

MÉMOIRE DE LA FCEI

DEMANDE RELATIVE AUX OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTRERUPTIBLE

Préparé dans le cadre du dossier

R-3891-2014

de la Régie de l'énergie

**Par
Antoine Gosselin**

**Pour
Fédération canadienne de l'entreprise indépendante**

Montréal, le 9 juillet 2014

Table des matières

1. La demande du Distributeur	3
2. L'effritement.....	5
3. La rentabilité de l'option du point de vue des adhérents à l'option	7
4. La rentabilité de la proposition du point de vue du Distributeur.....	9
5. Établissement du crédit fixe	11
6. Critères d'admissibilité à l'option en moyenne puissance	12
7. Constats et recommandations de la FCEI.....	13

1. La demande du Distributeur

Les tarifs et conditions du Distributeur prévoient la possibilité pour certains clients de s'interrompre lorsque le Distributeur leur en fait la demande contre rémunération. Il s'agit des options d'électricité interruptible pour les clientèles de grande et moyenne puissance. Le Distributeur utilise ces options pour gérer ses besoins en puissance.

Les clients qui adhèrent à ces options reçoivent une compensation fixe pour chaque kW de puissance qu'ils offrent d'interrompre à la demande du Distributeur (crédit fixe) et une compensation variable pour chaque kWh interrompu (crédit variable). D'autres paramètres encadrent les conditions d'interruptions. Pour la clientèle grande puissance, les tarifs et conditions au 1^{er} janvier 2014 prévoient des crédits fixe et variable de 8,50\$/kW et de 12,0¢/kWh respectivement. Pour la clientèle de moyenne puissance, les crédits correspondants sont de 6,00\$/kW et de 7,0¢/kWh. Ces taux sont en vigueur depuis le premier avril 2009.

Dans le présent dossier, le Distributeur propose d'offrir des conditions plus favorables aux adhérents, dont notamment, des compensations financières plus généreuses en plus d'offrir des options additionnelles. Il justifie cette demande par la crainte de voir s'effriter l'adhésion aux options si les conditions actuelles sont maintenues.

Le tableau suivant présente les paramètres principaux de l'offre actuelle et de l'offre proposée pour l'électricité interruptible grande puissance. On peut constater que la proposition du Distributeur se compose de deux options distinctes. L'option II prévoit une compensation moins importante que l'option I, mais des conditions d'utilisation moins contraignantes pour le client.

TABLEAU 3
COMPARAISON ENTRE LES MODALITÉS ACTUELLES ET LES MODALITÉS PROPOSÉES
CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE

Crédits/modalités	Actuels	Proposition	
		Option I	Option II
Crédit fixe (période d'hiver)	8,50 \$/kW	15,00 \$/kW	7,50 \$/kW
Crédits variables			
Un seul palier	12,0 ¢/kWh	s/o	20,0 ¢/kWh
20 premières heures	s/o	20,0 ¢/kWh	-
20 heures suivantes	s/o	25,0 ¢/kWh	-
60 dernières heures	s/o	30,0 ¢/kWh	-
Préavis			
Jours de semaine	2 heures	2 heures	
Jours de fin de semaine	2 heures	15h30 la veille	
Nombre maximal d'interruptions par jour	2	2	1
Délai minimal entre 2 interruptions	4 heures	4 heures	16 heures
Durée d'une interruption	4 à 5 heures	4 à 5 heures	
Nombre maximal d'interruptions par hiver	20	20	10
Durée maximale des interruptions par hiver	100 heures	100 heures	50 heures
Pénalité par kW de dépassement	0,70 \$/kW	1,25 \$/kW	0,60 \$/kW
Pénalité maximale par période d'interruption	2,80 \$/kW	5,00 \$/kW	2,50 \$/kW

À ces modifications, il faut notamment ajouter la possibilité d'effectuer des reprises toutes les nuits et toutes les fins de semaines de la période d'hiver au taux variable du tarif L. Les périodes de reprise se limitent actuellement à la deuxième nuit et à la fin de semaine suivant directement l'interruption et sont facturées au coût de l'électricité additionnelle. La proposition offre donc beaucoup plus de flexibilité au niveau des reprises.

