

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**DEMANDE RELATIVE AUX OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ
INTERRUPTIBLE ET D'UTILISATION DES GROUPES
ÉLECTROGÈNES DE SECOURS**

R-3678-2008

MÉMOIRE D'OPTION CONSOMMATEURS

PRÉPARÉS PAR ECONALYSIS CONSULTING SERVICES

12 SEPTEMBRE 2008

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	4
1.1 Contexte	4
1.2 Bilan d'utilisation.....	5
2. MARCHÉS DE RÉFÉRENCE ET BALISES	6
2.1 Marché de référence pour la puissance	7
2.2 Marché de référence pour l'énergie	9
2.3 Conclusions	11
3. MODIFICATIONS PROPOSÉES	12
3.1 Réévaluation du taux de réserve applicable	12
3.2 Simplification de la structure du crédit variable	14
4. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	17
ANNEXE 1	18

MANDAT

Option consommateurs (« OC ») a confié à Econalysis Consulting Services le mandat d'évaluer la demande d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité relative aux modifications proposées aux options d'électricité interruptible et de lui faire des recommandations sur les sujets d'importance pour la promotion et la défense des droits et des intérêts des consommateurs résidentiels et des ménages à faible revenu.

1. INTRODUCTION

1.1 Contexte

Le 28 juillet 2008, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (HQD) dépose à la Régie de l'énergie (Régie) une demande visant à faire modifier certaines dispositions des tarifs des options d'électricité interruptible. HQD dispose de trois options d'électricité interruptible lesquelles sont décrites plus amplement à la section 1.1 ci-dessous.

Les modifications proposées touchent les conditions auxquelles l'électricité peut être interrompue et la valeur des crédits offerts pour chacune des options ainsi que la structure tarifaire de deux de ces trois options, soit l'électricité interruptible grande puissance et l'utilisation des groupes électrogènes de secours.

Deux facteurs incitent le Distributeur à apporter les modifications qu'il propose. Il y a, en premier lieu, l'utilisation du modèle FEPMC, en complément au modèle MARS, qui permet d'évaluer de façon plus détaillée le facteur d'équivalence entre l'achat de produits UCAP et l'électricité interruptible.¹

En deuxième lieu, il y a la volonté d'offrir aux clients participants des modalités d'utilisation adaptées à leurs besoins et contraintes de manière à conserver un certain niveau de puissance interruptible à son bilan en puissance.

OC est sensible aux préoccupations d'HQD et accueille favorablement toute stratégie qui puisse améliorer la situation – toutefois, à un prix juste et raisonnable pour l'ensemble de la clientèle.

Notamment, OC croit qu'il est très important, dans la détermination du crédit fixe, que la Régie intervienne pour protéger les intérêts des consommateurs qui n'ont pas été présents lors des négociations, et dont les intérêts ne semblent pas avoir été adéquatement représentés.

¹ HQD-1, document 1, pages 8-9 et HQD-1, document 2.

Les sections qui suivent exposent les préoccupations d'OC à cet égard et nos conclusions sont formulées à la section 4.

1.2 Bilan d'utilisation

Le bilan d'utilisation de l'Option ÉI, entrée en vigueur en 2006, indique que le Distributeur a eu recours à cette option à plusieurs reprises au cours de la pointe 2006-2007 et que son utilisation fut plus limitée lors de la période de pointe suivante. Le nombre d'heures d'interruption par client est plus de trois fois plus élevé pour la pointe 2006-2007 (62 à 68 heures) que pour la pointe 2007-2008 (10 à 22 heures).²

Les coûts d'utilisation de l'Option ÉI pour les deux derniers hivers auront été de près de 15 \$M, dont les deux-tiers pour la pointe 2006-2007 (9,9 \$M). Ce montant de 10 \$M représente également la portion attribuable au crédit fixe pour ces deux hivers.

