

19 juin 2023

La Commission de l'énergie de l'Ontario rend sa décision sur la demande de majoration tarifaire pour 2023 présentée par EPCOR Electricity Distribution

DÉCISION

Le 15 juin 2023, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a rendu sa [décision et son ordonnance](#) concernant une demande déposée par EPCOR Electricity Distribution Ontario Inc. (EPCOR Distribution) afin d'être autorisé à modifier ses tarifs de distribution d'électricité à partir du 1er octobre 2023.

La demande a fait l'objet de négociations de règlement entre EPCOR Distribution et des intervenants représentant diverses catégories de clients. Ces négociations ont abouti à un règlement partiel, qui a été examiné et accepté¹ par la CEO le 20 décembre 2022. La CEO a tenu une audience les 14 et 15 février 2023 concernant les enjeux en suspens.

La décision et l'ordonnance publiées le 15 juin 2023 portent sur ces enjeux en suspens.

Dans l'ensemble, la CEO a estimé que les prévisions d'EPCOR Distribution concernant les dépenses en immobilisations et les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA) n'étaient pas entièrement justifiées par les preuves fournies. Par conséquent, la CEO a déterminé qu'une réduction de 500 000 \$ des dépenses en immobilisations (de 4,3 millions de dollars à 3,8 millions) et de 700 000 \$ des charges d'EEA (de 6,53 millions de dollars à 5,83 millions) est nécessaire pour appliquer des tarifs justes et raisonnables.

Les nouveaux tarifs d'EPCOR Distribution entreront en vigueur le 1er octobre 2023. À partir du 1er mai 2024, ainsi qu'au 1er janvier des trois années suivantes, EPCOR Distribution peut demander à modifier ses tarifs selon un mécanisme, approuvé par la CEO, qui tient compte de l'inflation et de la productivité.

Les répercussions sur les factures des clients d'EPCOR Distribution seront connues plus tard cet été, lorsque la CEO aura approuvé une ordonnance tarifaire reflétant la décision et l'ordonnance.

CONTEXTE

EPCOR Distribution dessert environ 19 000 clients à Collingwood, Stayner, Creemore (partie du canton de Clearview) et Thornbury (partie de la ville de Blue Mountains). La société a été créée le 1er octobre 2018 suite à l'approbation par la CEO² de deux opérations d'achat d'actions permettant à EPCOR Collingwood Distribution Corporation de devenir la nouvelle propriétaire de Collus PowerStream Corporation (ensuite renommée en EPCOR Distribution).

EPCOR Distribution a déposé une demande fondée sur les coûts afin d'obtenir l'approbation de la CEO pour modifier ses tarifs de distribution d'électricité à ses clients. EPCOR Distribution a demandé dans un premier

¹ [Ordonnance de procédure n° 5, 20 décembre 2022](#)

² [EB-2017-0373, 18 août 2018](#)

temps à pouvoir appliquer de nouveaux tarifs à compter du 1er janvier 2023. EPCOR Distribution a par la suite modifié sa demande pour obtenir une date d'entrée en vigueur au 1er octobre 2023, conformément à l'engagement qu'elle a pris lors de l'acquisition du service public en 2018.

Une conférence de règlement a été organisée dans le cadre de cette procédure, qui a abouti à un règlement partiel, examiné et accepté par la CEO.

Les intervenants ayant pris part à la procédure étaient les suivants :

- Environmental Defence Canada Inc.;
- School Energy Coalition (SEC);
- Small Business Utility Alliance;
- Vulnerable Energy Consumers Coalition (VECC).

PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES

Procédure en matière de fusions, d'acquisitions, de regroupements et de désinvestissement (FARD)

(section 4.1, pages 5-8)

La procédure en matière de FARD a été envisagée compte tenu de l'écart entre les coûts en immobilisations et les charges d'EEA prévus à l'époque et les dépenses effectives d'EPCOR Distribution présentées dans sa demande de modification de ses tarifs.

