy ³	28,70
Essex Powerlines Corporation	28,66
Alectra Utilities Corporation – Horizon ³	28,50
Elexicon Energy Inc. – Veridian ³	28,41
Orangeville Hydro Limited	28,28
Hydro One Networks Inc. – Orillia ³	27,93
Brantford Power Inc.	27,84
ENWIN Utilities Ltd	27,55
London Hydro Inc.	27,46
EPCOR Electricity Distribution Ontario Inc.	27,24
Kingston Hydro Corporation	27,24
Renfrew Hydro Inc.	27,01
Entegrus Powerlines Inc. – Main ³	26,70
Oshawa PUC Networks Inc.	26,58
Synergy North Corporation – Thunder Bay ³	26,40
Alectra Utilities Corporation – Hydro One Brampton ³	25,94
Alectra Utilities Corporation – Enersource ³	25,88
Ottawa River Power Corporation	25,57
Wasaga Distribution Inc.	24,72
Lakefront Utilities Inc.	24,66
Kitchener-Wilmot Hydro Inc.	23,66
Hydro One Networks Inc. – Peterborough ³	22,62
Hydro Hawkesbury Inc.	18,72
E.L.K. Energy Inc.	18,16

☐ Ces 15 SDL ont des frais mensuels de distribution de base supérieurs au plafond fixé dans le cadre du Programme de protection contre les frais de distribution, soit 38,08 \$ (se reporter à la **figure 14**).

Note : Différents facteurs peuvent avoir une incidence sur les frais mensuels de distribution de base, comme l'âge et l'état de l'équipement de chaque SDL, la taille du secteur de service de la SDL, l'emplacement géographique des consommateurs et la densité de ces derniers dans le secteur.

- Hydro One Remote Communities Inc. est une filiale d'Hydro One Network Inc., qui fournit des services aux consommateurs résidant dans des régions éloignées. Ce sont des collectivités des Premières Nations que l'on retrouve en majorité dans ces régions.
- Hydro One Network Inc. divise ses zones de services résidentiels en trois catégories tarifaires : Seules les catégories R1 et R2 sont admissibles au Programme de protection contre les frais de distribution.
 - UR : zone de densité urbaine, ce qui inclut les zones où l'on retrouve 3 000 consommateurs ou plus, et au moins 60 clients par kilomètre de ligne d'approvisionnement en électricité de la zone. Ces consommateurs ne sont pas admissibles au Programme de protection contre les frais de distribution.
 - R1 : zone de moyenne densité, où l'on retrouve 100 clients ou plus et au moins 15 clients par kilomètre de ligne d'approvisionnement en électricité de la zone.
 - R2 : Zone de faible densité, ce qui inclut les zones qui n'entrent pas dans les catégories UR (densité urbaine) et R1 (moyenne densité).
- Ces SDL (Alectra Utilities Corporation, Elexicon Energy Inc., Entegrus Powerlines Inc., ERT Power Corporation, Hydro One Network Inc., Lakeland Power Distribution Ltd, Newmarket-Tay Power Distribution Ltd et Synergy North Corporation) ont plus d'un tarif de distribution de base pour fournir leurs services à des consommateurs résidant dans différentes zones de service par suite des regroupements.

Annexe 7 : Regroupements de sociétés de distribution locales (SDL) ayant des réseaux de distribution distincts, 2011 à 2022