Une vingtaine de clients du Distributeur participent à l'Option ÉI d'année en année pour une contribution effective allant de 650 MW à 830 MW selon l'année.³

L'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours (Option GÉ) a été introduite en 2006⁴ et présente les mêmes modalités d'utilisation que l'Option ÉI. À cet effet, l'option offre le même niveau de crédits fixe et variable que l'Option ÉI.

Cette option n'est toutefois pas très populaire auprès de la clientèle, le Distributeur n'ayant pu compter sur aucun client pour la période 2007-2008.⁵

L'option d'électricité interruptible moyenne puissance (Option MP) a également été introduite en 2006 et vise à offrir une option de remplacement pour les clients qui étaient auparavant aux tarifs

² HQD-1, document 1, pages 21-23.

³ Dossier R-3648-2007, HQD-3, document 7, page 11, réponse 7.1, tableau R-7.1.

⁴ Dossier R-3603, décision D-2006-149, 26 octobre 2006.

⁵ HQD-1, document 1, page 52.

MR et BT.⁶ Cette option, à l'instar de l'Option GÉ, n'est guère populaire auprès des clients admissibles.⁷

2. MARCHÉS DE RÉFÉRENCE ET BALISES

L'option d'électricité interruptible en vigueur de 2003 à 2006 n'offrait qu'un crédit variable par interruption et la valeur du crédit offert était d'un minimum de 30 ¢/kWh ou le prix de l'énergie sur le marché DAM du NYISO si ce dernier était plus élevé.

Avec la révision introduite au dossier R-3603-2006, le Distributeur doit composer avec une structure tarifaire pour l'Option ÉI qui s'apparente à la structure de coûts à laquelle il fait face pour des achats de court terme.⁸ D'une part, le crédit fixe s'aligne sur le prix de la puissance que le Distributeur doit réserver sur le marché UCAP via des transactions bilatérales ou des appels d'offres et, d'autre part, le crédit variable reflète le prix de l'énergie qu'il doit se procurer en sus de la puissance lorsque requis.⁹

La valeur du crédit fixe reflète le prix payé pour de la puissance comparable soit un produit UCAP ajusté pour tenir compte des contraintes d'utilisation associées à l'Option ÉI. Le taux de réserve de 30 % constitue cet ajustement et est appliqué à la puissance nominale totale offerte par les clients.

La valeur du crédit variable reflète le prix de l'énergie sur le marché NYISO pour les heures où les prix sont les plus élevés pendant la période d'hiver. Ce prix de référence est réduit du tarif applicable aux clients du tarif L pour compenser la perte de revenus encourue, faute de vente, par HQD lors des interruptions.

⁶ Dossier R-3579-2005, décision D-2006-34, 28 février 2008, pages 79-80.

⁷ HQD-1, document 1, page 15.

⁸ Dossier R-3603-2006, décision D-2006-149, 26 octobre 2006, pages 4-5.

⁹ Dossier R-3603-2006, HQD-2, document 3, pages 10-11, réponses 10 a et b.

La Régie a reconnu le bien-fondé d'une structure de prix pour l'Option ÉI basée sur une structure de coûts de produits similaires et comparables construite à partir de marchés de référence dans sa décision D-2006-149 au dossier R-3603-2006.

Le Distributeur propose de maintenir cette approche et précise dans sa preuve que :

Les conditions de marchés n'ayant pas fluctué de façon appréciable depuis 2006, le Distributeur propose ainsi de conserver le prix de référence du UCAP pour la période d'hiver qui est de 10\$/kW et le prix de référence du DAM qui donne un crédit variable de 12 ¢/kWh.

Les sections qui suivent traitent de ces marchés et des prix de référence.

