

MÉMOIRE DE L'UNION DES CONSOMMATEURS

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

R-3603-2006

**DEMANDE D'APPROBATION DES DISPOSITIONS TARIFAIRES APPLICABLES
AUX OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LA CLIENTÈLE GRANDE
PUISSANCE ET D'UTILISATION DES GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS**

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

31 JUILLET 2006

Introduction

Dans sa preuve, Hydro-Québec Distribution (« le Distributeur ») rappelle qu'elle « *devra faire face à des besoins en puissance au cours des prochaines années qui varieront de 500 à 700 MW à moyen terme [et] qu'ils seront de plus de 1 000 MW dès la pointe d'hiver 2008-2009.* » Le Distributeur précise de plus que l'on doit ajouter à ces besoins en puissance l'impact des conditions climatiques qui peut entraîner des variations importantes de la demande à très court terme.¹

Le Distributeur dispose de différents moyens pour satisfaire ses besoins en puissance incluant les besoins de réserve pour faire face aux divers aléas. Certains font appel aux marchés alors que d'autres font appel à la clientèle. Les options d'électricité interruptible constituent des moyens faisant appel à la clientèle.

Dans le présent dossier, le Distributeur propose le renouvellement de l'option d'électricité interruptible pour la clientèle grande puissance (« option GP ») selon de nouvelles modalités. Le Distributeur propose également l'introduction d'une option d'utilisation des groupes électrogènes de secours (« option GES »).

L'option GP est en vigueur depuis le 3 décembre 2003 et a été reconduite pour deux ans le 14 octobre 2004.² Le 28 février 2006, la Régie acceptait l'introduction d'une nouvelle option interruptible : l'option d'électricité interruptible pour la clientèle moyenne puissance (« option MP »).³

Si la Régie acceptait les demandes du Distributeur dans le dossier en l'instance, ce dernier pourrait disposer, à court terme, de trois options d'électricité interruptible.

Intérêt pour les options d'électricité interruptible

Les options d'électricité interruptible sont des moyens intéressants d'assurer la fiabilité d'approvisionnement des clients du Distributeur. Différentes raisons expliquent l'intérêt à disposer de telles options.

Avant la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec, l'électricité interruptible permettait de retarder ou d'éviter la construction d'équipements de production de pointe. On sait que ce genre d'équipement de production est généralement coûteux et qu'il est plus souvent qu'autrement de source thermique. Dans ces circonstances, l'électricité interruptible avait des avantages économiques et environnementaux.

Dans le contexte actuel, l'électricité interruptible continue de jouer son rôle quant à la gestion de la pointe, mais elle s'ajoute également au portefeuille de moyens à la disposition du Distributeur pour répondre à ses besoins en puissance.

¹ HQD-1, doc. 1, p. 5.

² Voir les décisions D-2003-224 (R-3518-2003) et D-2004-213 (R-3538-2004).

³ D-2006-34 (R-3579-2005).

Pour l'Union des consommateurs (« UC »), l'option d'électricité interruptible est intéressante parce qu'elle vient justement bonifier le portefeuille de moyens à la disposition du Distributeur pour lui permettre d'alimenter de façon fiable les consommateurs québécois (la charge locale). D'une part, cette option est particulièrement intéressante parce qu'elle pourrait éviter le recours à des moyens ultimes comme le délestage cyclique de la charge locale lors d'aléas climatiques extrêmes ou lors de défaut de livraison des fournisseurs du Distributeur.

D'autre part, la puissance interruptible est prévisible (puisque les clients ont l'obligation d'interrompre leur consommation sur demande du Distributeur) et, ce faisant, elle peut être considérée au bilan en puissance du Distributeur.

Finalement, le Distributeur pourrait également faire usage de l'électricité interruptible dans la mesure où elle s'avérerait plus économique que les autres moyens d'approvisionnement à sa disposition comme les achats de court terme.⁴

Pour UC, l'enjeu en l'instance est de déterminer s'il est opportun de renouveler l'option GP selon les modalités proposées par le Distributeur et d'introduire l'option GES selon ces mêmes modalités tel que le demande le Distributeur.