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

Année où la demande a été présentée	Description de la demande	Année de la décision	Décision de la CEO	Période de report de la nouvelle détermination de tarif*
2010	Fusion d'Erie Thames Powerlines Corporation avec West Perth Power Inc. et Clinton Power Corporation; la société regroupée s'appelle Erie Thames Powerlines Corp.	2011	Demande approuvée	s.o.
2011	Fusion de Chatham-Kent Hydro Inc. et de Middlesex Power Distribution Corporation; la société regroupée s'appelle Entegrus Powerlines Inc.	2011	Demande approuvée	2 ans
2011	Vente du réseau de distribution de Port Colborne Hydro Inc. à Canadian Niagara Power Inc.	2012	Demande approuvée	s.o.
2013	Fusion de Lakeland Power Distribution et de Parry Sound Power Corporation; la société regroupée s'appelle Lakeland Power Distribution	2014	Demande approuvée	5 ans
2013	Acquisition de Norfolk Power Inc. par Hydro One	2014	Demande approuvée	5 ans
2014	Acquisition de Brant County Power par Cambridge et North Dumfries Hydro Inc.; la société regroupée s'appelle Energy+ Inc.	2014	Demande approuvée	4 ans
2014	Acquisition de Haldimand County Hydro par Hydro One	2015	Demande approuvée	5 ans
2014	Acquisition de Woodstock Hydro par Hydro One	2015	Demande approuvée	5 ans
2016	Constitution d'Alectra Utilities à la suite de la fusion d'Horizon Utilities, d'Enersource Hydro et de PowerStream, et de l'acquisition d'Hydro One Brampton	2016	Demande approuvée	10 ans
2016	Acquisition d'Orillia Power Distribution Inc. par Hydro One	2018	Demande rejetée	s.o.
2017	Fusion d'Entegrus Powerlines Inc. et de St. Thomas Energy Inc.; la société regroupée s'appelle Entegrus Powerlines Inc.	2018	Demande approuvée	8 ans
2017	Fusion de Newmarket-Tay Power Distribution Ltd et de Midland Power Utility Corporation; la société regroupée s'appelle NT Power	2018	Demande approuvée	10 ans
2018	Fusion de Veridian Connections Inc. et de Whitby Hydro Electric Corporation; la société regroupée s'appelle Elexicon Inc.	2018	Demande approuvée	10 ans
2018	Fusion de Thunder Bay Hydro et de Kenora Hydro; la société regroupée s'appelle Synergy North	2018	Demande approuvée	5 ans
2018	Fusion d'ERTH Power Corporation avec West Coast Huron Energy; la société regroupée s'appelle ERTH Power Corporation	2018	Demande approuvée	9 ans
2018	Fusion de Guelph Hydro et d'Alectra Utilities; la société regroupée s'appelle Alectra Utilities	2018	Demande approuvée	10 ans
2018	Vente du réseau de distribution de Dubreuil Lumber Inc. à Algoma Power Inc.	2019	Demande approuvée	s.o.
2018	Acquisition de Peterborough Utilities par Hydro One	2020	Demande approuvée	10 ans

2018	Acquisition d'Orillia Power Distribution Inc. par Hydro One	2020	Demande approuvée	10 ans
2021	Fusion de North Bay Hydro et d'Espanola Regional Hydro; la société regroupée s'appelle North Bay Hydro	2022	Demande approuvée	5 ans
2021	Fusion d'Energy+ Inc. et de Brantford Power; la société regroupée s'appelle Grandbridge Energy	2022	Demande approuvée	10 ans
2022	Fusion de Kitchener-Wilmot Hydro et de Waterloo North Hydro; la société regroupée s'appelle Enova Power Corp.	2022	Demande approuvée	10 ans

* Les sociétés de distribution locales (ou les distributeurs) déposent généralement une demande de détermination de tarif selon le coût du service tous les cinq ans; cela fait en sorte que les tarifs d'un distributeur sont déterminés de nouveau en fonction des prévisions actualisées des coûts et des profils de consommation d'électricité). Les entités issues d'un regroupement peuvent reporter l'entrée en vigueur du changement de tarif afin d'avoir suffisamment de temps pour recouvrer les coûts associés à l'opération de regroupement. La période maximale de report a été portée à 10 ans à compter de 2015.



Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

20, rue Dundas Ouest, bureau 1530
Toronto (Ontario)
M5G 2C2
www.auditor.on.ca