2.1 Marché de référence pour la puissance

Dans le dossier R-3603-2006, le Distributeur indiquait que le prix de référence de 10 \$/kW (ou 2,50 \$/kW-mois) utilisé aux fins d'établir le crédit fixe offert aux clients était le résultat de l'ensemble des transactions bilatérales ou appels d'offre pour la période 2005-2006,¹⁰ soit une quarantaine de transactions effectuées dans le cadre des appels d'offres A/O 2005-01 et A/O 2005-02 ainsi que les achats sous dispense.¹¹

Dans ce dernier dossier, le taux de change retenu était de 1,15 \$CAN/\$US¹² ce qui permet d'extrapoler un prix d'environ 8,70 \$US/kW (ou 2,175 \$US/kW-mois).

Dans le présent dossier, le Distributeur indique que les prix transigés lors des encans mensuels de UCAP sur le marché de New York ont été de 2 \$US/kW pour les périodes de pointes 2006-2007

¹⁰ Dossier R-3603-2006, HQD-2, document 3, pages 10-11, réponse 10.

¹¹ HQD-2, document 4, page 9, tableau R-5.2.

¹² Dossier R-3603-2006, HQD-2, document 7, page 15, réponse 16.4.

et 2007-2008 alors que ses achats pour ces mêmes périodes se situaient plutôt à 2,81 \$US/kW-mois.¹³

Un examen sommaire¹⁴ des résultats des encans mensuels de UCAP du NYISO pour ces périodes indique plutôt que ce prix moyen se situe sous les 2 \$US soit entre 1,80 et 1,85 \$US du kW-mois.¹⁵ En utilisant un taux de change plus contemporain de 1,05 \$CAN/\$US, soit une moyenne des taux de change présentés par le Distributeur dans son dossier tarifaire 2009,¹⁶ le prix moyen de produit UCAP se situe autour de 2 \$CAN/kW-mois ce qui représente un écart de 50 ¢ avec la balise que le Distributeur propose de retenir.

Toutefois, ce prix de référence ne représente que le prix du produit UCAP alors que la balise devrait aussi tenir compte des coûts que le Distributeur devra encourir pour en assurer le transit jusqu'à sa charge, comme il le précise en réponse à la demande de renseignements de l'ACEF de Québec :¹⁷

Au moment de conclure un contrat d'approvisionnement en puissance de type UCAP, le Distributeur s'assure que la puissance pourra être acheminée vers la charge. À cet effet, le Distributeur réserve une capacité d'importation ferme sur certaines interconnexions.

Ainsi, la balise qui devrait servir de référence pour le prix de la puissance se doit d'inclure un montant pour le transit. Pour le moment, les données au présent dossier ne permet pas d'apprécier le montant que la portion transit pourrait représenter dans le cadre du prix de référence.

¹³ HQD-2, document 1, page 4, réponse 2.1.

¹⁴ Voir l'Annexe 1.

¹⁵ La première valeur de 1.80 \$US reflète la moyenne pondérée des prix alors que la deuxième valeur représente la moyenne (arithmétique) des prix seulement.

¹⁶ Dossier R-3677-2008, HQD-1, document 2.1, page 3 (tableau). La valeur exacte est de 1.04 \$CAN/\$US.

¹⁷ HQD-2, document 2, page 6, réponse 6b.

En réponse à la demande de renseignements d'OC,¹⁸ le Distributeur présente une mise-à-jour de l'ensemble de ses transactions bilatérales ou appels d'offre pour le produit UCAP depuis 2005-2006. On note que la plupart des transactions se font en septembre à l'exception de la dernière période (2007-2008) où le Distributeur s'est procuré une certaine quantité de puissance sous dispense d'appel d'offres en décembre sur le marché du NYISO.

Cet achat tardif était devenu nécessaire avec la suspension de la production d'électricité à la centrale Bécancour de TransCanada Energy (TCE) à partir du 1^{er} janvier 2008.¹⁹ Le moment et les conditions d'achat (sous dispense) expliquent probablement le fait que le prix moyen des achats du Distributeur pour la période 2006-2007 et 2007-2008 soit plus élevé que le prix moyen des encans UCAP pour cette même période.