De plus, le Distributeur propose de modifier le calcul du coefficient de contribution de façon à exclure un plus grand nombre d'heure à faible consommation du calcul.

Pour la clientèle de moyenne puissance, le Distributeur offre également deux options. La première est identique à l'option de la clientèle grande puissance. L'option II prévoit des compensations plus importantes que l'option I pour la clientèle grande puissance, mais des conditions d'utilisation généralement plus flexibles pour le Distributeur.¹

Afin d'alléger la discussion et à moins d'indications contraires, nous n'aborderons que l'option I et y référerons par « l'option d'électricité interruptible » ou alternativement « l'option ».

2. L'effritement

La FCEI comprend que la crainte du Distributeur de voir la puissance interruptible offerte diminuer est l'élément déclencheur des modifications proposées à l'option d'électricité interruptible. Selon le Distributeur, c'est en 2013-2014 que cet effritement aurait commencé à se manifester suite à des interruptions nombreuses et concentrées lors de l'hiver 2012-2013.

En effet, l'information disponible indique un intérêt soutenu des clients pour l'option jusqu'à l'hiver 2012-2013.² Bien que les MW effectifs sur cette période aient varié, ces variations étaient essentiellement dues à l'impossibilité physique pour certains clients de maintenir leur adhésion à des niveaux similaires ou par le rejet de certaines offres par le Distributeur. Entre les hivers 2009-2010 et 2011-2012 les clients ont été interrompus au maximum dix (10) heures par hiver.

Lors de l'hiver 2012-2013, une période très froide entre le 22 et le 25 janvier a entraîné un recours intensif aux options plus important que les années précédentes. L'année suivante, le Distributeur a observé une baisse de la puissance interruptible offerte qu'il attribue aux « difficultés éprouvées par certains clients, notamment du secteur des pâtes et papiers, pour répondre aux demandes d'interruption lorsque plusieurs périodes d'interruption consécutives ont lieu sur un nombre limité de jours » et à la crainte que cette situation se reproduise.³

Lors de l'hiver 2013-2014, plusieurs interruptions ont été nécessaires pour une deuxième année consécutive. Le Distributeur indique que suite à cela « certains clients ont indiqué

¹ Voir B-0004, p. 20 pour le détail de la proposition pour la clientèle de moyenne puissance.

² HQD-2, document 3, réponses à la question 1.1.

³ B-0004, HQD-1, document 1, p. 8

qu'ils remettaient en question leur participation à l'option pour l'hiver prochain considérant la rentabilité de celle-ci. »⁴

Bref, selon le Distributeur, la réduction de l'offre de puissance en 2013-2014 serait due à une baisse de la rentabilité qui serait elle-même le fait des interruptions fréquentes et rapprochées observées au cours des années précédentes.

Observation de la FCEI relativement à l'effritement

Bien que les explications de l'effritement offertes par le Distributeur paraissent plausibles, la FCEI note que des épisodes d'utilisation intensive de l'option sont déjà survenues par le passé. En 2006-2007, les clients ont été interrompus jusqu'à 68 heures ce qui est supérieur à l'utilisation en 2013-2014.⁵ Malgré cela, l'offre de puissance interruptible en 2007-2008 est demeurée stable.

« Pour l'hiver 2006-2007, 22 clients ont adhéré à l'option d'électricité interruptible pour un total de 745 MW effectifs. Pour l'hiver 2007-2008, 19 clients ont adhéré mais les quantités retenues ont diminué de 200 MW. Cette baisse entre la première et la seconde année provient du fait que le Distributeur n'a retenu que les quantités dont il avait besoin pour équilibrer son bilan offre-demande. Les clients avaient en effet offert sensiblement les mêmes quantités que l'année précédente, soit 750 MW. » (nous soulignons)

En 2007-2008, les interruptions ont atteint 22 heures. En 2008-2009, la puissance interruptible retenue était de 800 MW.

