



1, Place Ville Marie
37^e étage
Montréal (Québec)
Canada H3B 3P4
Tél. : (514) 878-9641
Télec. : (514) 878-1450
www.gowlings.com

Montréal, le 3 juillet 2009

**PAR COURRIER ÉLECTRONIQUE
ET PAR LA POSTE**

Paule Hamelin
Ligne directe : (514) 392-9599
Adjoint(e) : (514) 878-1041, poste 65251
paule.hamelin@gowlings.com

Me Véronique Dubois
Secrétaire de la Régie de l'énergie
Régie de l'Énergie
800, Place Victoria, bureau 255
Montréal (Québec) H4Z 1A2

**Objet : Demande relative à la modification des tarifs et conditions de
transport d'Hydro-Québec
Votre dossier : R-3669-2008, Phase 2
Notre dossier : L113490003**

Chère consœur,

Veillez trouver sous ce pli les réponses d'Énergie Brookfield Marketing Inc. à la demande de renseignements N° 2 de la Régie de l'énergie, dont huit exemplaires vous seront également acheminés par la poste.

Espérant le tout conforme, veuillez agréer, chère consœur, nos salutations les meilleures.

GOWLING LAFLEUR HENDERSON S.E.N.C.R.L.

Paule Hamelin

PH/fp

p.j.

c.c. Me Carolina Rinfret
Intervenants

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-3669-2008 / Phase 2

**RÉPONSES D'ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.
(« EBMI ») À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (« RÉGIE »)**

**RÉPONSES AUX DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE
(LA RÉGIE) À EBMI RELATIVE À LA DEMANDE DE MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS
DES SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC – PHASE 2**

1. **Référence :**
- (i) Pièce C-6-30, EBMI page 10 ;
 - (ii) Pièce B-85, HQT-9, document 1, page 6 ;
 - (iii) Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, article 3.

Préambule :

- (i) L'intervenant mentionne :

« À ce sujet, nous vous référons aux commentaires de notre expert à l'effet que ces services complémentaires devraient également s'appliquer au Producteur. »

- (ii) Le Transporteur mentionne :

« Le Transporteur acquiert les services de compensation d'écart de réception et de livraison auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur »), qui est son unique fournisseur puisqu'aucune autre entité ne fournit ces services au Transporteur. » [nos soulignés]

- (iii) L'article 3 des Tarifs et conditions stipule :

« Le client du service de transport qui alimente une charge dans la zone de réglage du Transporteur est tenu d'acquiescer ces services complémentaires auprès du Transporteur ou d'un tiers ou de le fournir à partir de sa propre production. » [nos soulignés]

Demandes :

- 1.1. Étant donné que le Producteur est celui qui fournit les services complémentaires de compensation des écarts de réception et de livraison, veuillez concilier votre commentaire (i) compte tenu de l'article 3 du texte des Tarifs et conditions (iii).

- R 1.1 :** Pour répondre à cette question, il y a lieu tout d'abord de référer de façon spécifique aux textes des annexes 4 et 5.

Le texte de l'annexe 4 proposé par le Transporteur (HQT-9, Document 2, page originale 174) prévoit :

« Le Transporteur est tenu d'offrir le service de compensation d'écart de réception, dans la mesure où il peut le faire à partir de ses ressources ou des ressources mises à sa disposition, lorsque le service de transport est utilisé pour livrer de l'énergie à partir d'un groupe turbine-alternateur synchronisé avec son réseau de transport. Le client du service de transport doit acheter ce service auprès du Transporteur ou conclure des ententes de rechange comparable, qui peuvent comprendre l'utilisation de ressources

autres que la production pouvant assurer ce service, afin de remplir son obligation de fournir un service de compensation d'écart de réception. » (nos soulignés)

La version anglaise du même texte (HQT-9, Document 3, page originale 161) stipule :

« The Transmission Provider is required to offer Generator Imbalance Service insofar as it is able to do so using its resources or those made available to it if the Transmission Service is used to deliver energy from a generating unit synchronized to its Transmission System. The Transmission Customer must either purchase this service from the Transmission Provider or make comparable alternative arrangements, which may include using non-generation resources able to ensure this service, in order to fulfill its obligation to provide Generator Imbalance Service. » (nos soulignés)

On retrouve aussi ce qui suit à l'annexe 9 de l'OATT de l'ordonnance 890-B de FERC (pièce HQT-7, Document 1, page originale 144) :

« The Transmission Customer must either purchase this service from the Transmission Provider or make alternative comparable arrangements (...) » (nos soulignés)

Les tarifs et conditions définissent comme suit le client du service de transport (HQT-3, Document 1, page originale 11) :

« Client du service de transport : Tout client admissible (ou son agent désigné) qui conclut une convention de service en vertu de la Partie II ou de la Partie III des présentes. Pour les fins de la Partie IV, le Distributeur est le client du service de transport. »

En vertu de cette définition, le Producteur est un client du service de transport. Aucune exclusion n'est prévue à l'égard du Producteur.