C'est d'ailleurs ce qui ressort du dossier R-3673-2008 portant sur le renouvellement de l'entente visant la suspension de la production d'électricité de la centrale Bécancour de TCE dans lequel le Distributeur précise que l'écart de coûts constaté pour le remplacement de la puissance entre la projection 2007 et le réel 2008 est entièrement dû à un effet-prix.²⁰

2.2 Marché de référence pour l'énergie

Dans le cadre du précédent dossier traitant des options d'électricité interruptible, le Distributeur retenait un prix de 12 ¢/kWh pour établir le crédit variable offert aux clients. Cette balise correspondait grosso modo au prix moyen des 100 heures les plus élevées sur le marché de référence duquel il avait soustrait le prix du tarif L afin de compenser la perte de revenus. Le tarif L s'établissait alors à 2,56 ¢/kWh et le taux de change était de 1,15 \$CAN/\$US.

Le tableau ci-dessous présente une synthèse des prix moyens sur ce marché pour les heures où les prix sont le plus élevés pour les périodes de pointe de 2004-2005 à 2007-2008.

¹⁸ HQD-2, document 4, page 9, tableau R-5.2.

¹⁹ Dossier R-3649-2007, décision D-2007-149 et notes sténo., volume 1, 13 novembre 2007, page 299.

²⁰ Dossier R3673-2008, HQD-1, document 1, page 4, réponse 2.

Tableau 1 : Prix DAM du NYISO – Zone HQ (\$US/MWh)

Année	300 heures	100 heures	40 heures
2004-2005 ^{1 & 2}	85.0	104.9	124.4
2005-2006 ¹	115.7	133.7	148.4
2006-2007 ³	95.1	110.1	119.7
2007-2008 ³	119.3	141.4	157.2
Prix moyen	103.8	122.5	137.4

Notes:

- (1) Dossier R-3603-2006, HQD-2, doc. 3, p. 4, réponse 3 (révisé 2006-08-01);
- (2) La période 2004-2005 reflète seulement les prix des mois de janvier à mars 2005;
- (3) HQD-2, doc. 4, réponse 6.1 (fichier excel: Demande OC 6.1 & UMQ);

En utilisant le prix moyen des 100 heures les plus élevées (12,3 ¢US/kWh), le prix du tarif L projeté pour 2009²¹ (2,91 ¢/kWh) et un taux de change de 1,05 \$CAN/\$US, l'exercice produit une balise de 10 ¢/kWh.²² Ce qui représente un écart de 2 ¢/kWh avec la balise que propose le Distributeur.

Si on retient plutôt le prix moyen des 40 heures les plus élevées (13,7 ¢US/kWh), la balise s'établit à 11,5 ¢/kWh pour un taux de change à 1,05 \$CAN/\$US et à 12,2 ¢/kWh pour un taux de change de 1,10 \$CAN/\$US.

Une analyse de sensibilité du prix de référence aux différents taux de change montre que la balise de 12 ¢/kWh du Distributeur est légèrement supérieure aux résultats pour les 100 heures les plus élevées du DAM (entre 10 et 11 ¢/kWh).

²¹ Dossier R-3677-2008, HQD-12, document 2.

²² $12,3 \times 1,05 = 12,9$; $12,9 - 2,91 = 10,0$.

Tableau 2 : Analyse de sensibilité – Taux de change

	300 heures	100 heures	40 heures
	Prix moyen (¢US/kWh)		
	10.4	12.3	13.7
	Prix de référence (¢CAN/kWh)		
	Prix moyen – Tarif L		
Taux de change (\$CAN/\$US)			
1.15	9.0	11.2	12.9
1.10	8.5	10.6	12.2
1.05	8.0	10.0	11.5

À l'instar du prix de référence pour la puissance, la balise pour l'énergie doit également contenir un montant correspondant aux coûts de sortie. Le Distributeur évalue ces derniers à environ 0,6 ¢/kWh.²³ Ce qui porterait le prix de référence à près de 10,5 ¢/kWh.

