

Note de service

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

Expéditeur : Todd Williams, Andy Tam

Date : Le 3 septembre 2015

Objet : Calcul du ^{nouveau}TDC (tarif direct au consommateur) définitif (2014) pour 115-230 kV

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 définitifs (2014) 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.

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 Ontario EB-2012-0031 émise par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») le 9 janvier 2014.

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 2014 ont été évalués pour la période de janvier à décembre 2014 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 ». 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 – Recovering the Cost of Renewable Energy Connections (en anglais seulement); le 22 juillet 2010.
<http://www.ieso.ca/imoweb/news/newsItem.asp?newsItemID=53000>

² Règlement de l'Ontario 330/09
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/imoweb/role/wholesaleCharges.asp>

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.

Le CMT est calculé de manière à refléter l'affectation de l'ajustement global aux participants du marché de gros selon un facteur de charge de 100 % en vertu du règlement modifié. Plus de précisions concernant la répartition de l'ajustement global sont communiquées dans la note de service de Navigant Consulting à la SFIEO daté du 7 juillet 2011, également affiché sur le site Web de la SFIEO.

L'affectation de l'ajustement global aux fins du calcul de CMT pour ce mémorandum a été déposée sans référence à l'arrêt de la justice Wilton-Siegel datée du 15 mars 2015 dans *N-R Power and Energy Corporation v. Ontario Electricity Corporation financière* qui est actuellement en appel devant la Cour d'appel de l'Ontario.

Méthodologie et résultats

Les valeurs du ^{nouveau}TDC définitif (2014) 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 (2014) pour 115-230 kV (cents par kWh)

Tension	Définitif 2013
115-230 kV	7,8825

Calcul du coût total du marché (CTM)

Le CTM définitif (2014) pour 115-230 kV est de 8,4965 cents/kWh, tel qu'indiqué au Tableau 2.

Tableau 2 : Calcul du CTM définitif (2014) 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
TAUX DU MARCHÉ														Moyenne pondérée
PHEO	c/kWh	6,144	7,853	7,659	3,231	1,696	2,728	2,249	2,064	1,406	0,618	1,515	2,019	3,2389
FSMG	c/kWh	0,657	1,003	0,829	0,496	0,609	0,579	0,509	0,462	0,467	0,384	0,488	0,532	0,5819
Tx réseau	\$/kW/m	3,820	3,820	3,820	3,820	3,820	3,820	3,820	3,820	3,820	3,820	3,820	3,820	3,820
Tx branchement	\$/kW/m	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820
Tarif direct au consommateur	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	0,700
Ajustement global (Catégorie A)	c/kWh	0,904	0,932	(0,011)	3,028	3,958	3,645	3,747	4,000	4,518	5,504	5,012	4,701	
CALCUL DU COÛT TOTAL DU MARCHÉ														
Coût total du marché par mois	c/kW/mois	6 717	7 511	7 292	5 831	5 645	5 974	5 825	5 840	5 569	5 826	6 019	6 380	
Coût total du marché par an	c/w/kWh/an													74 429
CTM = coût total du marché	c/kWh													8,4965

Calcul du nouveau TDC (2014) pour 115-230 kV

Le nouveau TDC définitif (2014) 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 2012 à décembre 2014 inclusivement, selon le nombre de jours dans chaque période, et ii) le nouveau TDC définitif (2013) pour 115-230 kV. Le nouveau TDC définitif (2014) pour 115-230 kV s'élève à 7,8825 cents/kWh, tel qu'indiqué au Tableau 3.

Tableau 3 : Calcul du nouveau TDC définitif (2013) pour 115-230 kV

	Définitif 2011	Définitif 2012	Définitif 2013	Définitif 2014
PHEO moyen annuel	3,0152	2,2805	2,4980	3,2389
CTM (P)				
Actuel, selon les PHEO, FSMG réels, les tarifs réglementés, le rabais estimatif, etc.	7,2933	7,1351	8,0178	8,4965
nouveau TDC	7,7539	7,7539	7,7539	
nouveau TDC définitif = le plus élevé de :				
i) CTM moyen (2012, 2013, 2014)		7,8825		
ii) nouveau TDC définitif (2013)		7,7539		
nouveau TDC définitif (2014)				7,8825

Tous les documents corroborant les valeurs utilisées dans le calcul figurant dans cette note de service sont mis à la disposition du public par l'entremise de la SIERE, de la CEO et de Hydro One Networks.

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.

Veillez 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 d'administration de l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) (montant en \$/MWh, tel qu'établi par la CEO);
7. le crédit mensuel de compensation lié au raccordement des installations de production d'électricité axées sur les énergies renouvelables.

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 (2014)	Tarifs (\$/MWh)	Préliminaire / Définitif
Janvier	0,1215 \$	Définitif
Février	0,1371 \$	Définitif
Mars	0,1298 \$	Définitif
Avril	0,1501 \$	Définitif
Mai	0,1528 \$	Définitif
Juin	0,1450 \$	Définitif
Juillet	0,1416 \$	Définitif
Août	0,1426 \$	Définitif
Septembre	0,1526 \$	Définitif
Octobre	0,1526 \$	Définitif
Novembre	0,1446 \$	Définitif
Décembre	0,1367 \$	Définitif