Constats du Distributeur quant à l'option GP actuelle

Dans sa preuve, le Distributeur indique que le coût d'utilisation élevé de l'option GP actuellement en vigueur la positionne loin dans la séquence de ses moyens de gestion et c'est ce qui explique sa faible utilisation. Compte tenu de cette faible utilisation, les clients interruptibles ont été peu appelés à s'interrompre et n'ont obtenu qu'une faible compensation pour le service qu'ils offrent.⁵

Puisque l'adhésion des clients à l'option d'électricité interruptible est principalement conditionnée par les bénéfices qu'ils anticipent retirer de l'option et que les bénéfices obtenus n'ont pas été à la hauteur des anticipations, il en résulte que des clients n'ont pas renouvelé leur participation à l'option au cours des dernières années.⁶

Outre l'effritement constaté depuis l'introduction de l'option GP en 2003 (réduction de près de 160 MW), le Distributeur relève que les clients participants ne reçoivent aucune compensation financière lorsque le Distributeur n'a pas recours à leurs services alors qu'ils doivent quand même supporter des coûts fixes pour être en mesure de répondre à leur engagement.⁷

Rappelons que l'option actuelle n'offre qu'un crédit variable de 30 ¢/kWh (c'est-à-dire qui s'applique selon l'utilisation) sans aucun revenu fixe garanti pour les clients participants. La

⁴ HQD-2, doc. 6, pp. 8-9, réponses 3.1 et 3.2. Voir également R-3579-2005, HQD-14, doc.1, p. 60, réponse 32.2.

⁵ HQD-1, doc. 1, p. 9, lignes 12-24 et p. 10, lignes 1-2.

⁶ HQD-2, doc. 6, p. 4, réponse 1.1 (a) et p. 6, réponse 1.3.

⁷ HQD-1, doc. 1, p. 10, lignes 2-6.

valeur du crédit avait été établie de concert avec les clients participants de sorte qu'elle reflète leurs coûts de gestion et la valeur économique de la perte de production subie.⁸

En somme, selon le Distributeur, les modalités de l'option actuelle ne répondent plus aux attentes des clients ce qui entraîne un certain effritement du nombre de participants et de la puissance interruptible souscrite. Cet effritement réduit la disponibilité des moyens à la disposition du Distributeur.

Afin de répondre aux attentes des clients et aux besoins du Distributeur, ce dernier propose de renouveler l'option GP selon de nouvelles modalités, soit une formule avec un crédit fixe et un crédit variable.

La proposition du Distributeur

Modalités relatives aux conditions d'application des options interruptibles

Devancement de la période d'adhésion

Le Distributeur souhaite devancer la période d'adhésion des clients à l'option GP du 1^{er} novembre au 1^{er} septembre de chaque année. Ce changement offrirait une plus grande marge de manœuvre à ce dernier.⁹

Pour l'option GES, le Distributeur souhaite fixer la date d'adhésion des clients au 1^{er} novembre 2006 pour l'hiver 2006-2007 et au 1^{er} septembre pour les années suivantes.¹⁰

Autres modalités relatives aux conditions d'application des options interruptibles

Quant aux autres modalités relatives aux conditions d'application des options interruptibles (préavis et période d'interruption, défaut, etc.)¹¹, certaines des modifications que le Distributeur propose d'apporter au texte des *Tarifs et conditions* augmenteraient la flexibilité des options d'électricité interruptible. D'autres modifications permettraient de simplifier ou d'adapter les options à la réalité de la clientèle ou du Distributeur.

Modalités relatives aux crédits

Traitement équivalent de l'option GP et de l'option GES

Les modalités relatives aux crédits que propose le Distributeur pour l'option GP seraient les mêmes que pour l'option GES. Le Distributeur justifie un tel traitement par le fait que le préavis d'interruption et les autres modalités proposées pour l'option GES seraient les mêmes, à toute fin pratique, que pour l'option GP et que les kilowatts évités ont la même valeur.¹²

⁸ HQD-1, doc. 1, p. 6, lignes 10-12.