2.3 Conclusions

Les analyses des sections précédentes démontrent que les balises proposées par le Distributeur, tant pour la puissance que pour l'énergie, sont plus élevées que les prix des marchés de référence qui devraient servir à déterminer ces balises.

OC considère que la différence entre les balises proposées et les prix de référence, tant pour l'énergie que pour la puissance, n'est pas suffisamment importante pour en justifier la révision dans le contexte actuel.

²³ Dossier R-3677-2008, HQD-2, document 2, page 33, lignes 15-17.

3. MODIFICATIONS PROPOSÉES

3.1 Réévaluation du taux de réserve applicable

Une des modifications proposées par le Distributeur ayant un grand impact sur les coûts des options d'électricité interruptible concerne la réévaluation du taux de réserve qu'il souhaite porter de 30 % à 15 %.

Selon le Distributeur, l'utilisation du modèle FEPMC, en complément au modèle MARS, permet d'évaluer de façon plus détaillée le facteur d'équivalence entre l'achat de produits UCAP et l'électricité interruptible.²⁴

En réponse à la demande de renseignements d'OC,²⁵ le Distributeur précise qu'il a effectué des simulations d'équivalence entre les deux moyens pour différentes quantités d'électricité interruptible et que les résultats demeurent relativement les mêmes.

Compte tenu de ces résultats, le Distributeur propose d'appliquer mécaniquement le nouveau taux de réserve au crédit fixe le portant de 7 \$/kW à 8,50 \$/kW.

OC soumet que la proposition du Distributeur résulterait en un tarif ni juste ni raisonnable. Par contre, OC ne conteste pas que la réserve associée à l'électricité interruptible puisse être de 15 %.

Il faut rappeler que le taux de réserve, ou le rabais, appliqué à la balise pour établir le crédit fixe représente essentiellement deux choses et non qu'une seule. La première étant la puissance qui puisse être vraisemblable interrompue (la capacité effective). La deuxième étant une réduction

²⁴ HQD-1, document 1, pages 8-9 et HQD-1, document 2.

²⁵ HQD-2, document 4, page 10, réponse 7.1.

du prix offert qui permette de capter la valeur moindre de l'électricité interruptible par rapport au produit UCAP compte tenu des contraintes qui y sont associées.

Le Distributeur s'exprime d'ailleurs ainsi à ce sujet :²⁶

L'électricité interruptible présente des conditions d'utilisation plus contraignantes que celles liées aux achats de UCAP. [...] Ces contraintes augmentent le risque de ne pas avoir accès au service au moment précis où le Distributeur en a besoin. L'achat de UCAP ne présente pas ces contraintes et pourrait être utilisé avec toute la flexibilité requise, si le besoin se présentait.

Dans le dossier R-3603-2006, le Distributeur illustre encore mieux notre propos lorsqu'il affirmait que :²⁷

Cette réserve vise à refléter les caractéristiques du service offert par les clients qui lui confèrent une valeur moindre relativement au produit UCAP. En effet, bien que les deux moyens aient des coûts d'utilisation qui se comparent, l'utilisation de l'option d'électricité interruptible est beaucoup plus limitée.

Il n'existe pas de méthode, telle une formule, qui permettrait d'établir de façon mécanique la valeur de l'électricité interruptible par rapport au produit UCAP. Il s'agit plutôt d'une appréciation qui se doit d'être guidée par les objectifs visés, les besoins identifiés et la contribution effective de l'option aux moyens d'approvisionnement du Distributeur.

Vu d'un autre angle, le prix de référence et le taux de réserve (celui retenu pour les fins du bilan en puissance) sont utiles pour déterminer le prix plafond de l'option. C'est-à-dire que le tarif offert à la clientèle demeure concurrentiel par rapport aux autres moyens disponibles sur le marché dans la mesure où il n'en coûte pas plus cher pour se procurer un service équivalent.

²⁶ HQD-1, document 1, page 9, lignes 13-16.

²⁷ Dossier R-3603-2006, HQD-1, document 1, page 14, lignes 1-5.

