DEMANDE D'APPROBATION D'UNE ENTENTE GLOBALE CADRE POUR LA PÉRIODE DU 1ER JANVIER 2009 AU 31 DÉCEMBRE 2013

DOSSIER : R-3689-2009

COMMENTAIRES DE

ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.
(EBMI)

PRÉSENTÉS À LA
RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU QUÉBEC

LE 12 MAI 2009

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION 2

2. LES MODALITÉS DE L'ENTENTE CADRE PROPOSÉE 2

2.1 Les coûts de l'entente cadre 2

i) La détermination du prix pour les 300 plus grandes valeurs horaires 5

ii) La détermination du prix pour les autres heures de l'année 6

2.2 La question de la puissance 11

2.3 Les clauses de résiliation, de cession et de modifications 12

3. CONCLUSION 13

1. INTRODUCTION

En date du 19 février 2009, le Distributeur soumettait à la Régie pour fins d'approbation l'entente cadre intervenue avec le Producteur pour la période débutant le 1er janvier 2009 et se terminant le 31 décembre 2013.

L'intérêt d'EBMI à participer au présent dossier a été reconnu par la Régie dans sa décision procédurale D-2009-029, EBMI ayant été un intervenant reconnu dans le dossier R-3648-2007 et ayant confirmé à la Régie son intérêt à participer au présent dossier.

EBMI par sa présente intervention désire à nouveau mettre de l'emphase sur l'importance d'avoir un marché d'électricité au Québec qui est équitable et transparent pour l'ensemble des participants. EBMI est d'avis que le respect de ces principes permettra d'accroître la compétition et ultimement d'offrir des prix plus compétitifs pour l'ensemble de la clientèle du Distributeur incluant notamment les consommateurs.

En l'espèce, EBMI abordera principalement la question du coût de l'entente cadre proposée et l'importance de référer à une méthode de détermination de prix neutre, juste et transparente en l'occurrence les prix horaires fonction des marchés limitrophes.

2. LES MODALITÉS DE L'ENTENTE CADRE PROPOSÉE

2.1 Les coûts de l'entente cadre

Le Distributeur propose une formule de prix en trois paliers qui serait valable pour les cinq prochaines années. Le Distributeur résume comme suit le prix proposé pour les transactions à la pièce HQD-2, Document 1, pages 6 et 7 :

> « • Pour les 300 plus grandes valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale, le prix est égal au maximum entre 30 ¢/kWh et le prix du «Day-Ahead Market» (DAM) de la zone M du NYISO augmenté de certains frais, détaillés à l'article 7.1.1 de l'Entente.
>
> • Pour les 40 plus petites valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale, le prix est celui du «Day-Ahead Market» (DAM) de la zone M du NYISO augmenté des frais applicables. De plus, les prix de cette plage sont encadrés par un plafond égal au prix applicable lors des autres heures de l'année (voir ci-dessous) et par un plancher constitué du prix de l'électricité patrimoniale, soit 2,79 ¢/kWh.
>
> • Pour les autres heures de l'année, le prix payable est fixé à 8,5 ¢/kWh pour l'année 2009, augmenté de 2,5 % par année pour les années subséquentes. Ce prix correspond à celui de la précédente entente, indexé à 2,5 % par année. »

EBMI considère que les prix des dépassements devraient dans tous les cas être déterminés en fonction des prix horaires des marchés limitrophes. Nous sommes d'avis que cette référence ou « proxy » permet de s'approcher du coût d'opportunités du Producteur. La Régie, dans sa décision D-2007-83 portant sur la dernière entente cadre approuvée pour la période du 1er janvier 2007 au 31 décembre 2008, a invité le Distributeur a exploré de nouvelles approches dont celle d'un prix horaire « ex post » réel basé sur les marchés limitrophes à la p. 13 :

> « Pour la prochaine entente cadre, la Régie invite le Distributeur à explorer diverses approches. L'une de ces approches pourrait être basée sur les prix disponibles « ex post » (réels) sur les marchés limitrophes. Cette formule de prix pourrait tenir compte du coût d'opportunité du Producteur, sachant que celui-ci peut utiliser ses réservoirs pour stocker l'énergie, mais qu'en période de faible demande un seuil de production doit être maintenu.
>
> Plusieurs intervenants ont exprimé des réserves quant à la volatilité des prix sur les marchés limitrophes. La Régie précise que les tarifs du Distributeur incluent un coût d'approvisionnement postpatrimonial qui est un coût moyen et qui peut effectivement varier d'une année à l'autre. Cependant, il est préférable que les consommateurs assument les coûts d'une Entente reflétant le coût réel d'approvisionnement postpatrimonial, plutôt qu'un coût prévisionnel établi à un moment donné. »
>
> (Nos soulignés)