⁹ HQD-1, doc. 1, p. 10 et HQD-2, doc. 5, pp. 7-8, réponse 6.

¹⁰ HQD-1, doc. 1, p. 24, lignes 6-12.

¹¹ HQD-1, doc. 1, pp. 15-17.

¹² HQD-1, doc. 1, p. 24, lignes 1-5.

A priori, il nous semble qu'il y a plusieurs similarités entre les deux options quant aux modalités tarifaires pour qu'elles obtiennent un traitement équivalent. Toutefois, nous croyons que l'option GP est supérieure à l'option GES dans la mesure où le Distributeur peut obtenir, en un seul préavis, plus de puissance interruptible avec l'option GP qu'avec l'option GES. Par exemple, si le Distributeur devait avoir recours à environ 200 MW de puissance interruptible pour une seule période de cinq (5) heures, il pourrait certainement les obtenir de deux ou trois clients participant à l'option GP. Ce qui ne serait probablement pas le cas pour la clientèle participant à l'option GES.

Sur un autre plan, les groupes électrogènes de secours peuvent avoir des délais d'avis d'utilisation et des conditions techniques d'approvisionnement différents de ceux de l'option Grande puissance.

Pour ces raisons, pratiques et économiques, le traitement quant à la valeur des crédits devrait être différent pour les deux options.

Structure des crédits

Le Distributeur propose de compenser les clients par un crédit fixe selon la puissance interruptible souscrite¹³ et un crédit variable à l'utilisation (pour un maximum de 100 heures).

Le crédit fixe vise à offrir un revenu fixe garanti aux clients participants afin de les compenser pour les mesures mises en place afin de respecter leur engagement.¹⁴ Pour chaque kW interruptible souscrit, le Distributeur offre le prix moyen de la puissance qu'il a payé en 2005-2006 duquel il soustrait une réserve de 30%. Le montant octroyé s'établit donc à 7 \$/kW.¹⁵

Quant au crédit variable, le Distributeur offre l'équivalent du prix moyen sur le marché DAM (Zone M) pour les 100 heures les plus élevées pour l'hiver 2005-2006, soit 12 ¢/kWh duquel on aura déjà soustrait le prix du tarif L.¹⁶

Remarquons qu'il ne s'agit pas des 100 heures de pointe du Distributeur mais bien des 100 heures « où le prix est le plus élevé, sur le marché DAM de New York. »¹⁷ À cet effet, il nous apparaît opportun de souligner que le prix moyen sur le marché DAM de New York pour les heures de pointes du Distributeur est constamment inférieur au prix moyen servant de base au Distributeur dans l'établissement du crédit variable.¹⁸

UC note par ailleurs que le crédit variable de 12,2 ¢/kWh se réalise dans la mesure où l'option est utilisée à son maximum, c'est-à-dire pour 100 heures d'utilisation.¹⁹

¹³ « Puissance interruptible souscrite » signifie la puissance interruptible inscrite au contrat.

¹⁴ HQD-1, doc. 1, p. 13, lignes 11-14.

¹⁵ HQD-1, doc. 1, p. 14, lignes 14-18.

¹⁶ Voir l'annexe en page 14 du présent mémoire.

¹⁷ HQD-2, doc. 6, p. 14, réponse 5.4 a).

¹⁸ Voir réponses du Distributeur à la question 3 d'OC (HQD-2, doc. 3, pp. 3-5).

¹⁹ HQD-2, doc. 1, p. 9, tableau 5.1 et HQD-1, doc. 1, p.17, tableau 4.