Ainsi, il n'y a pas eu d'effritement en 2007-2008 malgré des interruptions en 2006-2007 plus importantes que celles de 2013-2014. Il n'y a pas eu non plus d'effritement en 2008-2009, malgré les interruptions significatives des deux années précédentes.

La FCEI note qu'en termes d'interruptions, les années 2012-2013 et 2013-2014 sont assez semblables aux années 2006-2007 et 2008-2009 qui n'ont pas mené à un effritement de l'offre de puissance interruptible.

De plus, la FCEI note que la puissance effective en 2013-2014, soit 700 MW, n'est pas hors norme comparativement à celle des années 2009-2010 à 2012-2013. La FCEI prend bonne note des impressions du Distributeur suite aux échanges avec les clients industriels. Cela dit, elle constate que le Distributeur n'est pas en mesure de présumer des

⁴ B-0004, HQD-1, document 1, p. 9

⁵ R-3678-2008, HQD-1, document 1, p. 21, tableau A2.

intentions des clients si le tarif demeure inchangé. D'ailleurs, il n'affirme à aucun moment que les clients ne seront pas de retour, mais simplement que certains d'entre eux remettaient en question leur participation à l'option.

En somme, l'hypothèse d'effritement mise de l'avant par le Distributeur n'est appuyée d'aucune intention claire et définitive de la part des clients. S'il est possible que certains clients réduisent leur offre de puissance interruptible pour des raisons de rentabilité, rien ne garantit que ce sera le cas, et ce, même si l'option demeure inchangée.

De plus, la mise en place de modifications limitées aux conditions de reprise et au calcul du coefficient de contribution aurait un effet à la hausse sur la rentabilité de l'option du point de vue des clients⁶ et, par voie de conséquence, sur la puissance interruptible offerte toutes choses étant égales par ailleurs.

Rappelons que lors du dossier R-3678-2008, le Distributeur indiquait que « *certaines papetières pourraient offrir plus de puissance interruptible si elles avaient la possibilité de pouvoir reconstruire leur stock de pâtes plus rapidement. En effet, les périodes de reprise sont limitées aux fins de semaine suivant une journée où des interruptions ont eu lieu.* »⁷ Les modifications apportées aux conditions de reprises lors de ce dossier s'étaient limitées à permettre les reprises lors de la deuxième nuit suivant l'interruption alors que les conditions existantes ne le permettaient que la fin de semaine suivante. Il s'agissait d'une modification beaucoup moins fondamentale que ce qui est proposé aujourd'hui, soit de pouvoir effectuer les reprises à n'importe quel moment au cours de l'hiver.⁸ De plus, le fait de facturer les kWh repris au tarif L plutôt qu'au coût de l'électricité additionnelle peut entraîner des économies supplémentaires.

Finalement, la mise en place de l'option II devrait également contribuer à maintenir l'intérêt de certains clients ou à en attirer d'autres.

3. La rentabilité de l'option du point de vue des adhérents à l'option

En réponse à une question, le Distributeur rappelle

« qu'en mode planification, il ne prévoit aucune utilisation de l'option d'électricité interruptible, celle-ci étant un moyen de gestion de la pointe qui vise à couvrir les aléas à très court terme, dont les aléas climatiques.

⁶ B-0004, p. 9, lignes 2 à 13.

⁷ R-3678-2008, HQD-1, document 1, p. 7.

⁸ B-0013, p. 21.

Par ailleurs, l'utilisation de l'option d'électricité interruptible vient après l'utilisation du contrat patrimonial, des contrats de long terme, de l'utilisation du contrat cyclable et des achats sur les marchés de court terme. »⁹

Les données soumises par le Distributeur montrent que les interruptions coïncident avec les vagues de froid.¹⁰

Par définition, un aléa peut survenir ou pas. Le hasard peut faire que certaines années l'option soit fortement utilisée et que d'autres elle le soit moins. Ces aléas se sont concrétisés lors des hivers 2013 et 2014.