Contrairement à ce que prétend le Distributeur (HQD-3, Document 3, p. 14), cet extrait sous le titre « 6. Conclusion sur l'entente et suivi » de la décision D-2007-83 s'applique à la détermination de tous les prix de l'entente et non pas seulement à ceux faisant référence aux périodes de faible charge. La citation à l'égard des dépassements horaires lors des périodes de faible demande se retrouve à la p. 6 de la décision D-2007-83 où la Régie fait à nouveau référence à l'évaluation du coût d'opportunités du Producteur :

> « La Régie comprend que la production minimale de certaines centrales comme les centrales hydrauliques au fil de l'eau et certaines centrales thermiques (centrale nucléaire de Gentilly 2, par exemple) peut créer une situation limitant les importations en période de faible charge au Québec. Cependant, dans une telle situation, le coût d'opportunité du Producteur est très faible et peut être quasi nul. Si le Producteur doit produire et exporter pour écouler sa production en période de faible charge, il est logique que le Distributeur puisse profiter de cette énergie au coût réel de marché. Dans cette situation, le Producteur ne peut alors entreposer cette énergie et la revendre « *quand bon lui semble* »[8]. La Régie constate que le Distributeur peut être pénalisé dans ces situations où il devrait pouvoir utiliser ses moyens d'approvisionnement à un coût possiblement moindre que celui de l'Entente. »
>
> (Nos soulignés)

La référence aux prix horaires de marchés limitrophes est de loin la méthodologie qui reflète le mieux la véritable valeur du service à être fourni par le fournisseur. Il s'agit d'une référence juste, raisonnable et qui est neutre. Elle reflète le coût d'opportunités du Producteur et prend compte du contexte de marché.

Nous notons que contrairement à ce que la Régie avait demandé, le Distributeur présente pour fins d'approbation une entente similaire à celle présentée à la fin du mois de décembre 2006 à l'exception notamment de l'ajout d'un palier additionnel pour les 40 plus petites valeurs, sans analyse ni justification quant à la décision prise de ne pas considérer en tout temps la référence aux prix de marchés et l'évaluation de la juste valeur du coût d'opportunités du Producteur.

Il est surprenant et pour le moins inquiétant de constater que lorsque la Régie et plusieurs intervenants questionnent certaines des décisions prises par le Distributeur dont, entre autres, à l'égard de la décision du Distributeur de ne pas faire référence à un prix de marché pour toutes les autres heures de l'année (palier 3), le Distributeur réponde « (…) une entente indexée selon les prix de marché n'a pas été retenue au terme de la négociation entre les parties .» (HQD-3, Document 1, p.4)

En aucun temps, les négociations entre les parties devraient avoir préséance sur les demandes de la Régie puisque c'est cette dernière qui ultimement doit décider et approuver le bien-fondé de l'entente proposée. Si tel n'était pas le cas, les recommandations de la Régie émises par décision formelle après l'étude du dossier seraient sans valeur et pourraient être court-circuitées sous prétexte que les parties (une réglementée et l'autre pas) se sont entendues sur les modalités de l'entente. Nous sommes d'avis que les pouvoirs d'approbation de la Régie vont au-delà de l'entente négociée entre les parties conformément aux pouvoirs qui lui sont confiés de par la *Loi sur la Régie de l'énergie*, dont notamment à l'article 74.2 (L.R.Q., c. R-6.01). Il y a lieu de rappeler l'importance du rôle de la Régie (D-2006-27, à la p. 6) :

> Il convient ici de rappeler que le pouvoir d'approbation conféré à la Régie par l'article 74.2 de la Loi s'inscrit, à l'instar d'autres pouvoirs (tels que, par exemple, celui d'approuver le plan d'approvisionnement ou celui d'autoriser des projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs), dans le contexte plus général <u>de sa compétence exclusive de surveiller les opérations du Distributeur</u> pour s'assurer en particulier que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et <u>paient selon un juste tarif.</u>
>
> (Nos soulignés)

Le fait que les dépassements soient constatés après coup, n'empêche pas selon nous la possibilité de recourir aux prix de marchés, bien au contraire. D'ailleurs, le Distributeur y fait déjà référence d'une certaine façon à l'égard des paliers 1 et 2 (300 plus grandes valeurs horaires et 40 plus petites valeurs horaires). Par ailleurs, il s'agit uniquement de déterminer à l'avance une formule, une méthodologie et le calcul du coût réel du dépassement pourra être fait après coup ou « after the fact ».

Le Distributeur argumente également que la « valeur des produits livrés par Hydro-Québec Production dans le cadre de l'Entente va bien au-delà de celle de l'énergie achetée sur le marché horaire d'un réseau voisin. » (HQD-3, Document 1, p. 4)

Nous sommes en désaccord avec cette affirmation et pour les motifs ci-après exposés, il y a lieu de reconsidérer les décisions passées de la Régie attribuant une certaine valeur aux éléments tels sécurité, fiabilité ou encore flexibilité. Il ne faut pas oublier que l'approvisionnement patrimonial inclut « tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité » (Décret 1277-2001, 24 octobre 2001). A cet effet, en vertu de ce qui est prévu au décret, le Producteur et le Distributeur ont décrit plus en détail leur interprétation conjointe de ces services dans une entente que le Distributeur a déposée à la pièce HQD-3, Document 2, en réponse à une demande de renseignements.