Afin de répondre aux besoins des clients participants quant à l'utilisation restreinte de l'option au-delà de 40 heures, le Distributeur propose une structure progressive en fixant le crédit à 8 ¢/kWh pour les 40 premières heures d'utilisation et à 15 ¢/kWh pour les 60 heures suivantes.²⁰

Le Distributeur précise, suite à une demande de renseignements de la Régie, que ce seuil a été retenu parce qu'il répond aux besoins les plus importants du Distributeur.²¹ Donc, ce seuil de 40 heures correspond au souhait des clients participants et satisfait les besoins de puissance de pointe les plus importants du Distributeur. Selon UC, ce seuil plus ou moins pratique constitue une référence utile à la comparaison des modalités actuelles et proposées par le Distributeur, ainsi qu'à l'élaboration des crédits fixes et variables.

Coûts d'utilisation

Compte tenu de la structure des crédits et de la valeur de ces derniers, le Distributeur aurait à assumer des charges fixes qu'il utilise ou non l'option. Ces charges fixes se situent à 7 000 \$ par MW souscrit (ou 7 \$ par kW souscrit).

Quant à la charge liée au crédit variable, elle varie selon l'utilisation, c'est-à-dire le nombre d'heures d'interruption d'électricité chez les clients participants. Pour un (1) MW, la charge est de 80 \$ pour une heure d'utilisation et de 12 200 \$ pour 100 heures d'utilisation.

Au tableau 5.1 de la pièce HQD-2, document 1 (p. 9), le Distributeur présente la ventilation des coûts par bloc de 5 heures d'utilisation.

Appréciation de la proposition du Distributeur

Appréciation des modifications aux conditions d'application

Les modifications demandées quant aux conditions d'application des options interruptibles (date d'adhésion, préavis et période d'interruption, défaut, etc.) étant suffisamment justifiées, UC appuie sans réserve les demandes du Distributeur portant sur les conditions d'application des options interruptibles.

Appréciation de la structure des crédits

Pour UC, l'électricité interruptible est un moyen intéressant de bonifier le portefeuille de moyens à la disposition du Distributeur pour combler ses besoins en puissance. Il s'agit également d'un moyen qui pourrait éviter le délestage cyclique de la charge locale lors d'aléas climatiques extrêmes. Dans un tel cas, on peut raisonnablement présumer que le délestage surviendrait le plus souvent en période de pointe hivernale et incommoderait bon nombre de consommateurs utilisant le chauffage électrique, bien plus que les autres sans chauffage électrique.

²⁰ HQD-1, doc. 1, p. 14, lignes 19-23 et p. 15, lignes 1-10.

²¹ HQD-2, doc. 1, pp. 11-12, réponse 8.1.

En ce sens, les options d'électricité interruptible peuvent être assimilées à une police d'assurance qui prémunirait la charge locale contre un délestage inopportun. En effet, la structure de crédits proposée par le Distributeur traduit, bien qu'imparfaitement, la structure d'une police d'assurance. C'est-à-dire qu'il a une charge fixe que l'on se serve ou non de l'option; un peu comme la prime d'une police d'assurance.

De plus, la structure de crédits proposée par le Distributeur permet également de reconnaître le service que les clients participants offrent. **Pour UC, il est raisonnable de compenser le client qui accepte qu'une partie ou tout son approvisionnement en électricité soit interrompu pour de courtes périodes.** Ce dernier doit effectivement assumer des coûts pour respecter ses engagements envers le Distributeur.²²

Ainsi, la structure à crédit fixe et variable permettrait de satisfaire à la fois les objectifs du Distributeur tout en répondant aux attentes des clients participants.

Les objectifs du Distributeur étant de freiner la baisse des quantités de puissance interruptible, d'accroître la contribution de cette option à la gestion de la pointe et de mieux positionner l'option dans la séquence des moyens à la disposition du Distributeur.

Quant aux clients participants, leurs attentes sont d'être compensés pour le service garanti qu'ils offrent et pour les coûts qu'ils doivent supporter pour la gestion de l'option. Ils souhaitent également une utilisation restreinte de l'option au-delà de 40 heures.