Aux dires du Distributeur, certains clients, à la lumière de l'utilisation de l'option durant l'hiver 2013-2014, pour un maximum de 57 heures d'interruption, remettraient en question leur participation à l'option pour l'hiver prochain considérant la rentabilité de celle-ci.

Pour un client, la rentabilité de l'option offrant une compensation essentiellement fixe ne peut pas être évaluée sur la base d'une ou deux années. Elle doit plutôt être évaluée sur un horizon de long terme. De par la nature fixe de la compensation, il se peut que certaines années l'option s'avère non rentable a posteriori. Toutefois, cela n'implique pas qu'elle soit non rentable a priori. Surtout, cela n'implique pas qu'un client serait avisé de retirer son offre de puissance.

Il est à noter que les hivers 2012-2013 et 2013-2014 ont tous deux été caractérisés par des vagues de froid particulièrement intenses. Trois vagues de froid ont sévi au cours de l'hiver 2013-2014. C'est au cours de ces vagues de froid que le Distributeur a fait appel aux interruptions. Un client raisonnable ne devrait pas anticiper des hivers semblables à répétition.

La FCEI juge particulièrement pessimiste l'évaluation du Distributeur selon laquelle « les clients risquent de prendre leur décision en tenant compte des pertes de production associées à un minimum de 60 heures d'interruption. »¹¹ Considérant l'historique d'interruption, un tel raisonnement impliquerait à toutes fins utiles une exigence de rentabilité systématique et engendrerait des pertes d'opportunités considérables de leur point de vue. La FCEI ne croit pas que les clients auront des exigences aussi élevées.

⁹ B-0013, p. 8.

¹⁰ HQD-2, document 2, p. 4.

¹¹ B-0013, p. 10

S'il pourrait paraître raisonnable pour les clients d'espérer qu'une option d'électricité interruptible soit systématiquement rentable année après année lorsque la portion variable de la structure de compensation est importante, il serait totalement déraisonnable d'avoir une telle exigence lorsque l'essentiel de la compensation est fixe.¹²

Offrir une compensation fixe qui garantit la rentabilité jusqu'à au moins 60 heures d'interruption impliquerait une compensation largement injustifiée (et déconnectée des coûts encourus par les clients du fait de leur participation à l'option) lors des hivers normaux ou chauds, lesquels sont plus susceptibles de survenir que les hivers du type de 2013-2014.

Le fait que les clients aient adhéré à l'option jusqu'à l'occurrence des hivers 2012-2013 et 2013-2014, nous assure d'une chose : le crédit fixe est suffisant pour assurer la rentabilité de l'option du point de vue des clients lorsqu'il y a peu ou pas d'interruptions. Si ce n'était pas le cas, ils n'auraient pas adhéré à l'option.

Par conséquent, si l'on cherche à assurer la rentabilité en toutes circonstances, il est inutile d'augmenter le crédit fixe. Il faut plutôt rééquilibrer les crédits en déplaçant la compensation du fixe vers la compensation variable et, si nécessaire, en augmentant (ou réduisant) la compensation globale via le crédit variable.

4. La rentabilité de la proposition du point de vue du Distributeur

La FCEI comprend des réponses du Distributeur qu'il n'a pas analysé la rentabilité de sa proposition. En effet, lorsque questionné sur l'existence de telles analyses, il répond¹³ :

« La seule alternative à l'option d'électricité interruptible consiste à acquérir de la puissance sur les marchés de court terme. Toutefois, la capacité de ces marchés est limitée en raison des contraintes associées aux interconnexions avec les marchés limitrophes.

Le Distributeur rappelle que la puissance interruptible lui procure des avantages indéniables. D'une part, en raison de la localisation dans la zone Québec, l'option d'électricité interruptible assure des approvisionnements qui ne sont pas sujets aux contraintes des interconnexions avec les réseaux voisins. D'autre part, en raison

¹² Les clients du tarif DT n'ont jamais eu une telle garantie.

¹³ B-0013, p. 16.

du délai de 2 heures, l'option permet de faire face aux aléas climatiques qui surviennent parfois à très court terme.

