

## Note de service

**À :** Ken Russell - Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

**De :** Stephen Cartwright

**Date :** 27 avril 2006

**Objet :** **\*\*Mise à jour\*\***  
**Calcul du CTM – l'ajustement global et le rabais relatif aux producteurs non prescrits de l'OPG**

### Introduction

Le rabais octroyé dans le cadre de l'Entente sur l'atténuation de l'emprise du marché (EAEM) était une structure transitoire mise en place en vertu de la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* dans le but de dissuader l'OPG d'exercer son emprise sur le marché. Le rabais octroyé dans le cadre de l'EAEM s'appliquait à compter du 1<sup>er</sup> mai 2002 jusqu'au 30 avril 2003 et il a été inclus dans le calcul du Coût total du marché (le « CTM ») comme indice de remplacement du Tarif direct au consommateur (le <sup>nouveau</sup>TDC). Le 1<sup>er</sup> mai 2003, le rabais octroyé dans le cadre de l'EAEM a été remplacé par celui, plus transparent, octroyé dans le cadre du plan dit « Business Protection Plan Rebate » (« BPPR ») après le dépôt du projet de loi 210, *la loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*.

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 OPG réglementés (les producteurs prescrits) ainsi que tout revenu de marché compensatoire. L'ajustement global est calculé et payé chaque mois et peut être positif ou négatif.

L'ajustement global comprenant maintenant de nombreux producteurs de l'OPG qui étaient autrefois couverts par le rabais octroyé dans le cadre de l'EAEM, la structure de ce rabais a été changée et s'appelle maintenant le rabais relatif aux producteurs non-prescrits de l'OPG (« le rabais ONPA »). En février dernier, le gouvernement de l'Ontario annonçait qu'il maintenait le rabais relatif aux producteurs non-prescrits jusqu'au 30 avril 2009. Initialement, le rabais était prévu comme un paiement unique devant être versé à la fin d'une période de 13 mois commençant le 1<sup>er</sup> avril 2005 et se terminant le 30 avril 2006, il sera maintenant calculé selon une formule variant avec le temps et les périodes de paiement seront plus fréquentes.

Pour la période allant du 1<sup>er</sup> avril 2005 jusqu'au 31 décembre 2005, le rabais est calculé selon la formule suivante<sup>1</sup>.

Paiement = la somme de toutes les heures [(PHEO – 47 \$) x (ONPA) (puissance fournie) x 0,85]

Pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2006 au 30 avril 2006 le paiement est calculé comme suit :

Paiement = la somme de toutes les heures [(PHEO – 47 \$) x (ONPA (puissance fournie) x 0,85)] + [EP(prix) – 52 \$) x EP (quantité)]

Pour la période allant du 1<sup>er</sup> mai 2006 au 30 avril 2007, l'OPG octroiera des rabais trimestriels calculés comme suit :

Paiement = la somme de toutes les heures [(PHEO – 46 \$) x (ONPA (puissance fournie) x 0,85)] + [EP(prix) – 51 \$) x EP (quantité)]

Pour la période allant du 1<sup>er</sup> mai 2007 au 30 avril 2008, l'OPG octroiera des rabais trimestriels calculés comme suit :

Paiement = la somme de toutes les heures [(PHEO – 47 \$) x (ONPA (puissance fournie) x 0,85)] + [EP(prix) – 52 \$) x EP (quantité)]

Pour la période allant du 1<sup>er</sup> mai 2008 au 30 avril 2009, l'OPG octroiera des rabais trimestriels calculés comme suit :

Paiement = la somme de toutes les heures [(PHEO – 48 \$) x (ONPA (puissance fournie) x 0,85)] + [EP(prix) – 53 \$) x EP (quantité)]

- Le PHEO étant le prix horaire de l'énergie de l'Ontario (PHEO) pour chaque heure de la période
- ONPA (puissance fournie) étant la somme de la production d'un producteur non-prescrit de l'OPG au cours de chaque heure de la période (ajustée afin de tenir compte des volumes vendus par l'entremise de contrats d'option de taux transitoire et de contrats à terme en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005) et les volumes vendus par l'entremise des enchères-pilotes.
- Les producteurs non-prescrits de l'OPG sont les producteurs d'Ontario Power Generation Inc., à l'exclusion de la centrale de Lennox, qui ne sont pas des producteurs prescrits en vertu de l'article 78.1 de *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* telle qu'elle a été modifiée par la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. (Les producteurs prescrits de l'OPG sont Beck, Saunders, Decew, Pickering A, Pickering B et Darlington).
- EP sont les enchères-pilotes administrées par l'Office de l'électricité de l'Ontario au cours du premier trimestre de 2006, comprenant une quantité limitée de puissance fournie par les producteurs non-prescrits de l'OPG, dont les ventes ont commencé le 1<sup>er</sup> avril 2006.
- EP (quantité) sont la quantité de puissance en MWh fournie par les producteurs non-prescrits de l'OPG, vendue par l'entremise des enchères-pilotes administrées par l'Office

---

<sup>1</sup> Source pour toutes les formules – décret 141/2006

de l'électricité de l'Ontario au cours du premier trimestre de 2006, dont les ventes ont commencé le 1<sup>er</sup> avril 2006.