Cela dit, les modifications apportées par Hydro-Québec doivent également être acceptables pour l'ensemble de la clientèle du Distributeur. C'est dans ce sens que UC soumet à la Régie que la détermination des crédits fixes et variables des options interruptibles doit tenir compte de l'intérêt de l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

Appréciation de la valeur des crédits

Bien que nous soyons en accord avec la structure de crédits proposée par le Distributeur, nous sommes d'avis qu'il y a lieu de revoir la valeur des crédits proposés. D'une part, les charges fixes que le Distributeur aurait à défrayer, qu'il utilise ou non l'option, sont trop élevées.

Nous l'avons vu plus haut, selon les modalités proposées par le Distributeur, ce dernier aurait à assumer 7 \$ par kW inscrit, ce qui se traduit en une charge fixe de 7 M\$ pour un potentiel de 1 000 MW. Le tableau suivant présente la valeur de la charge fixe selon différents potentiels de puissance interruptible souscrite.

²² HQD-1, doc. 1, p. 10 et HQD-2, doc. 1, pp. 7-8, réponse 4.1.

Tableau 1 : Charge fixe en fonction de la puissance interruptible souscrite

Puissance interruptible (MW)	250	500	750	1 000	1250
Puissance au bilan (MW)*	175	350	525	700	875
Charge fixe (en milliers de \$)	1 750	3 500	5 250	7 000	8 750

* : La puissance au bilan est calculée comme étant égale à 70 % de la puissance interruptible souscrite.

Ainsi, si le Distributeur n'avait pas recours à l'option, l'ensemble de sa clientèle aurait quand même à assumer une charge fort importante sans pour autant en tirer un avantage tangible. De plus, la charge fixe demeure très importante même si le Distributeur a recours à l'option d'électricité interruptible. C'est particulièrement le cas pour une utilisation de l'option inférieure à 40 heures.²³

Compte tenu de la faible possibilité de recourir à l'option d'électricité interruptible par Hydro-Québec et de l'importance des charges fixes dans un contexte de faible utilisation, UC ne peut souscrire à la proposition du Distributeur d'établir le crédit fixe à 7 \$/kW.

Il nous semble que la compensation financière offerte aux clients participants ne reflète pas la réalité économique de l'option pour ces derniers bien qu'elle puisse traduire le coût d'opportunité du Distributeur. D'ailleurs, le Distributeur confirme notre constat lorsqu'il affirme qu'il n'y a pas de lien direct entre les coûts engagés par les clients participants et le niveau de crédit fixe offert par le Distributeur:

En adhérant à l'option d'électricité interruptible, les clients engagent des coûts pour la gestion de l'option notamment pour la formation du personnel et la gestion des stocks. Par exemple, les séquences de la mise en arrêt d'un procédé de production doivent être bien établies et documentées pour ensuite former le personnel qui pourra exécuter les manœuvres suite à un avis d'interruption du Distributeur. [...]

Il n'y a pas de lien direct entre ces coûts et le niveau du crédit fixe, celui-ci ayant été établi à partir du coût pour le Distributeur d'acquiescer un service comparable sur les marchés tel qu'indiqué à la section 2.5.1 de HQD-1, Document 1.²⁴ (nous soulignons)

²³ Selon nos calculs, la charge fixe représente plus des deux tiers (2/3) du coût total pour toute utilisation inférieure à 43 heures d'utilisation.

²⁴ HQD-2, doc. 1, p. 8, réponse 4.1.

Pour UC, la compensation financière offerte aux clients participants devrait refléter plus adéquatement la réalité de l'option pour ces derniers tout en étant juste et raisonnable quant au service qu'ils offrent.

Ainsi, le crédit fixe devrait s'apparier aux coûts de gestion qu'engagent les clients participants qui acceptent qu'une partie de leur puissance soit interrompue et le crédit variable devrait traduire la valeur de la perte subie lors d'une interruption.

