

Note de service

Destinataire : Mike Manning, Directeur général, Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

Expéditeur : Benjamin Grunfeld, Andy Tam

Date : Le 25 juillet 2018

Objet : Calculs du nouveau TDC définitif (2017) pour 115-230kV

Introduction

La Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO ») est tenue de calculer et de publier le coût total du marché (« CTM ») et le nouveau TDC définitif (2017) pour 115-230 kV dès que les données du marché sont disponibles. Ces données sont désormais disponibles et la SFIEO a demandé à Navigant Consulting d'effectuer ces calculs. Cette note de service fournira les calculs du nouveau TDC définitif (2017) pour 115-230kV.

Le calcul du CTM pour 115-230 kV a été rajusté afin de refléter les changements faisant suite à la mise à jour de l'ordonnance sur les tarifs de transmission uniforme en 2017, EB-2017-0280 émise par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») le 30 novembre 2017.

En outre, le calcul du CTM pour 115-230 kV a été rajusté pour tenir compte des frais de règlement liés au recouvrement de certains coûts engagés par les sociétés de distribution pour le raccordement, à leur réseau de distribution, de nouvelles installations de production d'électricité axées sur les énergies renouvelables. Les coûts de 2017 ont été évalués et ont été facturés aux participants en fonction de la proportion d'électricité prélevée sur la quantité attribuée pour le mois¹. Le recouvrement de ces coûts a été rendu possible par le Règlement 330/09², et les montants mensuels sont approuvés par la CEO.

Le crédit mensuel de compensation lié au raccordement des installations de production d'électricité axées sur les énergies renouvelables a été ajouté au volet des frais de service du marché de gros du CTM pour 115- 230 kV. Ces données sont présentées en détail à des fins de référence dans la section des renseignements généraux intitulée « Ce qu'il faut savoir sur le TDC ». En outre, depuis octobre 2011, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») facture également des frais de hausse quotidienne, qui s'ajoutent au volet des frais de service du marché de gros du CTM³ pour 115- 230 kV.

¹ SIERE – Market Summaries (en anglais seulement)

<http://www.ieso.ca/power-data/market-summaries-archive>

² Règlement de l'Ontario 330/09 (en anglais seulement)

http://www.e-laws.gov.on.ca/html/regs/english/elaws_regs_090330_e.htm

³ SIERE – Electricity Charges Explained (en anglais seulement).

<http://www.ieso.ca/Pages/Participate/Settlements/Guide-to-Electricity-Charges.aspx>

Les frais au titre de la Réponse à la demande basé sur la capacité (CBDR) ont été ajoutés à l'élément Frais administratif du marché de gros du CTM pour 115-230 kV à compter de sa mise en œuvre en mai 2015. Les frais au titre de la CBDR sont répartis en utilisant la même méthode que pour la répartition de l'ajustement global (voir la section « Changements apportés à la répartition de l'ajustement global » ci-dessous).

Les frais en vertu du Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (POAFE) sous la *Loi de 2017 sur le plan ontarien pour des frais d'électricité équitables* (LPOFEE), effectif à compter du 1er mai 2017 sont payés par la Province et non par les contribuables. À partir de mai 2017 POAFE n'est pas inclus dans le calcul du CTM.

Changements apportés à la répartition de l'ajustement global

À compter de 2011, la façon de répartir l'ajustement global a changé. Avant 2011, l'ajustement global était affecté à tous les consommateurs en fonction de leur consommation énergétique. Cette pratique a été modifiée par le règlement de l'Ontario 398/10, lequel modifiait le règlement de l'Ontario 429/04. Le règlement modifié établit ainsi deux catégories de consommateurs : les consommateurs de catégorie A, dont la consommation mensuelle moyenne dépasse 5 MW; et les consommateurs de catégorie B. Aux termes du règlement modifié, l'ajustement global est affecté différemment aux consommateurs de catégorie A et aux consommateurs de catégorie B.

Dans la présente note de service, le CTM est calculé de façon à inclure le montant de l'ajustement global que doivent payer tous les consommateurs d'énergie réparti proportionnellement selon la consommation d'énergie en vue de refléter la répartition de l'ajustement global exigée par la décision du juge Wilton Siegel, datée du 12 mars 2015, dans l'affaire *N-R Power and Energy Corporation c. OEFC*.

Loi de 2017 sur le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables

Aux termes de la LPOFEE, une partie du coût de l'ajustement global qui serait imposé à certains consommateurs sera reportée (c'est la disposition de la LPOFEE appelée « report de la SIERE »), pour être plus tard recouvrée au moyen de l'ajustement pour l'énergie propre (« AEP »), tel que le prévoit la LPOFEE.