Ainsi, on y voit que le Producteur a l'obligation d'assumer entres autres les services de « suivi de la charge ou le réglage de production », de « maintien des réserves » en plus de procéder à la « planification des ressources en puissance ». Ainsi, compte tenu des obligations existantes du Producteur en vertu du Décret, il n'y a que la composante énergie des dépassements qui n'est pas incluse et qui doit être compensée. Le coût des dépassements au profil de l'électricité patrimoniale devrait donc être évalué en fonction de la valeur de l'énergie sur les marchés voisins à ces moments précis et ne devrait pas se voir ajouter une prime pour la « flexibilité » associée car elle est incluse dans les services déjà fournis par le Producteur, tel le suivi de la charge.

Dans un autre ordre d'idées, la Régie, dans sa décision D-2007-83, a reconnu également qu'il existait dans d'autres marchés, des situations où les fournisseurs appelés à répondre à des besoins immédiats étaient payés en fonction des prix établis en temps réel, à la p. 7 :

> « Dans d'autres marchés, comme celui du NYISO, il existe aussi des mécanismes d'ajustement en temps réel et <u>les fournisseurs appelés à répondre à des besoins immédiats sont compensés selon des prix établis en temps réel</u> correspondant à l'équilibre entre l'offre et la demande à ce moment précis. »
>
> (Nos soulignés)

Finalement, la référence aux prix de marchés est reconnue par la Régie comme étant un aspect essentiel pour l'analyse des divers dossiers (à ce sujet nous vous référons notamment aux dossiers R-3624-2007, R-3649-2007, R-3673-2008 et R-3648-2007, les dossiers tarifaires et certains autres dossiers en matière de contrats éoliens R-3569-2005 et R-3676-2008 et de biomasse A/O 2009-01) touchant à l'approvisionnement du Distributeur.

De plus, récemment, la Régie dans le cadre de la cause tarifaire du Transporteur (D-2009-015, p. 111) a conclu à l'égard des services d'écart de réception et de livraison que le prix de référence devrait refléter les prix horaires sur les marchés limitrophes. En somme, la cohérence réglementaire s'impose surtout lorsqu'il s'agit du même fournisseur et de services similaires.

Sans limiter la portée de la position exprimée plus haut quant à l'utilisation des prix de marchés, nous ferons les commentaires additionnels suivants quant aux paliers et prix proposés par le Distributeur.

i) **La détermination du prix pour les 300 plus grandes valeurs horaires**

La méthodologie proposée pour ce palier et le prix à 30 ¢/KWh n'ont pas été changés depuis le dépôt de la première entente cadre. La Régie indiquait ce qui suit dans la décision D-2007-83 relativement au prix de 300$/MWh, à la p. 9 :

> « Ce prix de 300 $/MWh avait été justifié dans le dossier R-3568-2005 en comparaison avec le prix de l'option d'électricité interruptible en vigueur à ce moment là. Le Distributeur maintient ce prix sans indexation dans la présente demande d'extension de l'Entente pour 2007 et 2008. L'option d'électricité interruptible a été modifiée et le prix moyen est maintenant de 255 $/MWh pour une utilisation espérée de 40 heures. »

La Régie arrivait à la conclusion que la prime pour les 300 heures n'avait pas à être aussi élevée si la facturation à deux paliers était maintenue. (D-2007-83, p. 10)

Le Distributeur n'a pas justifié, selon nous, la référence à un prix aussi élevé.

Il y a lieu de comparer le prix proposé avec les prix de marchés aux moments où les dépassements surviennent.

Nous vous référons à l'Annexe 1 de nos commentaires et plus particulièrement aux tableaux 8 a) et 8 b) démontrant la différence majeure entre le prix proposé par le Distributeur et les prix moyens de marché.

Outre la question du prix, nous soumettons que la référence à l'électricité interruptible est une comparaison inadéquate puisqu'il s'agit dans ce cas du coût associé à déplacer l'unité de production la plus chère pour le Distributeur. Ce n'est pas ce qui est visé par l'entente cadre.

