

Note de service

À : Kenneth Russell, Conseiller juridique, Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

De : Stephen Cartwright CFA

Date : Le 20 avril 2006

Objet : Calcul du nouveau TDC (Tarif direct au consommateur) définitif (2005)

Introduction

La SFIÉO est tenue de calculer et de publier le nouveau TDC définitif (2005) dès que les données sur le marché sont finalisées. Le moment de l'octroi du rabais relatif aux producteurs non-prescrits de l'OPG (le « rabais ONPA ») a récemment été changé, ce qui veut dire que les données définitives du marché pour 2005 sont disponibles plus tôt que les années précédentes. Ces changements apportés au rabais ONPA sont expliqués en plus de détails dans la note de service intitulée « Calcul du CTM – l'ajustement global et le rabais relatif aux producteurs non prescrits de l'OPG » qui vient d'être mise à jour.

La présente met à jour les valeurs de CTM avec l'information récemment publiée sur le rabais ONPA pour la période allant du 1^{er} avril 2005 au 31 décembre 2005, donnant ainsi un nouveau TDC définitif (2005).

Méthodologie et Résultats

Les valeurs du nouveau TDC définitif (2005) pour 115kV et 230kV sont données au Tableau 1. À moins que des changements ne soient apportés à la structure des taux réglementés pour les clients directement branchés à 115kV et 230kV, dorénavant, le nouveau TDC devrait être le même pour les deux niveaux de tension. Cette note donne les calculs du nouveau TDC séparément pour les différents niveaux de tension; par contre, les notes suivantes pourraient ne donner qu'un seul calcul.

Tableau 1 : Valeurs du nouveau TDC définitif (2005) pour 115kV et 230 kWh

Tension	Définif de 2005
115 kV	6,4410
230 kV	6,4410

Calcul du CTM

Le calcul du coût total du marché (CTM) définitif (2005) pour 115kV et 230kV est de 7,1982 cents/kWh, comme l'indique le Tableau 2. Veuillez remarquer que pour toutes les années subséquentes à 2002, les valeurs du CTM pour 115kV et 230kV sont les mêmes, fondées sur la structure actuelle des tarifs réglementés.

Tableau 2 : Calcul du CTM final pour 115kV et 230kV (2005)

		Janv.	Févr.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Total
STATISTIQUES MENSUELLES														Moyenne
TAUX DU MARCHÉ														
PHEO	c/kWh	5,790	4,958	5,987	6,193	5,305	6,599	7,605	8,824	9,370	7,592	5,825	7,977	6,8354
FSGM	c/kWh	0,474	0,410	0,482	0,619	0,490	0,601	0,791	0,915	0,707	0,678	0,544	0,594	0,6088
Tx réseau	\$/kW/m	2,830	2,830	2,830	2,830	2,830	2,830	2,830	2,830	2,830	2,830	2,830	2,830	
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	
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	
Rabais BPPR	c/kWh	(0,878)	(0,894)	(0,894)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rabais ONPA	c/kWh				(0,652)	(0,652)	(0,652)	(0,652)	(0,652)	(0,652)	(0,652)	(0,652)	(0,652)	
Ajustement global	c/kWh	0,144	0,278	0,201	(0,540)	(0,155)	(0,706)	(1,231)	(1,782)	(2,137)	(1,166)	(0,357)	(1,482)	
CALCUL DU COÛT TOTAL DU MARCHÉ														
Coût total du marché par mois	c/kWm	5,000	4,029	5,183	4,915	4,597	5,075	5,731	6,320	6,116	5,686	4,728	5,675	
Coût total annuel du marché	c/w/kWhan													63,057
CTM= coût total du marché	c/kWh													7,1982

Calcul du nouveau TDC pour 115kV

Le nouveau TDC définitif (2005) pour 115kV est de 6,4410 cents/kWh, tel que l'indique le Tableau 3; il représente le plus élevé des montants suivants : (i) la moyenne du CTM pour 115kV pour les six semestres allant de janvier 2003 jusqu'à décembre 2005 inclusivement, selon le nombre de jours dans chaque période, et (ii) le nouveau TDC définitif (2004).

Tableau 3 : nouveau TDC définitif (2005) pour 115kV

	Définitif de 2002	Définitif de 2003	Définitif de 2004	Définitif de 2005
TDC réglementé(P)@ 115kV	5,7369			
PHEO moyen annuel	5,2013	5,4236	4,995	
CTM (P)				
Actuel, selon les PHEO, FSGM réels, les tarifs réglementés, le rabais estimatif, etc.	6,1295	6,0820	6,0428	7,1982
TDC	5,8678	5,9828	6,0848	
nouveau TDC définitif (2005) = le plus élevé :				
i) du CTM moyen (2003, 2004, 2005)		6,4410		
ii) du nouveau TDC (2004)		6,0848		
Donnant un nouveau TDC intérimaire (2005) de				
nouveau TDC provisoire (2006)				6,4410

Calcul du nouveau TDC pour 230 kV

Le nouveau TDC définitif (2005) pour 230kV est de 6,4410 cents/kWh, tel que l'indique le Tableau 4; c'est le plus élevé des montants suivants : (i) la moyenne du CTM pour 230kV pour les six semestres allant de janvier 2003 jusqu'à décembre 2005 inclusivement, selon le nombre de jours dans chaque période, et (ii) le nouveau TDC définitif (2004).