Il nous apparaît utile de rappeler un passage de la preuve du Distributeur relatif à la rentabilité de l'option pour la clientèle :

*La rentabilité nette de l'option pour les clients possédant un groupe électrogène de secours sera liée au prix du carburant diesel. En comparaison, pour les clients participant à l'option d'électricité interruptible, la rentabilité de l'option dépendra de la valeur économique de la perte de production subie lors des interruptions.*²⁵ (nous soulignons)

Nous croyons qu'il est raisonnable de présumer que les coûts de gestion devraient être moindre que la perte subie s'il y avait une quarantaine d'heures d'interruption. Donc, la compensation que le client obtient devrait traduire cet état de fait et, par conséquent, ce dernier devrait obtenir une compensation plus importante avec l'usage de l'option. Or, la valeur des crédits (fixe et variable) proposés par le Distributeur ne reflète pas cette situation.

En effet, la valeur des crédits établis par le Distributeur suggère que le client participant a des coûts de gestion aussi importants que la perte subie qu'à la 65^e heure d'utilisation. À ce seuil, le client participant obtient une compensation équivalente en crédit fixe et crédit variable. Ce dernier obtiendrait, à la 65^e heure, 7 \$ pour le kW mis en disponibilité et 7 \$ pour l'énergie interrompue.²⁶ À cette heure, le ratio « coût fixe / coût total » est de 50 %. Cela nous paraît disproportionné.

Le ratio « coût fixe / coût total » indique l'importance des coûts fixes de l'option par rapport à son coût total. Plus les coûts fixes sont importants, plus le ratio est élevé peu importe le nombre d'heures d'utilisation. Pour ce qui est des autres heures d'utilisation de l'option, le ratio « coût fixe / coût total » se situe à 69 % pour 40 heures d'utilisation (cas souhaité par les clients participants) et à 36 % pour 100 heures d'utilisation (cas d'interruption maximale selon les contrats envisagés).

Positionnement de l'option dans la séquence de moyens

Le Distributeur souligne que l'option actuelle est dispendieuse et qu'elle se positionne loin dans la séquence des moyens à sa disposition. C'est d'ailleurs le coût élevé de l'option qui fait qu'il l'utilise peu. L'option actuelle prévoit un crédit variable de 30 ¢ par kWh interrompu. Ce qui traduit un coût total unitaire constant de 30 ¢/kWh.

²⁵ HQD-1, doc. 1, p. 26, lignes 16-19.

²⁶ Plus précisément, le client obtiendrait 7 \$ en crédit fixe et 6,95 \$ en crédit variable.

Quant au positionnement de l'option interruptible proposée dans la séquence des moyens d'approvisionnement, l'opinion du Distributeur se résume comme suit:

De façon globale, [la] structure de prix [proposée] permettrait également au Distributeur de mieux positionner l'option dans la séquence des moyens à sa disposition pour la gestion de la pointe.²⁷

Il précise de plus :

[qu'une] résultante inhérente à la structure tarifaire proposée, soit un crédit sous forme fixe et variable, est l'espérance plus élevée d'interruption comparativement à l'option actuelle puisque le coût variable serait inférieur au coût variable minimum actuel de 30 ¢/kWh.²⁸

UC ne partage pas l'opinion du Distributeur sur cette question.

Selon nous, il est vrai que le crédit variable de l'option proposée est inférieur à l'option actuelle (8 et 15 ¢ par opposition à 30 ¢), mais il n'est pas approprié de ne comparer que le crédit variable des deux options (actuelle et proposée). Il nous apparaît plus adéquat de les comparer à partir de leur coût total et de leur coût total unitaire, où l'unité est l'heure d'utilisation. Pour l'option actuelle, le coût total unitaire est le même que le crédit variable puisqu'il ne s'agit que du seul élément « coût » de cette option.

Toutefois, pour l'option proposée, il faut tenir compte tant du crédit fixe que du crédit variable. En tenant compte des deux types de crédit, ces derniers engendrent un coût total unitaire dégressif (c'est-à-dire que le coût total unitaire diminue à chaque heure d'utilisation).

Bien que l'option proposée ait un coût total unitaire dégressif, son coût total unitaire est largement supérieur à l'option actuelle pour une faible utilisation. Il en est de même pour son coût total. En effet, pour la première heure d'utilisation, la nouvelle option a un coût en ¢/kWh de plus de 7 \$ (soit 708 ¢/kWh) et demeure au-delà de 75 ¢/kWh pour les dix premières heures d'utilisation. Le coût total unitaire de l'option proposée ne rejoint le coût total unitaire de l'option actuelle qu'à la 32^e heure d'utilisation.