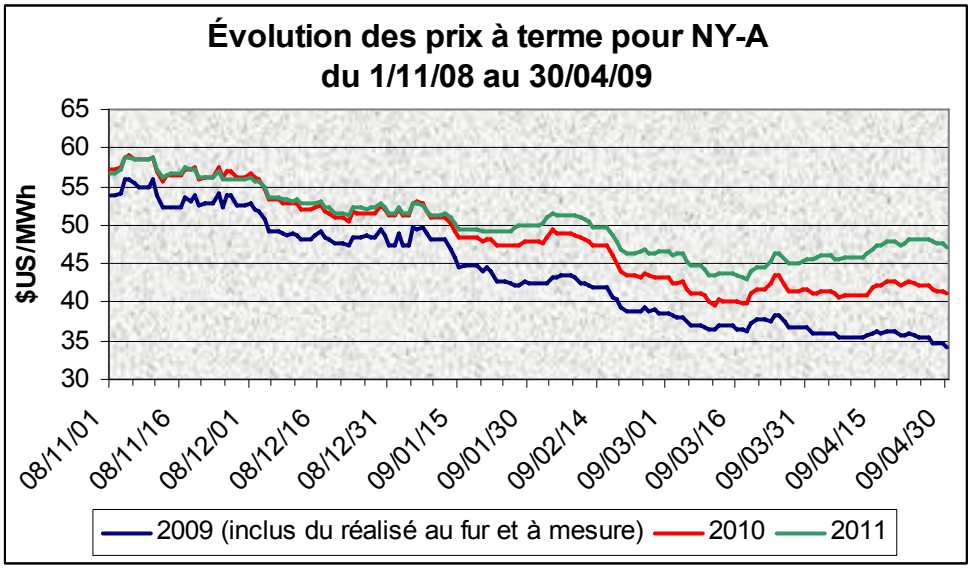
De plus, advenant que la Régie ne retienne pas une référence aux prix horaires basés sur les marchés limitrophes, l'entente proposée ne devrait pas être pour une durée de cinq ans. Le prix pour les 300 heures de grande utilisation devrait minimalement être revu à toutes les deux années en fonction de l'utilisation de l'entente et du contexte de marché prévalent.

ii) **La détermination du prix pour les autres heures de l'année**

Pour les raisons mentionnées plus haut, nous sommes d'avis que l'approche prix fixe basé sur les coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux ne devrait pas être retenue. La Régie indiquait dans sa décision D-2007-83 qu'une formule basée plutôt sur le prix de marché devrait être considérée, à la p. 12 :

> « En outre, la preuve ne démontre pas, selon la Régie, que le recours à un prix de marché soit néfaste pour le consommateur, et ce, malgré sa plus grande volatilité. Au contraire, le recours à une formule basée sur le prix de marché pourrait avoir un attrait, notamment, car il représente une référence neutre et un signal de coût qui doit être suivi par le Distributeur. Cette référence neutre se rapproche aussi du coût d'opportunité du Producteur. Par ailleurs, le coût des dépassements en pointe est déjà lié au prix de marché, lorsque celui-ci dépasse 300 $/MWh. »
>
> (Nos soulignés)

Cette citation s'applique en l'instance puisque la preuve au présent dossier ne soutient pas que le recours à un prix de marché serait néfaste pour le consommateur. À cet égard, nous avons analysé la réponse fournie par le Distributeur à la question 2.1 de la Régie. En réponse à cette question, le Distributeur a produit un tableau avec des prix à termes pour 2009 à 2011 ainsi que des hypothèses pour les frais d'importation et de basis. Le Distributeur n'a pas fait l'analyse pour toute la durée du contrat proposé. Pour ce qui est des prix à terme, le Distributeur a utilisé la moyenne des prix observés en novembre 2008. Le graphique suivant montre l'évolution des prix à terme pour la Zone NY-A, entre le premier novembre 2008 et le 30 avril 2009.



source : BEMI

À la lumière de ce qui précède, l'on voit que les prix à terme choisis par le Distributeur pour son analyse ne sont pas représentatifs. Pour fins d'analyses, la pratique courante est de prendre l'information la plus récente disponible, soit le prix à terme le plus récent. À la limite, une moyenne d'un échantillon récent et limité de données pourrait être acceptable. Ainsi, nous sommes étonnés de constater que le Distributeur a utilisé des données disponibles en novembre 2008 pour une réponse donnée à la fin du mois d'avril 2009.

Nous avons refait le tableau du Distributeur pour toute la période prévue au projet d'entente en utilisant les prix à terme au 30 avril 2009 (soit la date du dépôt de la réponse du Distributeur) ainsi que des hypothèses différentes quant aux frais d'importation. Nous avons repris les mêmes hypothèses que celles utilisées par le Distributeur pour le basis et le taux de change.

	2009 réalisé		2009	2010	2011	2012	2013
	Jan-mar	Avril	Mai-déc				
Moyenne NYISO Zone A ($US/MWh)	42.64	26.76	32.45	41.37	45.95	48.92	51.32
Basis Zone A - Zone M ($US/MWh)	5.05	3.09	5.53	5.53	5.53	5.53	5.53
Frais d'importation ($US/MWh)	4.67	3.70	4.71	6.68	8.41	10.21	12.24
Moyenne NYISO Zone A ($US/MWh)	52.36	33.55	42.69	53.57	59.89	64.66	69.09
Moyenne NYISO Zone A ($Can/MWh)	62.83	40.26	51.22	64.29	71.87	77.59	82.91
Taux de change ($Can/$US)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
Prix proposés pour l'entente cadre	85.00	85.00	85.00	87.13	89.30	91.54	93.82

Selon BEMI (au 30 avril 2009)

On peut y constater que les prix observés sont de beaucoup inférieurs à ceux proposés pour la présente entente.