Pour les producteurs privés d'électricité (« PPE ») dont les ententes d'achat d'électricité prévoient une montée des tarifs établie d'après le CTM et le ^{nouveau}TDC, la SFIEO inclura, pour chaque année, le montant annuel du report de la SIERE de cette année-là lorsqu'elle établira le CTM durant la période du report de la SIERE que prévoit la LPOFEE. Pour le calcul du CTM au cours des périodes futures de facturation et de recouvrement de l'AEP, la SFIEO n'inclura pas le montant annuel de l'AEP.

Dans la présente note de service, les montants du report de la SIERE sont compris dans le calcul du CTM.

Méthodologie et résultats

Les valeurs du ^{nouveau}TDC définitif (2017) pour 115-230 kV sont fournies au Tableau 1. Les renseignements à l'appui des calculs effectués sont communiqués dans les sections qui suivent.

Tableau 1 : Valeurs du ^{nouveau}TDC définitif (2017) pour 115-230 kV (cents par kWh)

Tension	Définitif 2017
115-230 kV	11,7010

Calcul du coût total du marché (CTM)

Le CTM définitif (2017) pour 115-230 kV est de 11,8888 cents/kWh, tel qu'indiqué au Tableau 2.

Tableau 2 : Calcul du CTM définitif (2017) pour 115-230 kV

		Janv.	Févr.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Total
STATISTIQUES MENSUELLES	jours	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
	heures totales	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8760
		Moyenne pondérée												
TAUX DU MARCHÉ														
PHEO	c/kWh	2,036	2,014	2,451	0,966	0,256	0,473	1,166	1,571	2,035	0,795	1,299	1,932	1,4137
FSMG	c/kWh	0,667	0,697	0,451	0,728	(0,105)	0,570	0,399	0,396	0,482	0,383	(0,234)	0,506	0,4096
Tx réseau	\$/kW/m	3,520	3,520	3,520	3,520	3,520	3,520	3,520	3,520	3,520	3,520	3,520	3,520	3,520
Tx branchement	\$/kW/m	0,880	0,880	0,880	0,880	0,880	0,880	0,880	0,880	0,880	0,880	0,880	0,880	0,880
TDC	c/kWh	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	
Ajustement global	c/kWh	7,554	7,802	6,443	9,414	10,779	10,948	9,196	8,817	7,489	10,291	8,124	8,232	
CALCUL DU COÛT TOTAL DU MARCHÉ														
Coût total du marché par mois	c/kW/mois	8 592	7 975	7 913	8 942	9 093	9 578	8 967	8 984	8 149	9 494	7 560	8 899	
Coût total du marché par an	c/w/kWh/an													104 146
CTM = coût total du marché	c/kWh													11,8888

Calcul du ^{nouveau}TDC définitif (2017) pour 115-230 kV

Le ^{nouveau}TDC définitif (2017) pour 115-230 kV représente le plus élevé des montants suivants : i) la moyenne du CTM pour 115-230 kV pour les trois années civiles allant de janvier 2015 à décembre 2017 inclusivement, selon le nombre de jours dans chaque période, et ii) le ^{nouveau}TDC définitif (2016) pour 115-230 kV. Le ^{nouveau}TDC définitif (2017) pour 115-230 kV s'élève à 11,7010 cents/kWh, tel qu'indiqué au Tableau 3.

Tableau 3 : nouveau TDC définitif (2017) pour 115-230 kV

	Définitif 2015	Définitif 2016	Définitif 2017
CTM (P) Actuel, selon les PHEO, FSMG réels, les tarifs réglementés, le rabais estimatif, etc.	11,0786	12,1343	11,8888
nouveau TDC		11,1587	
nouveau TDC définitif (2017) = le plus élevé de : i) CTM moyen (2015, 2016, 2017) ii) nouveau TDC définitif (2016)	11,7010 11,1587		
nouveau TDC définitif (2017)			11,7010

Ce qu'il faut savoir sur le TDC

Un grand nombre de contrats d'achat d'électricité (« CAE ») conclus avec des producteurs privés d'électricité (« PPE ») contiennent des dispositions prévoyant le rajustement annuel des prix contractuels, calculé sur la base du tarif direct aux consommateurs (« TDC ») appliqué par Ontario Hydro. Comme le TDC a disparu avec l'ouverture du marché, il a fallu établir un indice de remplacement. Le Conseil d'administration de la SFIEO a approuvé le remplacement du TDC dans les CAE conclus entre la SFIEO et les PPE sur la base indiquée dans la version préliminaire du document de travail (le « *document de travail* »), datée du 24 juin 2002 et préparée par le comité de travail composé de représentants de la SFIEO et de la Société des producteurs d'électricité indépendants de l'Ontario (« SPEIO »). L'indice de remplacement est calculé sur la base du coût entier de 100 % du facteur de charge que paierait dorénavant un client direct typique dans le marché restructuré, à la tension fournie. Les valeurs du nouveau TDC (P) et du CTM (P) figurant dans ce document sont calculées conformément au *document de travail*, pour l'année P.