Par ailleurs, le Distributeur a indiqué dans sa preuve que le maintien du statu quo entraînerait un effritement important de la participation des clients à l'option. De plus, les conditions proposées dans le présent dossier reflètent les conditions du marché du Distributeur. »

Dans cette réponse, le Distributeur semble suggérer qu'il ne serait pas utile de faire une analyse de rentabilité puisque :

- a) Les marchés de court terme sont la seule alternative aux interruptions et que leur capacité est limitée par les contraintes associées aux interconnexions
- b) L'option permet de faire face aux aléas climatiques qui surviennent parfois à très court terme.
- c) Le statu quo entraînerait un effritement important de la participation des clients à l'option
- d) Les conditions proposées reflètent les conditions du marché

Soulignons d'abord que selon le plus récent plan d'approvisionnement, le Distributeur évalue les approvisionnements potentiels sur les marchés de court terme de 1500 MW¹⁴ et qu'il n'utilise que 990 MW et 1100MW de ceux-ci pour les hivers 2014-2015 et 2015-2016 respectivement.¹⁵ Par conséquent, il pourrait équilibrer son bilan en puissance même si la puissance interruptible disponible n'était que de 350 MW en 2014-2015 et 450 MW en 2015-2016.

Par ailleurs, bien qu'il soit vrai que l'option permette de face aux aléas climatiques de courts termes, l'analyse de l'utilisation des interruptions démontre qu'elle est surtout utilisée pour faire face à des vagues de froid qui sont généralement prévisibles quelques jours à l'avance.¹⁶

Tel que mentionné précédemment, l'affirmation du Distributeur quant à l'effritement de l'offre interruptible est, au moins en partie, spéculative.

Quant à sa prétention que les conditions proposées correspondent aux conditions du marché, cela n'implique aucunement pas que la proposition soit rentable pour autant.

¹⁴ L'expert de l'AHQ-ARQ évaluait le potentiel des marchés de court terme à un niveau d'au moins 2000 MW dans le cadre de la cause R-3864-2013 portant sur le plan d'approvisionnement du Distributeur. R-3864-2013, C-AHQ-ARQ-0011.

¹⁵R-3864-2013, B-0085.

¹⁶ HQD-2, document 2, p. 4

La FCEI estime par conséquent qu'une analyse de rentabilité en bonne et due forme aurait dû être présentée pour justifier les ajustements proposés à l'option.

Cela étant dit, il va de soi que la proposition du Distributeur n'est pas rentable. Pour s'en convaincre, comparons les coûts de deux scénarios. Pour simplifier les calculs nous faisons l'hypothèse qu'aucune interruption n'est requise.

Dans le premier scénario, la proposition du Distributeur est acceptée et 850 MW d'électricité interruptible sont obtenus. Dans ce scénario, les coûts sont de 850 MW x 15\$/ kW-hiver soit 12,75 M\$.

Dans le second scénario, la proposition est refusée et 450 MW d'électricité interruptible sont obtenus. Le reste du besoin de puissance, soit 340 MW¹⁷, est obtenu sur les marchés de court terme. Dans ce scénario, les coûts sont de 450 MW x 8,5\$/ kW-hiver + 340 MW x 20\$/ kW-hiver soit 10,6 M\$.

Le scénario 2 est donc environ 15% moins cher que le scénario 1. Si des interruptions étaient requises, l'avantage du scénario 2 serait accru puisque le crédit variable y est moindre.

De plus, cela ne tient pas compte du fait que la puissance garantie en décembre et mars est sensiblement moins onéreuse qu'en janvier et février comme nous le verrons à la section suivante.