Quant au coût total, l'option actuelle est moins dispendieuse tout au long des 32 premières heures d'utilisation que l'option proposée par le Distributeur.

Tableau 2 : Coûts d'utilisation des options actuelle et proposée, 5 à 30 heures

Heures d'utilisation	5	10	15	20	25	30
Coûts	(en \$ pour 1 kW)					
Option proposée	7,4	7,8	8,2	8,6	9,0	9,4
Option actuelle	1,5	3,0	4,5	6,0	7,5	9,0
Écart	5,9	4,8	3,7	2,6	1,5	0,4

²⁷ HQD-1, doc. 1, p. 15, lignes 8-10.

²⁸ HQD-2, doc. 1, pp. 11-12, réponse 8.1.

Dans ces conditions, il faut se demander dans quelle mesure les modalités de l'option proposée sont préférables à l'option actuelle. Si le Distributeur juge que l'option actuelle est dispendieuse à 30 ¢/kWh, et ce, pour toutes les heures d'utilisation, quelle est son opinion quant à l'utilisation de l'option proposée pour une plage de 10 ou 15 heures ?

Considérant ce qui précède, UC juge qu'il n'est pas opportun de renouveler l'option d'électricité interruptible pour la clientèle grande puissance selon les crédits proposés par le Distributeur

Proposition alternative

Nous avons précisé plus haut que nous souscrivions à la structure de crédits fixe et variable proposée par le Distributeur mais que la valeur de ces crédits ne nous apparaissait pas acceptable. Pour UC, la valeur du crédit fixe devrait être plus faible afin de limiter la charge qu'aurait à assumer la clientèle du Distributeur dans les cas où il ne ferait pas ou très peu (moins de 20 heures) usage de l'option d'électricité interruptible.

La valeur des crédits devrait également être revue afin de mieux traduire la réalité économique de l'option pour la clientèle participante tout en étant juste et raisonnable quant au service qu'elle offre.

Nous proposons de réduire le crédit fixe de 7 \$ à 3 \$ par kW, accompagné d'une augmentation du crédit variable à 18 ¢/kWh. Le crédit variable serait constant pour l'ensemble des heures d'interruption contrairement à la proposition du Distributeur quant à une structure progressive pour le crédit variable (8 ¢/kWh pour les premières 40 heures et 15 ¢/kWh pour les heures suivantes).

Nous avons établi la valeur des crédits (fixe et variable) afin que le coût total des deux options (l'option proposée par Hydro-Québec et notre alternative) soit le même pour un seuil d'utilisation de 40 heures, soit le seuil voulu par les clients participants et jugé important par le Distributeur.

De plus, la valeur des crédits que nous proposons fait en sorte que le client participant obtiendrait une part égale de crédit fixe et variable à la 17^e heure. Ce qui nous semble préférable à la proposition du Distributeur qui n'engendrerait une compensation équivalente pour les deux crédits qu'à la 65^e heure.

Le tableau ci-dessous illustre les résultats de notre proposition alternative par rapport à la proposition du Distributeur.

Tableau 3 : Comparaison des options proposées (UC et HQD)