Les preuves présentées à la CEO dans le cadre de la procédure en matière de FARD prévoyaient des économies résultant de gains d'efficacité atteints par le nouveau propriétaire. Bien que la décision prise dans le cadre de cette procédure n'ait pas expressément fait de ces économies prévues un engagement contraignant, elles constituaient une indication de ce que le demandeur, un gestionnaire professionnel de services publics, pensait pouvoir atteindre, et elles fournissent un contexte permettant de mesurer les réalisations d'EPCOR Distribution au cours des cinq dernières années, depuis qu'elle a pris en charge la gestion du service public.

Rien n'indique que le service public était perturbé par une insuffisance de capital chronique, une baisse de la fiabilité, des infractions de sécurité persistantes ou des plaintes constantes de la part des clients avant l'acquisition par EPCOR Distribution.

Dans le cadre de la procédure en matière de FARD, la CEO a estimé, en fonction des prévisions fournies à l'époque, que l'acquisition du service public n'aurait aucun inconvénient pour les contribuables. Après avoir examiné les résultats réels présentés dans cette procédure par rapport aux prévisions fournies dans la procédure en matière de FARD, on constate que les économies anticipées n'ont pas été atteintes et que le rendement du service public sur certains indicateurs de fiabilité du réseau (SAIDI et SAIFI) s'est détérioré.

La CEO a profité de cette occasion pour souligner que des prévisions irréalistes peuvent compromettre les objectifs de la procédure en matière de FARD.

Dépenses en immobilisations de l'année d'essai (section 4.2.2, pages 8-13)

La CEO a conclu qu'EPCOR Distribution n'a pas besoin du budget d'immobilisations de 4,3 millions de dollars proposé pour l'année d'essai. La CEO a convenu avec les intervenants et le personnel de la CEO que le budget d'immobilisations de l'année d'essai 2023 peut être réduit de 500 000 \$, en considérant les éléments suivants :

- EPCOR Distribution affiche des dépenses plus élevées que prévu depuis qu'elle a acquis le service public, mais elle n'a pas démontré que ces dépenses plus élevées continuent d'être nécessaires.

- EPCOR Distribution peut mieux gérer le rythme et le niveau des dépenses en immobilisations proposées au cours des cinq prochaines années en commençant avec un budget inférieur au budget d'immobilisations proposé pour l'année d'essai 2023.
- Le rythme proposé pour le remplacement des poteaux n'est pas suffisamment justifié, en raison du faible nombre de données disponibles sur l'état des poteaux existants.
- Le montant proposé pour les travaux des administrations routières³ (impliquant généralement des déplacements d'infrastructures électriques à la demande des administrations routières) est supérieur aux dépenses historiques. Cette hausse est uniquement et insuffisamment justifiée par des conversations avec le personnel municipal concernant d'éventuels projets routiers.

La CEO a noté qu'au cours des cinq prochaines années, EPCOR Distribution sera incitée à gérer le rythme de ses dépenses en immobilisations, notamment en ce qui concerne son programme de remplacement des poteaux.

Exploitation, entretien et administration (EAA) (section 4.3, pages 13-23)

La CEO a conclu qu'EPCOR Distribution n'a pas besoin du budget de 6,53 millions de dollars proposé pour l'EAA pour l'année d'essai.

Outre le fait que les économies prévues dans la procédure en matière de FARD ne semblent pas s'être concrétisées, la CEO a noté que les charges d'EAA de l'année d'essai semblent être plus élevées que celles attendues si l'acquisition n'avait pas eu lieu. C'est ce que confirment les analyses présentées dans les documents du personnel de la SEC, de la VECC et de la CEO. Approuver le budget pour l'EAA tel que demandé par EPCOR Distribution pourrait entraver son engagement à réaliser les économies déterminées initialement et causerait un préjudice aux contribuables suite à l'acquisition.