Les prix et les frais d'importation pour la période de janvier à mars sont ceux réalisés et publiés par le NYISO. Le prix de l'énergie d'avril est celui réalisé. Pour ce qui est des frais d'importations des autres périodes, nous trouvons l'hypothèse d'une indexation annuelle de 12.1% émise par le Distributeur trop agressive. En effet, certains frais inclus dans les frais d'importations varient principalement en fonction du prix de l'électricité. Voici le tableau présenté par le Distributeur à la page 6 de HQD-3, Document 1, répliqué en y ajoutant le prix historique de la zone NY-M (en *day-ahead*) :

	2005	2006	2007	2008	2005 à 2008
NY-M DAM	71.41	56.13	55.03	67.79	63.10
TSC	2.19	2.19	2.19	2.19	2.19
NTAC	0.36	0.51	0.56	0.66	0.52
Reserve	0.22	0.3	0.26	0.35	0.28
Regulation	0.35	0.47	0.47	0.52	0.45
NYISO Cost of Operations	0.68	0.64	0.66	0.63	0.65
Uplift	0.98	0.92	1.36	2.56	1.45
Voltage Support and Black Start	0.39	0.36	0.34	0.38	0.37
Total	5.17	5.39	5.84	7.29	5.91

En le transformant en pourcentage du prix NY-M annuel pour chacun des items, on trouve ce qui suit :

	2005	2006	2007	2008	2005 à 2008
NY-M DAM	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
TSC	3.1%	3.9%	4.0%	3.2%	3.5%
NTAC	0.5%	0.9%	1.0%	1.0%	0.8%
Reserve	0.3%	0.5%	0.5%	0.5%	0.4%
Regulation	0.5%	0.8%	0.9%	0.8%	0.7%
NYISO Cost of Operations	1.0%	1.1%	1.2%	0.9%	1.0%
Uplift	1.4%	1.6%	2.5%	3.8%	2.3%
Voltage Support and Black Start	0.5%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%
Total	7.2%	9.6%	10.6%	10.8%	9.4%
Taux de croissance annuel		32.6%	10.5%	1.3%	**14.8%**

Ainsi, pour fins de comparaisons, nous avons évalué que la proportion relative par rapport au prix de l'énergie des frais d'importation croit de 14.8% annuellement. Donc pour 2009 (avril et suivant), nous les avons établis à 10.8% du prix de l'électricité escaladé à 14.8% et avons utilisé le même facteur d'indexation pour 2010 à 2013. Nous sommes cependant d'avis que cela est très conservateur comme approche et qu'il n'est pas raisonnable de penser que ces frais d'importation vont continuer de croître à de si haut taux de croissance pendant une période prolongée. Il est à noter que nous avons laissé croître les frais d'importations pour 2012 et 2013 au même taux de croissance utilisé comme dans le reste de notre hypothèse. On peut cependant constater qu'ils deviennent très élevés à la longue et deviennent probablement trop élevés en proportion du prix de l'énergie.

En réponse à la demande de renseignements de la Régie, le Distributeur a produit le tableau R-4.1 à la page 11 de la pièce HQD-3, Document 1. En annexe, nous avons produit plusieurs tableaux de statistiques calculées à partir des données horaires fournies par le Distributeur. Pour ce qui est du taux de change, nous avons utilisé un taux de change quotidien au lieu d'un taux de change moyen annuel et, compte tenu de la distribution des dépassements observés en cours d'année combinée avec la variation des taux de change observée, la moyenne pondérée donne des résultats un peu différents de ceux calculés par la Régie et le Distributeur. En raison de ce traitement statistique différent, nos résultats montrent essentiellement des coûts moins élevés via les prix de marchés que ceux montrés au Tableau R-4.1. Si nous avions utilisé des taux de change annuels moyens, nous aurions trouvé sensiblement les mêmes résultats que ceux de la Régie et du Distributeur. Pour fins de comparaisons, nous avons reproduit le tableau R-4.1 avec nos propres résultats d'analyses.

Tableau R-4.1 "BEMI" - avec NY-M en *day-ahead*

	M$			
	2008	2007	2006	2005
(a) Coût des dépassements selon les valeurs horaires	8.50	11.90	7.40	3.70
(b) Ajustement annuel (article 5.2.2 b)	s/o	3.80	s/o	s/o
(c) Coût total de l'entente cadre [a +b]	8.50	15.70	7.40	3.70
(d) Indicateur de marché NYISO M [somme de prix horaire NYISO M x dépassement horaire] ajusté pour le taux de change $CAN/$US *	6.71	8.45	3.72	2.52
(e) Différence par rapport à l'indicateur de marché NYISO M [(c) – (d)]	1.79	7.25	3.68	1.18
(fi) Frais d'importations (convertis en $CAD/MWh selon taux ci-bas)	7.77	6.28	6.11	6.26
(fii) MWh en dépassement	102,824	145,972	95,933	45,602
(fiii) Frais d'importation en M$Can (fi) x (fii)	0.80	0.92	0.59	0.29
(f) Différence par rapport au marché NYISO M, tenant compte d'un prix du NYISO M ajusté pour les frais en import (TSC, NTAC, SC)	**0.99**	**6.33**	**3.09**	**0.89**