5. Établissement du crédit fixe

Pour l'option I, le Distributeur propose un crédit fixe de 15\$/ kW. Ce montant est basé sur un coût de puissance de 5\$/kW-mois applicable pour les mois de décembre à mars, un taux de réserve de 85% et un transfert de 2\$ vers le crédit variable. Il affirme que sa proposition reflète les conditions de son marché.¹⁸

En réponse à une question de la Régie, le Distributeur indique que « les prix des enchères mensuelles UCAP sur le NYISO ne représentent pas le coût des achats de puissance du

¹⁷ 400 MW x 0,85 = 340 MW

¹⁸ B-0013, p. 16

Distributeur lorsqu'il s'adresse au marché du UCAP, mais représente plutôt un indicateur de marché utile pour le suivi de l'évolution des prix de la puissance UCAP. »¹⁹

En réponse à une autre question de la Régie, le Distributeur présente sous forme de tableau le prix des enchères UCAP pour les hivers 2010-2011 à 2013- 2014.²⁰ Ce tableau révèle que la puissance UCAP est systématiquement moins chère en décembre et mars qu'en janvier et février. Au cours de l'hiver 2013-2014, le prix y est inférieur d'environ 20%.

Le FCEI en conclut que l'application d'un prix de la puissance obtenue pour janvier et février aux mois de décembre et mars surestime la valeur de la puissance sur l'hiver. Si l'on retranche 20% de la valeur à la puissance des mois de décembre et mars et que l'on conserve tels quels les autres éléments du calcul, le crédit variable devient 13,30 \$ plutôt que 15\$.

6. Critères d'admissibilité à l'option en moyenne puissance

Le Distributeur estime que seuls les plus grands clients de moyenne puissance peuvent tirer profit de l'option d'électricité interruptible. Il constate par ailleurs qu'aucun client de moins de 1 MW n'a adhéré à cette option. Il propose donc de limiter l'option l'admissibilité à cette option aux clients ayant un appel de puissance de 1MW ou plus.

Lorsque questionné sur les inconvénients de maintenir les conditions d'admissibilité telles qu'elles existent présentement, le Distributeur n'en a nommé aucun bien qu'il a réitéré que cette clientèle avait peu d'intérêt pour l'option.

La FCEI convient que la clientèle de moins de 1 MW démontre peu d'intérêt, mais le fait de maintenir leur admissibilité ne cause aucun préjudice à personne et maintient le potentiel pour ces clients d'adhérer si les conditions du tarif devaient devenir plus attrayantes pour eux. D'ailleurs, si la proposition du Distributeur devait être acceptée, certains clients de moins de 1MW pourraient se monter intéressés. Des ajustements futurs pourraient aussi rehausser l'intérêt de ce type de client pour cette option.

Il serait étonnant que suffisamment de clients de moins de 1MW adhèrent à l'option pour avoir un impact significatif sur le niveau de puissance interruptible. Toutefois, cela ne justifie pas leur en interdire l'accès pour autant. Si le Distributeur a raison et que l'option

¹⁹ HQD-2, document 1, p. 10

²⁰ HQD-2, document 1, p. 8

continue à ne pas intéresser les clients de moins de 1MW alors le résultat sera le même que si la restriction avait été appliquée. Si par contre, des clients se manifestent, ils pourront bénéficier des mêmes avantages que d'autres clients de plus grande taille,

7. Constats et recommandations de la FCEI

L'analyse de la preuve permet de dresser certains constats.

- a) L'effritement anticipé par le Distributeur n'est pas appuyé par des intentions claires des clients et comporte une part non négligeable de spéculation.
 - a. Remettre en question sa participation à l'option n'est pas équivalent à se retirer de l'option et ne devrait pas être considéré comme tel.
- b) Plusieurs éléments de la proposition (autres que la hausse de crédits) viennent modifier les conditions de l'offre de manière considérable et augmenter la rentabilité de l'option du point de vue des clients.
 - a. les modifications aux paramètres de reprise incluant des plages de reprise beaucoup plus flexible.
 - b. L'application du tarif L à l'énergie consommée lors des reprises plutôt que le coût de l'énergie additionnelle procure un avantage financier direct.
 - c. Le fait de pouvoir exclure quatre jours du calcul du coefficient de contribution aura pour effet de faire augmenter systématiquement le niveau d'interruption rémunéré.
 - d. L'ajout d'une option II plus souple du point de vue des clients permet à ceux pour qui les conditions de l'option I seraient trop contraignantes de continuer à offrir de la puissance interruptible.
 - e. En supposant que tous ces changements soient mis en place, il apparaît pour le moins spéculatif de prévoir un effritement significatif de l'offre de puissance interruptible dans un contexte aussi changeant et en l'absence d'indications définitives à cet effet de la part des clients.
- c) Le Distributeur dispose de marge de manœuvre pour équilibrer son bilan en puissance en cas d'effritement avéré de l'offre d'électricité interruptible.
- d) Le scénario de maintien des crédits actuels est plus avantageux d'un point de vue économique même en cas d'effritement important de l'offre d'électricité interruptible.