Tableau 4 : nouveau TDC définitif (2005) pour pour 230kV

	Définitif de 2002	Définitif de 2003	Définitif de 2004	Définitif de 2005
TDC réglementé(P)@ 230kV	5,6848			
PHEO moyen annuel	5,2013	5,4236	4,995	
CTM (P) Actuel, selon les PHEO, FSGM réels, les tarifs réglementés, le rabais estimatif, etc.	6,1121	6,0820	6,0428	7,1982
TDC	5,8272	5,9597	6,079	
nouveau TDC définitif (2005) = le plus élevé :				
i) du CTM moyen (2003, 2004, 2005) 6,4410				
ii) du TDC (2002) 6,0790				
Donnant un nouveau TDC définitif (2005) de				6,4410

Les documents corroborant les valeurs utilisées dans les calculs indiqués dans cette note sont tous mis à la disposition du public par le biais de la SIGMÉ, de la CÉO et de Hydro One Networks.

Ce qu'il faut savoir sur le TDC

Un grand nombre de CAÉ conclus avec des PPÉ contiennent des dispositions prévoyant une révision annuelle des prix contractuels fondée sur le tarif direct aux clients de Hydro One (« TDC »). Depuis l'ouverture du marché, moment auquel le TDC a cessé d'exister, il s'est avéré nécessaire d'établir un indice de remplacement. Le Conseil d'administration de la SFIÉO a approuvé le remplacement du TDC dans les CAÉ conclus entre la SFIÉO et les producteurs privés d'électricité (PPÉ) sur la base indiquée dans l'avant-projet de document de travail daté du 24 juin 2002 préparé par le comité de travail composé de représentants de la SFIÉO et de l'IPPSO (le « document de travail »). L'indice de remplacement est fondé sur le 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) indiquées dans ce document sont calculées conformément au *document de travail*, pour l'année P.

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

1. les frais de règlement de la hausse horaire (*Hourly uplift settlement charges*) (montant en \$/MWh tiré des données de la SIGMÉ établies comme étant 'définitives');
2. les frais de la hausse mensuelle (*Monthly uplift charges*) (montant en \$/MWh tiré des données de la SIGMÉ établies comme étant 'définitives');
3. les frais d'administration de la SIGMÉ (montant en \$/MWh déterminé par la CÉO);
4. la protection des tarifs aux consommateurs d'électricité en milieu rural ou en région éloignée (montant en \$/MWh déterminé par la CÉO);

Étant fondés sur les frais de règlement de la hausse horaire non définitifs, les frais de service du marché de gros publiés dans les rapports mensuels de la SIGMÉ (actuellement l'article 8 de ce rapport) n'entrent pas dans le calcul du CTM.

À l'ouverture du marché, la structure des rabais octroyés dans le cadre de l'Entente sur l'atténuation de l'emprise du marché (l'EAEM) s'appliquait à tous les consommateurs ontariens et c'est pourquoi elle fait partie du calcul du ^{nouveau}TDC. Le projet de loi 210 a remplacé le rabais octroyé par l'EAEM par le rabais plus évident octroyé dans le cadre du plan dit « Business Protection Plan Rebate » (BPPR) dans la mesure où les consommateurs sont concernés. Le rabais octroyé par l'EAEM entrait dans les calculs du CTM pour la période allant du 1^{er} mai 2002 au 31 avril 2003, tandis que celui octroyé par le BPPR faisait partie des calculs du CTM des périodes subséquentes.

Le mécanisme des rabais a été à nouveau modifié et le calcul du CTM a été actualisé pour en tenir compte. 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 l'ajustement global. L'ajustement global tient compte de la différence entre le total des paiements effectués à des producteurs détenant un contrat (y compris les PPÉ et les producteurs soumissionnaires), les contrats de réduction de la charge et les producteurs de l'OPG réglementés (les producteurs prescrits) ainsi que tout revenu compensatoire. 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 temporaire relatif aux producteurs non prescrits de l'OPG (le « rabais ONPA »). Pour avoir d'autres détails sur ces nouveaux rabais et la façon dont ils sont traités dans le calcul du coût total du marché, consulter la lettre adressée par Navigant Consulting à la SFIÉO datée du 20 avril 2006 qui est affichée dans le site Web de cette dernière.