Le niveau des coûts résultant des services fournis à EPCOR Distribution par des sociétés affiliées est également préoccupant. Les documents justificatifs d'EPCOR Distribution ne contiennent pas d'analyse coût-avantage claire, et ils n'indiquent pas non plus que les sociétés affiliées qui fournissent des services à EPCOR Distribution et à d'autres sociétés affiliées de services publics opèrent elles-mêmes de manière efficace. Si les contribuables doivent assumer le coût de ces services partagés, ce coût doit être limité aux services effectivement requis par les contribuables d'EPCOR Distribution et uniquement dans la mesure où ces services sont utilisés. EPCOR Distribution n'a pas justifié cela, étant donné qu'elle reçoit des services groupés sur la même base que les autres services publics d'EPCOR.

Les intervenants et le personnel de la CEO ont proposé plusieurs réductions du budget proposé pour l'EAA. La CEO a conclu qu'une réduction de 700 000 dollars pourrait être un juste milieu entre le besoin d'améliorer l'efficacité tout en maintenant un service sûr et fiable.

Date d'entrée en vigueur (section 4.7, pages 37-40)

EPCOR Distribution a modifié sa demande pour appliquer les nouveaux tarifs à compter du 1er octobre 2023 et pour que ces tarifs soient ajustés à l'aide du mécanisme de la tarification incitative à partir du 1er janvier 2024 et des années suivantes.

La CEO a conclu que la proposition d'EPCOR Distribution visant à établir de nouveaux tarifs à compter du 1er octobre 2023, suivie par une autre modification des tarifs trois mois plus tard au moyen du mécanisme d'établissement des tarifs préférentiels, n'est pas raisonnable.

³ L'expression « administration routière » désigne une entité ou une organisation responsable de la construction, de l'amélioration, de la modification, de l'entretien et de la réparation d'une route. Il peut s'agir du ministère des Transports, de sociétés municipales, de conseils, de commissions ou de tout autre organisme exerçant un contrôle sur les activités.

La CEO autorisera EPCOR Distribution à faire sa première modification de tarifs au moyen du mécanisme d'établissement des tarifs préférentiels au 1er mai 2024, et non au 1er janvier 2024. EPCOR Distribution pourra ensuite demander des modifications au moyen du mécanisme d'établissement des tarifs préférentiels au 1er janvier des années de modification des tarifs suivantes.

TERMES RÉGLEMENTAIRES

Voici une liste de certains des termes réglementaires couramment utilisés qui figurent dans ce document d'information, ainsi qu'une description en langage clair pour chacun d'eux.

Demande fondée sur les coûts : En règle générale, un service public dépose auprès de la CEO une demande fondée sur les coûts visant à réinitialiser ses tarifs tous les cinq ans, sur la base d'un examen approfondi des coûts du service public pour desservir ses clients et pour investir dans son système de distribution et l'entretenir. Ce procédé est également appelé le « rebasement ».

Une demande fondée sur les coûts peut être déposée en vertu des options d'établissement de mesures d'incitation tarifaire du régime de plafonnement des prix ou des options d'établissement de mesures d'incitation tarifaire personnalisées.

La CEO examine les prévisions de coûts du service public, le nombre prévu de clients à desservir et la quantité totale d'électricité à leur livrer. *

La CEO détermine le besoin en revenus du service public et fixe les tarifs de distribution que le service public facture à ses clients pour recouvrer les frais de ce service et permettre de tirer un rendement équitable.

*Les tarifs de distribution ne couvrent pas le coût de l'électricité fournie aux clients.

Les tarifs que les services publics facturent à leurs clients pour l'électricité qu'ils utilisent sont établis séparément par la CEO.

L'établissement de tarifs préférentiels (également appelé mécanisme de régulation incitative) est une méthode de fixation des tarifs qui encourage les entreprises de services publics à être plus efficaces, afin que leurs clients bénéficient d'un meilleur service et d'augmentations tarifaires moins importantes. Les actionnaires du service public ont également la possibilité de bénéficier de revenus plus élevés grâce à cette amélioration de l'efficacité.