Heures d'utilisation	Crédit fixe		Crédit variable		Coût total (unitaire)		Coût total pour 1 MW	
	UC (3\$/kW)	HQD (7\$/kW)	UC	HQD	UC	HQD	UC	HQD
	¢/kWh		¢/kWh		¢/kWh		\$	
0	-	-	-	-	-	-	3 000	7 000
5	60,0	140,0	18,0	8,0	78,0	148,0	3 900	7 400
10	30,0	70,0	18,0	8,0	48,0	78,0	4 800	7 800
15	20,0	46,7	18,0	8,0	38,0	54,7	5 700	8 200
20	15,0	35,0	18,0	8,0	33,0	43,0	6 600	8 600
25	12,0	28,0	18,0	8,0	30,0	36,0	7 500	9 000
30	10,0	23,3	18,0	8,0	28,0	31,3	8 400	9 400
35	8,6	20,0	18,0	8,0	26,6	28,0	9 300	9 800
40	7,5	17,5	18,0	8,0	25,5	25,5	10 200	10 200
45	6,7	15,6	18,0	8,8	24,7	24,3	11 100	10 950
50	6,0	14,0	18,0	9,4	24,0	23,4	12 000	11 700
55	5,5	12,7	18,0	9,9	23,5	22,6	12 900	12 450
60	5,0	11,7	18,0	10,3	23,0	22,0	13 800	13 200
65	4,6	10,8	18,0	10,7	22,6	21,5	14 700	13 950
70	4,3	10,0	18,0	11,0	22,3	21,0	15 600	14 700
75	4,0	9,3	18,0	11,3	22,0	20,6	16 500	15 450
80	3,8	8,8	18,0	11,5	21,8	20,3	17 400	16 200
85	3,5	8,2	18,0	11,7	21,5	19,9	18 300	16 950
90	3,3	7,8	18,0	11,9	21,3	19,7	19 200	17 700
95	3,2	7,4	18,0	12,1	21,2	19,4	20 100	18 450
100	3,0	7,0	18,0	12,2	21,0	19,2	21 000	19 200

Conclusions

L'analyse présentée dans ce mémoire permet à UC de prendre les positions suivantes :

- **UC est en faveur** du renouvellement de l'option d'électricité interruptible pour la clientèle grande puissance et de l'introduction de l'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours puisqu'elles offriraient une flexibilité accrue et viendraient bonifier les moyens à la disposition du Distributeur quant à la gestion de la demande de pointe de l'ensemble des consommateurs québécois (la charge locale);
- **UC est en faveur** d'une structure de crédits combinant des compensations fixes et variables aux clients participant aux options interruptibles, puisque cette structure permettrait de tenir compte à la fois de l'intérêt des participants et de celui des consommateurs québécois incluant les consommateurs résidentiels;
- **UC s'oppose** aux crédits proposés par le Distributeur car la faible possibilité de recourir aux options d'électricité interruptible impliquerait d'importantes charges fixes pour l'ensemble de la charge locale et ne reflète pas la réalité de l'option pour la clientèle participante;
- **UC propose** une solution alternative quant aux crédits de l'option GP ayant pour but de diminuer la valeur du crédit fixe et d'augmenter celle du crédit variable pour permettre un meilleur appariement entre les coûts à être assumés par les consommateurs québécois et la valeur économique de l'option d'électricité interruptible grande puissance;

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

ANNEXE : Calculs pour l'établissement du crédit variable

Prix DAM (Zone HQ): 100 heures les plus élevées 2005-2006

		Méthode no. 1	Méthode no. 2
a	Prix DAM (\$US/MWh)	133,21	133,21
b	Prix DAM (¢US/kWh)	13,32	13,32
c	Prix DAM (¢CAN/kWh)	15,32	
d	Tarif L (¢CAN/kWh)	2,56	
e	Tarif L (¢US/kWh)		2,94
f	Résultat no. 2 (b-e) en ¢US/kWh		10,38
g	Résultat no. 2 en ¢CAN/kWh		11,93
		(en ¢CAN/kWh)	
h	Résultat méthode no. 1 (c-d)	12,76	
i	Résultat méthode no. 2 (g)		11,93
j	Crédit variable	12,20	12,20
	Écart (h - j) ou (h - i)	0,56	-0,27

Sources:

Taux de change (1,15 \$CAN/\$US): HQD-2, doc. 7, p. 15, réponse 16.4;

Tarif L (2005-2006): HQD-2, doc. 3, pp. 11-12, réponse 11 c);

Prix DAM: HQD-2, doc. 3, p. 4, réponse 3 b);

Crédit variable proposé : HQD-1, doc. 1, p. 15 (ligne 1) et p. 17 (tableau 4).