Moyenne annuelle du taux de change ($Can//$US)	1.066014	1.074781	1.134094	1.211632
Moyenne annuelle des frais en import ($US/MWh)	7.29	5.84	5.39	5.17

Tableau R-4.1 "BEMI" - avec NY-M en *real-time*

	M$			
	2008	2007	2006	2005
(a) Coût des dépassements selon les valeurs horaires	8.50	11.90	7.40	3.70
(b) Ajustement annuel (article 5.2.2 b)	s/o	3.80	s/o	s/o
(c) Coût total de l'entente cadre [a +b]	8.50	15.70	7.40	3.70
(d) Indicateur de marché NYISO M [somme de prix horaire NYISO M x dépassement horaire] ajusté pour le taux de change $CAN/$US *	5.88	8.02	3.42	2.35
(e) Différence par rapport à l'indicateur de marché NYISO M [(c) – (d)]	2.62	7.68	3.98	1.35
(fi) Frais d'importations (convertis en $CAD/MWh selon taux ci-bas)	7.77	6.28	6.11	6.26
(fii) MWh en dépassement	102,824	145,972	95,933	45,602
(fiii) Frais d'importation en M$Can (fi) x (fii)	0.80	0.92	0.59	0.29
(f) Différence par rapport au marché NYISO M, tenant compte d'un prix du NYISO M ajusté pour les frais en import (TSC, NTAC, SC)	**1.82**	**6.76**	**3.39**	**1.06**

Moyenne annuelle du taux de change ($Can//$US)	1.066014	1.074781	1.134094	1.211632
Moyenne annuelle des frais en import ($US/MWh)	7.29	5.84	5.39	5.17

Les sources de données pour les lignes (d) sont les tableaux 6a) et 6b) de notre annexe.
La source de données pour les lignes (fii) est le tableau 2) de notre annexe.

Comme on peut le constater, les coûts calculés pour les prix de marchés sont un peu plus bas lorsqu'évalués en prix « real-time ». Nous avons aussi présenté les chiffres basés sur NY-M en real-time dans nos tableaux présentés en annexe en plus de ceux calculés en day-ahead. En raison de la nature « en temps réel » de l'énergie associée aux dépassements, c'est probablement une référence plus appropriée. Cependant, bien que les prix en temps réels soient plus volatils que ceux en day-ahead, les valeurs moyennes sont quand même assez proches l'une de l'autre, avec le real-time qui est généralement inférieur au day-ahead.

En regardant de plus près certains tableaux de prix présentés en annexe, soit les tableaux 3a), 3b), 4a), 4b), 8a), 8b) 10a), 10b), 12a) et 12b), on peut constater qu'il ne semble pas y avoir de biais systématique entre les prix des heures lorsqu'il y a des dépassements versus les prix des autres heures. Les tableaux 7), 9) et 11) montrent aussi certaines statistiques sur la distribution temporelle des dépassements.

Pour ce qui est des prix de marchés, on peut voir aux tableaux 5a) et 5b) les différences de prix entre les prix payés pour les dépassements en vertu des ententes cadres passées en comparaison des marchés. Cela rejoint un peu l'information compilée en millions de dollars sous forme des Tableaux R-4.1 et montre les écarts moyens relativement important en $/MWh. Il faut cependant tenir compte des frais d'importations, de l'ordre de 6 à 8 $/MWh selon les années, qui ne sont pas inclus dans les chiffres montrés.

Aux tableaux 8a), 8b), 10a), 10b), 12a) et 12b), on peut voir les prix moyens observés lors des dépassements de chacune des plages d'heures déterminées par le Distributeur. Comme mentionné plus haut, on peut y voir que les prix des 300 plus grandes heures de consommation sont nettement inférieurs à 300 $/MWh. Pour ce qui est des heures qui seraient entre les 300 plus grandes et les 40 plus petites, on peut constater que les prix observés sont nettement en deçà de ce qui a dû être payé par le passé ainsi qu'avec ce qui est proposé pour le futur.

À la lumière de ce qui précède, nous estimons donc que le prix proposé à 8.5 ¢/KWh indexé à 2.5% n'est pas justifié.