En règle générale, les distributeurs d'électricité déposent auprès de la CEO une demande fondée sur les coûts visant à réinitialiser leurs tarifs tous les cinq ans, sur la base d'un examen approfondi de leurs coûts pour desservir leurs clients et pour investir dans leurs systèmes de distribution et les entretenir. Ce procédé est également appelé le « rebasement ».

Au cours de chaque année, entre les demandes fondées sur les coûts, les tarifs du service public sont généralement modifiés par le mécanisme d'établissement des tarifs préférentiels approuvé par la CEO, qui tient compte de l'inflation et de l'évaluation par la CEO de la productivité du secteur et des améliorations de l'efficacité attendues du service public.

Le **besoin en revenus** correspond au coût annuel total d'un service public pour desservir ses clients. Il comprend le coût des salaires, de l'équipement, de l'amortissement des projets d'immobilisations, des impôts, des intérêts et un taux de rendement des capitaux propres.

La CEO approuve le besoin en revenus d'un service public lorsqu'elle statue sur une demande fondée sur les coûts et l'utilise pour fixer les tarifs que le service public peut facturer à ses clients.

Conférence de règlement : l'objectif d'une conférence de règlement est que le demandeur et les intervenants tentent de régler (parviennent à un accord sur) autant de questions que possible, à l'exclusion des questions ne devant pas être réglées et devant faire l'objet d'une audience, d'après la CEO.

Les négociations de règlement sont confidentielles.

Les commissaires ne participent pas à une conférence de règlement et ne sont pas informés des discussions qui y sont tenues.

Lorsque les parties parviennent à un accord, une proposition de règlement est déposée par le demandeur pour approbation par la CEO.

Fiabilité du réseau : la CEO exige des distributeurs d'électricité qu'ils surveillent la fréquence des interruptions du service d'électricité à leurs clients et qu'ils produisent un rapport annuel en la matière. Le rendement de chaque distributeur, par rapport aux deux indicateurs de fiabilité du réseau suivants, est indiqué sur son [tableau de bord](#):

- **SAIDI** = Indice de durée moyenne des interruptions de service touchant le réseau. Il s'agit du nombre moyen d'heures pendant lesquelles l'alimentation électrique d'un client est interrompue.
- **SAIFI** = Indice de fréquence moyenne des interruptions de service touchant le réseau. Il s'agit du nombre moyen d'interruptions de l'alimentation électrique d'un client.

Année d'essai : dans une procédure fondée sur les coûts, la CEO fixe les tarifs en fonction des prévisions du service public sur ce qu'il en coûtera pour desservir ses clients.

Ces prévisions sont généralement effectuées pour l'année d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs proposés. Il s'agit généralement de l'année qui suit le dépôt de la demande et que l'on appelle « l'année d'essai ».

À propos de la CEO

La Commission de l'énergie de l'Ontario est l'organisme indépendant de réglementation de l'Ontario pour les secteurs de l'électricité et du gaz naturel. Elle protège les intérêts des consommateurs et soutient le mieux-être collectif de la population de l'Ontario. Son objectif est de créer une valeur publique au moyen d'une réglementation prudente et d'un processus juridictionnel décisionnel indépendant, ce qui contribue au développement économique, social et environnemental de l'Ontario.

Communiquez avec nous

Demandes des médias

Téléphone : 416-544-5171

Courriel : oebmedia@oeb.ca

Demandes de renseignements de consommateurs

416-314-2455/1-877-632-2727

This document is also available in English.

Le présent document d'information a été préparé par le personnel de la CEO pour informer les consommateurs d'énergie de l'Ontario de la décision de la CEO et ne doit pas être utilisé dans le cadre de procédures juridiques ou réglementaires. Il ne fait pas partie des motifs de la décision de la CEO; ceux-ci se trouvent dans la décision et ordonnance publiée le 15 juin 2023, qui est le document officiel de la CEO.