

Calcul du nouveau TDC pour 115 kV et 230 kV

Le nouveau TDC définitif (2007) pour 115 kV et 230 kV est de 6,8616 cents/kW, tel qu’indiqué au Tableau 3; il représente le plus élevé des montants suivants : i) la moyenne du CTM pour 115 kV et 230 kV pour les six semestres allant de janvier 2005 à décembre 2007 inclusivement, selon le nombre de jours dans chaque période, et ii) le nouveau TDC définitif (2006).

Tableau 3 : Calcul du nouveau TDC définitif (2007) pour 115 kV et 230 kV

	Définitif 2005	Définitif 2006	Définitif 2007
PHEO moyen annuel	6,8354	4,6383	4,7806
CTM (P)			
Actuel, selon les PHEO, FSMG réels, les tarifs réglementés, le rabais estimatif, etc.	7,1982	6,6721	6,7143
Dernier semestre du CTM de 2005	7,7575		
nouveau TDC (115 kV)	6,4410	6,6377	
nouveau TDC (230 kV)			
nouveau TDC définitif (2007) = le plus élevé de :			
i) CTM moyen (2005, 2006, 2007)	6,8616		
ii) nouveau TDC (2006)	6,6377		
Par conséquent, le nouveau TDC définitif (2007) s'établit à :			6,8616

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 Commission de l’énergie de l’Ontario (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 clients (« 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 l’IPPSO. 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 donné¹ :

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 mensuelle (montant en \$/MWh tiré des données de la SIERE établies comme étant « définitives »);
3.

les frais d’administration de la SIERE (montant en \$/MWh déterminé par la CEO);
4.

la protection des tarifs aux consommateurs d’électricité en milieu rural ou en région éloignée (montant en \$/MWh, tel qu’établi par la CEO);
5.

les frais d’administration de l’Office de l’électricité de l’Ontario (OEO) (montant en \$/MWh, tel qu’établi par la CEO).

Les frais de service du marché de gros publiés dans les rapports mensuels de la SIERE (actuellement l’article 8 de ce rapport) n’entrent pas dans le calcul du CTM car ils sont calculés à partir des frais de règlement de la hausse horaire non définitifs.

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 CTM. Le projet de loi 210 a remplacé le rabais consenti par l’EAEM par un rabais plus

¹ Depuis janvier 2007, les frais de service du marché de gros comprennent également les droits payables à l’Office de l’électricité de l’Ontario (« OEO »). Pour l’exercice 2006, les droits payables à l’OEO ont été acquittés à partir des fonds excédentaires provenant des montants versés au titre des contrats de détaillants.

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 de rabais a de nouveau été modifié et le calcul du CTM 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 (rabais « ONPA »). Pour obtenir de plus amples détails sur ces nouveaux rabais et la façon dont ils sont traités dans le calcul du coût total du marché, consultez la mise à jour adressée par Navigant Consulting à la SFIEO en date du 20 avril 2006, qui est affichée dans le site Web de la SFIEO.