Malgré ce qui précède et advenant que la Régie accepte un prix fixe, nous soumettons que la prime accordée à la « stabilité » du prix de l'énergie devrait être juste et raisonnable et s'approcher d'un prix de marché pouvant avoir été négocié ailleurs sur le marché. Pour illustrer ceci, il est utile de faire un parallèle avec le marché des taux hypothécaires. Afin de diminuer son exposition aux risques futurs liés à la variation des taux d'intérêts, un participant peut vouloir fixer son taux hypothécaire pour un terme de 5 ans et ce, même si les taux variables courants sont très avantageux. Cependant, le taux fixe qu'il signera doit être juste et raisonnable et représenter ce qui s'offre ailleurs sur le marché. Par exemple, si les taux fixes pour 5 ans sont offerts en général sur le marché à 5%, il ne serait pas raisonnable de signer un contrat à 8.5%. Pour revenir au marché de l'électricité, nous estimons, sous réserve des autres arguments déjà soulevés que signer à un prix fixe « au juste prix » ne devrait pas vouloir dire à un prix plus élevé que ce qui est observé sur le marché.

Au surplus, le prix ne devrait pas être déterminé à l'avance pour 5 ans sans égard au contexte de marché appelé à changer au fil des années. La motivation à l'allègement réglementaire ne devrait pas céder le pas à l'importance de s'assurer d'avoir des contrats à des prix représentatifs.

Or, dans le cas présent, le Distributeur propose plutôt un prix de 8.5 ¢/KWh pour l'année 2009 correspondant au prix de l'entente cadre de 2007 auquel un taux d'indexation de 2.5% a été appliqué. En fait, il s'agit du coût unitaire moyen prévu pour les approvisionnements postpatrimoniaux (8.1 ¢/KWh) déterminé en 2007 et indexé annuellement depuis à un taux de 2.5%.

Nous sommes d'avis que la référence à la moyenne du prix de tous les contrats postpatrimoniaux n'est pas représentative ni comparable puisqu'il s'agit de produits et de choix de filières fort différents. En effet, il s'agit ici de ne pas comparer des produits totalement distincts. L'énergie vendue en vertu de l'entente cadre est de l'énergie à court-terme seulement, sans capacité ni aucuns attributs environnementaux associés. Si l'on se réfère à la liste des approvisionnements postpatrimoniaux montrés au Tableau R-9.1 à la page 16 de la pièce HQD-3, Document 3, on se rend compte qu'une grande partie de ces approvisionnements proviennent de processus d'approvisionnement de long terme dont certains avec des contraintes imposées quant aux filières de production comme l'éolien ou la biomasse. De plus, dans bien des cas, le choix de la filière provient en général d'une décision imposée par le gouvernement du Québec. Les coûts de mise en production de ces filières sont généralement

plus élevés que les prix d'énergie « seulement » observés sur les marchés. Il est à noter que le poids de ces approvisionnements « sous contraintes » sera encore plus important sur l'horizon de 5 ans à venir en raison de l'appel d'offres de 2000 MW d'éolien ainsi que des autres appels d'offres du Distributeurs qui sont en cours.

Ainsi, nous sommes en désaccord avec l'affirmation du Distributeur lorsque celui-ci mentionne dans sa réponse 6.1 à la pièce HQD-3, Document 7, que le prix de 8.5 ¢/kWh pour 2009 se compare avantageusement au 10.1 ¢/kWh présenté au dossier tarifaire 2009-2010. La véritable comparaison aurait dû se faire avec des prix de marché d'énergie seulement et ce, pour un terme équivalent à l'entente proposée.

Le Distributeur propose d'ailleurs une approche qu'il a lui-même critiquée soit de comparer des références de prix long terme avec des prix court terme (voir témoignage de M. Richard dans le dossier R-3648-2007 du 30 avril 2008 aux p. 39-40) :

> « (…) lorsqu'on parle d'approvisionnement de long terme, on n'est pas dans la même business qu'une business de court terme. C'est tout un autre marché avec des références qui sont différentes, une grille d'analyse de risques qui est fort différente et je vous donne juste à titre d'exemple, que les risques de celui qui devra donner des approvisionnements de long terme de façon certaine va devoir tenir compte, j'en lance certains là, évidemment, la devise, l'évolution de la devise, le taux de change, son financement, la construction, les risques de main-d'œuvre, donc il y a toute une grille d'analyse qui est fort différente, Et s'en remettre à une mécanique de prix de court terme et tenter de la reporter à des horizons si lointains, à notre avis, nous apparaît économiquement sans valeur. »

2.2 La question de la puissance

Le Distributeur malgré les modalités des anciennes ententes cadres qui ne prévoyaient rien en matière de revente de puissance a toujours prétendu qu'il ne pouvait pas vendre de la puissance provenant de ses approvisionnements postpatrimoniaux.

Dans sa décision D-2007-134 (à la p. 16), la Régie indiquait que la question de la revente de la puissance pouvait être examinée dans le cadre de l'audition portant sur le plan d'approvisionnement 2008-2017.