- e) Les conditions actuelles de l'option sont suffisantes pour en assurer la rentabilité du point de vue des clients lorsque le nombre d'interruption est faible.
- f) Le nombre élevé d'interruptions observé en 2012-2013 et 2013-2014 découle de conditions climatiques exceptionnelles et non récurrentes.

Considération ce qui précède, la FCEI recommande :

De retenir une offre à deux options tel que proposé par le Distributeur. L'option I correspondrait à l'offre actuelle modifiée de façon à:

- a) offrir la possibilité de reprise en tout temps au taux du tarif L tel que proposé par le Distributeur
- b) porter de 2 à 4 le nombre de jours non représentatifs du profil normal de consommation pouvant être exclus du calcul du coefficient de contribution.

Les crédits de l'option I correspondraient aux crédits actuels.

L'option II serait moins contraignante et ses paramètres seraient fixés de manière à assurer la cohérence avec ceux de l'option I (selon des proportions similaires à celle utilisées par le Distributeur au tableau 3 de sa preuve).

Une telle avenue permettrait de valider les hypothèses non confirmées du Distributeur relativement à l'effritement dans un contexte impliquant plusieurs ajustements qui augmentent l'attrait de l'option pour les adhérents potentiels et où la puissance interruptible nécessaire pour équilibrer le bilan en puissance est relativement faible à 350 MW en 2014-2015 et à 450 MW en 2015-2016.

Dans la mesure où la Régie ne retiendrait pas la proposition de la FCEI ci-haut, celle-ci formule la recommandation subsidiaire suivante.

- a) Retenir une offre à deux options;
- b) Ajouter la possibilité de reprise en tout temps au taux du tarif L tel que proposé par le Distributeur;
- c) Porter de 2 à 4 le nombre de jours non représentatifs du profil normal de consommation pouvant être exclus du calcul du coefficient de contribution tel que proposé par le Distributeur;
- d) Maintenir le crédit fixe à 8,50\$/kW pour l'option I puisque celui-ci compense adéquatement les adhérents lorsqu'il n'y a pas ou peu d'interruptions. Fixer le crédit fixe de l'option II de sorte à ce qu'il soit cohérent avec celui de l'option I.;

- e) Transférer la totalité du différentiel de valeur entre le crédit interruptible de 8,5\$/kW et le prix UCAP vers le crédit variable de sorte que les clients qui subissent 100 heures d'interruption (50 dans le cas de l'option II) reçoivent une compensation équivalente à celle qu'ils auraient obtenus selon les modalités proposées par le Distributeur pour un nombre d'heures d'interruptions équivalent (après ajustement de la valeur de la puissance en décembre et mars tel que discuté à la section 5 du présent mémoire). Une telle approche est cohérente avec les constats du Distributeur selon lesquels se sont les interruptions fréquentes qui réduisent la rentabilité de l'option pour les clients.

Si la Régie devait ne retenir ni l'une ni l'autre des propositions précédentes, la FCEI recommande à la Régie de réduire le niveau du crédit fixe proposé par le Distributeur de manière à mieux refléter la valeur réelle de la puissance tel que décrit à la section 5 de la présente preuve.

De plus, la FCEI recommande à la Régie de rejeter la demande du Distributeur de limiter l'admissibilité à l'option d'électricité interruptible de moyenne puissance aux clients ayant un appel de puissance de plus de 1000 kW.