Dans le contexte actuel, OC considère que le taux de réserve applicable au crédit fixe devrait représenter tout au plus 80 % du prix de référence en puissance. Ainsi, le crédit fixe se situerait à 8 \$/kWh.

Cette proposition nous apparaît plus intéressante que celle du Distributeur pour les raisons suivantes. D'une part, elle reflète la contribution plus importante de l'option au bilan en puissance du Distributeur que ce qui était historiquement considéré. Elle permet d'offrir une rémunération plus élevée à des clients qui, en bout de piste, n'ont pas à encourir des frais supplémentaire pour participer à l'option.

D'autre part, la clientèle visée par ces options a, contrairement au reste de la clientèle du Distributeur, le choix ou non de participer. Le reste de la clientèle aura à assumer les coûts fixes des options interruptibles que le Distributeur s'en servent ou pas. L'augmentation du crédit fixe de 7 \$ à 8,50 \$ représente une hausse de plus de 20%. Pour une capacité effective de 750 MW, cela se traduit par une augmentation de plus d'un million de dollars. Il est donc essentiel de considérer cet impact au moment de déterminer le montant du crédit offert à la clientèle interruptible.

3.2 Simplification de la structure du crédit variable

La proposition du Distributeur de remplacer les deux tranches du crédit variable par une seule tranche de 12 ¢/kWh a également un impact important sur le coût de l'option selon les plages d'utilisation. Le tableau ci-dessous illustre ces impacts pour des plages d'utilisation de 20, 40 et 60 heures – plages d'utilisation qui nous paraissent les plus probables.

Tableau 3 : Comparaison des coûts des options – bloc de 750 MW

	<u>Actuelle</u>	<u>Proposée</u>		<u>Écart</u>
Crédit fixe	\$5,250,000	\$6,375,000	21%	\$1,125,000
Crédit variable 20 heures	\$1,200,000	\$1,800,000	50%	\$600,000
Total 20 heures	\$6,450,000	\$8,175,000	27%	\$1,725,000
Crédit variable 40 heures	\$2,400,000	\$3,600,000	50%	\$1,200,000
Total 40 heures	\$7,650,000	\$9,975,000	30%	\$2,325,000
Crédit variable 60 heures	\$4,650,000	\$5,400,000	16%	\$750,000
Total 60 heures	\$9,900,000	\$11,775,000	19%	\$1,875,000

Comme on peut le constater, les propositions du Distributeur ont un impact significatif sur le coût de l'Option ÉI faisant augmenter le coût de l'option de plus de 25 % pour les plages d'utilisation au-dessous de 40 heures.

Afin d'isoler l'impact du passage de deux à une tranche pour le crédit variable sur les coûts de l'option, le tableau qui suit présente l'évolution du coût total en considérant le même crédit fixe pour les deux options, soit 7 \$/kW.

On remarque que l'impact sur le coût total est particulièrement important (plus de 10 %) pour les plages de 25 à 50 heures d'utilisation.

Tableau 4 : Comparaison des coûts unitaires des options (¢/kWh)

Heures d'interruption	Option actuelle		Option proposée		Écart
	Crédit variable	Coût total	Crédit variable	Coût total	
0	0.0	7.0	0.0	7.0	0%
5	0.4	7.4	0.6	7.6	3%
10	0.8	7.8	1.2	8.2	5%
15	1.2	8.2	1.8	8.8	7%
20	1.6	8.6	2.4	9.4	9%
25	2.0	9.0	3.0	10.0	11%
30	2.4	9.4	3.6	10.6	13%
35	2.8	9.8	4.2	11.2	14%
40	3.2	10.2	4.8	11.8	16%
45	4.0	11.0	5.4	12.4	13%
50	4.7	11.7	6.0	13.0	11%
55	5.5	12.5	6.6	13.6	9%
60	6.2	13.2	7.2	14.2	8%
65	7.0	14.0	7.8	14.8	6%
70	7.7	14.7	8.4	15.4	5%
75	8.5	15.5	9.0	16.0	4%
80	9.2	16.2	9.6	16.6	2%
85	10.0	17.0	10.2	17.2	1%
90	10.7	17.7	10.8	17.8	1%
95	11.5	18.5	11.4	18.4	0%
100	12.2	19.2	12.0	19.0	-1%