La décision portant sur le plan d'approvisionnement prévoyait ce qui suit au niveau de l'entente-cadre (D-2008-133, p. 24 et 25) :

> « Dans sa décision D-2007-83, traitant de l'approbation de l'entente cadre pour la période du 1er janvier 2007 au 31 décembre 2008, la Régie invitait le Distributeur à explorer diverses approches pour la prochaine entente cadre entre le Producteur et le Distributeur. Elle l'invitait aussi à utiliser tous les moyens d'approvisionnement de très court terme, même la nuit et la fin de semaine, afin de réduire le recours à l'entente cadre et de diminuer la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée. »
>
> (…)
>
> « Dans le présent dossier, le Distributeur indique que c'est principalement la vente de puissance qui sera discutée avec le Producteur dans la prochaine négociation de l'entente cadre. Il entend concrétiser sur papier sa position à cet égard.

> Dans ce contexte, la Régie demande au Distributeur, dans le cadre de sa renégociation avec le Producteur, de clarifier dans l'entente cadre la possibilité éventuelle de revendre de la puissance et d'en évaluer l'intérêt financier pour réduire ses coûts d'approvisionnement. »
>
> (Nos soulignés)

Nous soumettons que le Distributeur n'a pas soumis l'évaluation financière demandée par la Régie.

Le Distributeur indique à nouveau qu'il s'est entendu avec le Producteur. À la lumière de cette entente négociée, le Distributeur mentionne qu'il ne pourra revendre aucune quantité de puissance sur les marchés provenant des approvisionnements postpatrimoniaux. HQD et le Producteur ont donc décidé qu'il n'y aurait pas de revente de puissance des approvisionnements postpatrimoniaux. Il y a certainement lieu de s'interroger quant au bien-fondé de cette position et ce, dans l'intérêt des clients du Distributeur qui doivent assumer le coût de la puissance dans les contrats postpatrimoniaux.

Pour justifier cette position, le Distributeur indique (HQD-3, Document 1, p. 25) :

> « Ainsi, le Distributeur ne peut à la fois bénéficier des avantages d'une puissance mise à sa disposition à des conditions plus avantageuses que le marché et, en même temps, se prévaloir d'opportunités de revente, surtout si ces dernières sont supportées par la réserve associée à l'électricité patrimoniale. »

Le Distributeur ajoute ceci à la question suivante de la Régie (HQD-3, Document 1, p. 26) :

> « Par ailleurs, tel qu'exposé dans la réponse à la question précédente, si le Distributeur voulait se prévaloir de ce type d'opportunité, il devrait faire l'acquisition d'une quantité de puissance de 3 100 MW à un prix équivalent. »

Il est difficile de comprendre le raisonnement du Distributeur dans la mesure où le 3 100 MW est déjà fourni en fonction de l'électricité patrimoniale. Aussi, à cause d'un « attendu » dans le cadre de cette entente cadre, le Distributeur pourra justifier qu'il ne revendra aucune puissance et ce, même dans le contexte des surplus importants auxquels ce dernier doit faire face. Le Distributeur ne pourra réduire le coût de ses approvisionnements postpatrimoniaux ce qui aurait été ultimement au bénéfice de toute sa clientèle.

2.3 Les clauses de résiliation, de cession et de modifications

L'entente cadre proposée prévoit les clauses de résiliation et de cession suivantes :

> « **11. RÉSILIATION**
>
> Chaque partie peut résilier la présente entente immédiatement si l'autre partie omet de respecter l'une quelconque de ses obligations en vertu des présentes, et que ce défaut se poursuit pendant plus de 30 jours ouvrables suivant la réception par la partie en défaut d'un avis écrit de ce défaut. »
>
> (Nos soulignés)

« **14. CESSION**

14.1 Aucune des parties ne peut céder à quiconque ses droits et obligations découlant des présentes sans avoir préalablement obtenu le consentement écrit de l'autre partie à cet effet, lequel consentement ne peut être refusé sans raison valable. »

(Nos soulignés)

Par ailleurs, en ce qui a trait aux modifications ou toute renonciation aux modalités de l'entente, il est prévu ce qui suit :

« 17.4 Toute modification ou renonciation à une disposition quelconque des présentes doit être constatée par écrit et signée par chacune des parties »

Nous comprenons que la Régie a demandé spécifiquement au Distributeur (HQD-3, Document 1, page 27) si, pour sa part, il allait requérir l'approbation de la Régie avant de se prévaloir de l'une de ces clauses et que la réponse a été affirmative. Toutefois, compte tenu que la partie cocontractante n'est pas réglementée et qu'il y a lieu d'éviter toute question future d'interprétation, nous estimons que les clauses devraient prévoir expressément que l'application de ces clauses est sujette à l'approbation de la Régie.

3. CONCLUSION

En conclusion, nous sommes d'avis que la Régie ne devrait pas approuver l'entente selon les modalités proposées. En vertu de son pouvoir de surveillance, celle-ci devrait imposer au Distributeur une formule de prix référant à des prix horaires de marchés reflétant beaucoup mieux le véritable prix de l'énergie livrée ainsi que du coût d'opportunités du Producteur.

LE TOUT respectueusement soumis.