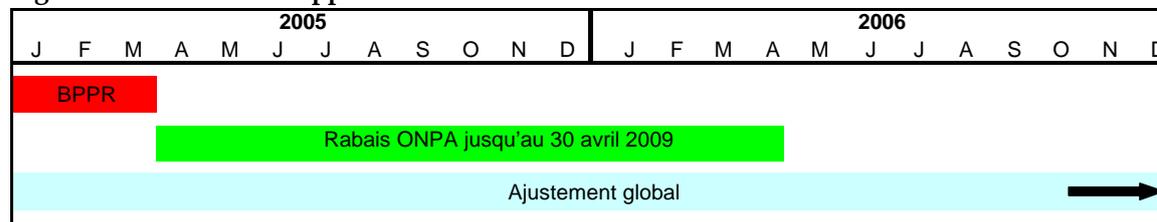
- EP (prix) sont le prix des enchères en \$ par MWh réalisé pour la quantité limitée de puissance fournie par les producteurs non-prescrits de l'OPG, vendue par l'entremise des enchères-pilotes administrées par l'Office de l'électricité de l'Ontario au cours du premier trimestre de 2006, dont les volumes de vente ont commencé le 1<sup>er</sup> avril 2006.

### Changements proposés au calcul du Coût total du marché (CTM)

L'ajustement global a commencé le 1<sup>er</sup> janvier 2005, chevauchant en fait le BPPR dont le dernier paiement a été effectué au milieu de 2005 pour le dernier trimestre de la période allant du 1<sup>er</sup> mai 2004 jusqu'au 31 mars 2005. Au cours de la période de chevauchement, allant du 1<sup>er</sup> janvier 2005 au 31 mars 2005, l'ajustement global ne comprenait que le coût des contrats administrés, les producteurs prescrits de l'OPG n'étant pas encore réglementés.

Pour la période de chevauchement du premier trimestre de 2005, le CTM était calculé à l'aide d'une combinaison du BPPR et de l'ajustement global. Depuis le 1<sup>er</sup> avril, 2005 le BPPR ne sert plus à calculer le CTM mais il est remplacé par l'effet combiné de l'ajustement global et du rabais ONPA. Il est prévu de mettre fin au rabais ONPA après le 30 avril 2006 pour ne tenir compte que de l'ajustement global dans le calcul du CTM. Le tableau suivant récapitule l'échéancier de la mise en place de ces rabais.

Figure 1 – Calendrier d'application des rabais



### Source et disponibilité des données

La SIGMÉ publie l'ajustement global pour chaque mois dans son rapport mensuel sur le marché (article 7) et publie les chiffres réels en vertu du projet de loi 100, renseignements que l'on peut consulter dans les liens suivants :

[http://www.ieso.ca/imoweb/b100/b100\\_ga.asp](http://www.ieso.ca/imoweb/b100/b100_ga.asp)

[http://www.ieso.ca/imoweb/b100/b100\\_marketRebates.asp](http://www.ieso.ca/imoweb/b100/b100_marketRebates.asp)

La SIGMÉ a confirmé que les résultats du mois le plus récent pour l'ajustement global sont une estimation et ceux de tous les mois précédents sont définitifs. Donc, les chiffres mensuels définitifs pour l'ajustement global devraient être disponibles entre six et huit semaines après la fin du mois.

Toujours dans l'article 7 du rapport mensuel sur le marché de la SIGMÉ se trouve une estimation intérimaire de la valeur du rabais ONPA pour le mois précédent. La valeur exacte du rabais devrait être publiée après la fin de chaque période du rabais ONPA. Donc, les calculs continus du CTM seront fondés sur le rabais de la période allant de janvier au 30 avril 2006 plus les rabais trimestriels estimatifs et définitifs continus subséquents tels qu'ils sont fournis par la SIGMÉ.

Le calendrier général d'application du calcul intérimaire du CTM et du nouveau TDC tel qu'il est donné dans le document du groupe de travail IPPSO/SFIÉO ne devrait pas changer. Toutefois, le nouveau TDC définitif pourrait être disponible un peu plus tôt que les années précédentes. Navigant Consulting propose que l'information sur le nouveau TDC définitif soit publiée régulièrement au mois de mai de l'année suivante en supposant que la SIGMÉ et l'OPG suivent un échéancier similaire à celui des données de 2005 diffusé cette année.

### Changements proposés au calcul du CTM

Le tableau servant à calculer le CTM a déjà été actualisé afin de tenir compte des différentes sources de rabais sur la période commençant en janvier 2005 ce qui permettra une application jusqu'en avril 2009. Le tableau ci-après comprend les changements proposés tels qu'ils sont décrits ci-dessus, à l'aide des chiffres donnés à titre indicatif pour 2005 :

**Tableau 1 – Changements proposés au calcul du CTM à l'aide de chiffres donnés à titre indicatif**

		Janv.	Févr.	Mar	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept	Oct.	Nov.	Déc.	Total
<b>EXEMPLES DE TAUX DU MARCHÉ-2005</b>														<b>Moyenne</b>
PHEO	c/kWh	5,500	5,500	5,500	4,500	4,500	6,000	6,000	5,500	4,500	4,500	5,500	5,500	5,2500
FSGM	c/kWh	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,4000
Tx réseau	\$/kWmth	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	
Tx branchement	\$/kWmth	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	
TDC	c/kWh	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	
Rabais BPPR	c/kWh	(0,700)	(0,700)	(0,700)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ajustement global	c/kWh	(0,400)	(0,400)	(0,400)	0,500	0,500	(1,000)	(1,000)	(1,000)	(1,000)	0,500	0,500	(0,100)	
Rabais ONPA	c/kWh				(0,500)	(0,500)	(0,500)	(0,500)	(0,500)	(0,500)	(0,500)	(0,500)	(0,500)	
<b>CALCUL DU COÛT TOTAL DU MARCHÉ</b>														
Coût total du marché par mois	c/kWmth	4,457	4,193	4,457	4,397	4,531	4,397	4,531	4,159	3,317	4,531	5,117	4,829	
Coût total annuel du marché	c/kWmth													52 918
CTM = coût total du marché	c/kWh													<b>6,0243</b>

Il est tenu compte des changements proposés au calcul du TMC dans le calcul du nouveau TDC intérimaire de 2005 publié en été 2005.