OC considère que la structure à deux tranches est préférable à la proposition du Distributeur. D'une part, une telle structure permet une progression plus constante du coût total et, d'autre part, assure une meilleure conciliation des intérêts des différentes clientèles notamment en limitant la croissance des coûts au départ, ce qui est au bénéfice de la clientèle (ferme) du Distributeur et offre une compensation plus importante aux clients interruptibles après un certain nombre d'heures.

4. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

OC est préoccupée par les propositions du Distributeur en ce qui a trait au taux de réserve à retenir pour déterminer le crédit fixe de l'option (de 7 \$ à 8,50 \$/kW) et la modification de la structure du crédit variable (passage de deux à une tranche).

En ce qui concerne le taux de réserve à retenir pour le crédit fixe, OC recommande de limiter ce taux à un maximum de 80 % du prix de référence;

En ce qui concerne la contribution effective des options interruptibles; OC ne conteste pas la valeur de 85 % obtenue à partir des simulations FEPMC;

En ce qui concerne la structure du crédit variable, OC recommande de maintenir la structure actuelle, soit deux tranches de valeur différente, la première étant moins élevée que la seconde;

En ce qui concerne les prix de référence, OC considère que ces derniers reflètent toujours les conditions de marché et qu'il y a lieu de les maintenir à leur niveau actuel comme le propose le Distributeur.

ANNEXE 1

Tableau 1 : Résultats des encans mensuels de UCAP du NYISO – Zone HQ (2006-2007)

Mois de l'encan		2006-2007					
		Nov.	Déc.	Jan.	Fév.	Mars	Avr.
Nov.	Qté. octroyée (MW)	130	-	-	-	400	400
	Prix (\$US/kW - Mois)	1.75 \$	-	-	-	2.07 \$	2.01 \$
Déc.	Qté. octroyée (MW)	-	66	-	-	47	47
	Prix (\$US/kW - Mois)	-	2.25 \$	-	-	1.50 \$	1.50 \$
Jan.	Qté. octroyée (MW)	-	-	-	-	53	53
	Prix (\$US/kW - Mois)	-	-	-	-	1.80 \$	1.80 \$
Fév.	Qté. octroyée (MW)	-	-	-	123	185	166
	Prix (\$US/kW - Mois)	-	-	-	2.60 \$	1.80 \$	1.76 \$
Mars	Qté. octroyée (MW)	-	-	-	-	0	-
	Prix (\$US/kW - Mois)	-	-	-	-	1.74 \$	-

Source: http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_selection.do

Tableau 2 : Résultats des encans mensuels de UCAP du NYISO – Zone HQ (2007-2008)

Mois de l'encan		2007-2008					
		Nov.	Déc.	Jan.	Fév.	Mars	Avr.
Nov.	Qté. octroyée (MW)	411	29	29	29	-	-
	Prix (\$US/kW - Mois)	1.90 \$	1.93 \$	2.01 \$	1.99 \$	-	-
Déc.	Qté. octroyée (MW)	-	150	-	-	-	-
	Prix (\$US/kW - Mois)	-	1.99 \$	-	-	-	-
Jan.	Qté. octroyée (MW)	-	-	-	-	-	-
	Prix (\$US/kW - Mois)	-	-	-	-	-	-
Fév.	Qté. octroyée (MW)	-	-	-	-	-	-
	Prix (\$US/kW - Mois)	-	-	-	-	-	-
Mars	Qté. octroyée (MW)	-	-	-	-	600	300
	Prix (\$US/kW - Mois)	-	-	-	-	1.50 \$	1.33 \$

Source: http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_selection.do