Veuillez noter que les éléments suivants entrent dans le calcul des frais de service du marché de gros (FSMG) pour un mois donné :

1. les frais de règlement de la hausse horaire (montant en \$/MWh tiré des données de la SIERE établies comme étant « définitives »);
2. les frais de la hausse quotidienne (montant en \$/MWh tiré des données de la SIERE établies comme étant « définitives »);
3. les frais de la hausse mensuelle (montant en \$/MWh tiré des données de la SIERE établies comme étant « définitives »);
4. les frais d'administration de la SIERE (montant en \$/MWh déterminé par la CEO);
5. la protection des tarifs aux consommateurs d'électricité en milieu rural ou en région éloignée (montant en \$/MWh, tel qu'établi par la CEO);
6. les frais au titre de la Réponse à la demande basée sur la capacité (montant en \$/MWh tiré des données de la SIERE établies comme étant « définitives »);
7. le crédit mensuel de compensation lié au raccordement des installations de production d'électricité axées sur les énergies renouvelables (montant en \$/MWh tiré des données de la SIERE établies comme étant « définitives »).

Les frais de service du marché de gros publiés dans les rapports mensuels de la SIERE (actuellement l'article 7 de ce rapport) n'entrent pas dans le calcul du CTM car ils sont calculés à partir des frais préliminaires de règlement de la hausse horaire.

À l'ouverture du marché, la structure des rabais consentis dans le cadre de l'Entente sur l'atténuation de l'emprise du marché (« l'EAEM ») s'appliquait à tous les consommateurs ontariens, c'est pourquoi elle fait partie du calcul du nouveau TDC. En ce qui concerne les consommateurs, le projet de loi 210 a remplacé le rabais consenti par l'EAEM par un rabais plus transparent, accordé dans le cadre du Plan de protection des entreprises. Pour la période allant du 1^{er} mai 2002 au 30 avril 2003, on a utilisé le rabais accordé par l'EAEM pour calculer le CTM et, pour les périodes suivantes, celui consenti dans le cadre du Plan de protection des entreprises.

Le mécanisme des rabais a de nouveau été modifié et le calcul du CTM a été actualisé pour tenir compte de cette modification. La *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (projet de loi 100) a permis de mettre en place un nouveau mécanisme de rabais appelé ajustement global. L'ajustement global tient compte de la différence entre tout revenu compensatoire et le total des paiements versés à des producteurs détenant un contrat (y compris les PPE et les producteurs soumissionnaires), au titre des contrats de réduction de la charge/aux producteurs de l'OPG réglementés (les producteurs prescrits). L'ajustement global est calculé et payé chaque mois et peut être positif ou négatif.

En plus de l'ajustement global, le nouveau règlement comprend le rabais relatif aux producteurs non prescrits de l'OPG, qui a pris fin le 30 avril 2009, mais un versement sera fait pour la dernière fois aux intervenants du marché pour la période se terminant le 31 janvier 2009.

Pour obtenir de plus amples détails sur ces rabais et la façon dont ils sont traités dans le calcul du coût total du marché, consultez la lettre mise à jour adressée par Navigant Consulting à la SFIEO en date du 27 avril 2006 et qui est affichée sur le site Web de la SFIEO.

Recouvrement du coût lié au raccordement des installations de production d'électricité axées sur les énergies renouvelables

Le recouvrement de certains coûts de raccordement engagés par les sociétés de distribution en rapport avec la production d'électricité à partir des énergies renouvelables a été rendu possible par le Règlement de l'Ontario 330/09. Navigant a ajouté les montants des crédits mensuels de compensation liés au raccordement des installations de production d'électricité axées sur les énergies renouvelables au volet des frais de service du marché de gros du CTM; mais par souci de transparence, les taux mensuels sont fournis dans le tableau 4 ci-dessous. Ces valeurs figurent également à l'article 7 des rapports mensuels de la SIERE.

Tableau 4 : Crédit mensuel de compensation lié au raccordement des installations de production d'électricité axées sur les énergies renouvelables

Mois (2017)	Tarifs (\$/MWh)	Préliminaire / Définitif
Janvier	0,0196 \$	Définitif
Février	0,0221 \$	Définitif
Mars	0,0201 \$	Définitif
Avril	0,0234 \$	Définitif
Mai	0,0228 \$	Définitif
Juin	0,0219 \$	Définitif
Juillet	0,0203 \$	Définitif
Août	0,0207 \$	Définitif
Septembre	0,0221 \$	Définitif
Octobre	0,0226 \$	Définitif
Novembre	0,0215 \$	Définitif
Décembre	0,0195 \$	Préliminaire