Ainsi, lorsqu'on lit les passages précédents relatifs à l'annexe 4 en ayant le Producteur en tête, il semble clair que ce dernier est assujéti aux services complémentaires de compensation des écarts de réception. Il n'est donc pas exact de prétendre que ces services ne s'applique pas au Producteur et ce, même s'il peut être appelé à fournir le service. À notre connaissance, le Transporteur n'a pas démontré qu'il existait une entente de rechange applicable avec le Producteur.

Le même raisonnement s'applique vraisemblablement au Distributeur lorsque l'on réfère à lui comme client du service de transport en réseau intégré. Ainsi, le texte de l'annexe 5 soumis en preuve par le Transporteur (pièce HQT-9, Document 2, page originale 175) indique :

« Le Transporteur doit offrir ce service lorsque le service de transport est utilisé pour alimenter une charge dans sa zone de réglage. Le client du service de transport doit acheter ce service auprès du Transporteur ou conclure des ententes de rechange comparables (...) » (nos soulignés)

La version anglaise de ce même texte (pièce HQT-9, Document 3, page originale 165) montre le même passage de la façon suivante :

« The Transmission Provider shall offer this service if the Transmission Service is used to serve load within its Control Area. The Transmission Customer must either purchase this service from the Transmission Provider or make comparable alternative arrangements (...) » (nos soulignés)

On retrouve aussi ce qui suit à l'annexe 4 de l'OATT de l'ordonnance 890-B de FERC (pièce HQT-7, Document 1, page originale 136) :

« The Transmission Provider must offer this service when the transmission service is used to serve load within its Control Area. The Transmission Customer must either purchase this service from the Transmission Provider or make alternative comparable arrangements » (nos soulignés)

Ainsi, lorsqu'on lit les passages précédents en considérant le Distributeur comme un client du service de transport en réseau intégré, il semble également clair que ce dernier est sujet aux services complémentaires de compensation des écarts de livraison. À notre connaissance, le Transporteur n'indique pas dans sa preuve quelle entente de rechange comparable, s'il y a lieu, il a conclu avec le Distributeur.

Enfin, afin de compléter notre réponse à cette question, nous reprenons ici un passage de la réponse 3.1 de notre expert présentée plus loin:

« This imbalance trading option is necessary in the tariff to avoid undue discrimination against non HQ Transmission Customers. It has been suggested that HQD would only be subject to imbalance charges when using point-to-point transmission to sell its surplus energy and HQP would not be subject at all as per the evidence filed in Phase 1. Effectively this is equivalent to having HQD and HQP trade imbalances so they have net zero imbalance for supply of local load plus exempting HQP from point-to-point imbalances. If non HQ Transmission Customers are not offered similar treatment, then HQD and HQP will be receiving preferential treatment to the detriment of other Transmission Customers. »

À la lumière des commentaires de notre expert et des extraits ci-haut mentionnés dans notre présente réponse, on peut donc constater que le Producteur ainsi que le Distributeur à titre de client des services de

transport doivent être sujets à ces services complémentaires de compensation des écarts de réception et de livraison.

Enfin, le point soulevé par notre expert M. Marshall démontre que le mode de fonctionnement proposé par TransÉnergie fait en sorte que la division de Production (HQP) d'Hydro-Québec a l'équivalent d'une entente de partage d'écarts de réception et de livraison avec la division de Distribution (HQD). Par souci de transparence et afin de clarifier cette situation, HQP et HQD devraient avoir une entente formelle qui serait approuvée par la Régie, décrivant la situation présentée dans le présent dossier comme c'est le cas par exemple pour l'entente cadre entre HQD et HQP présentement sous examen devant la Régie (R-3689).

2. Référence : Pièce C-6-30, EBMI, page 12.

Préambule :

« Premièrement, pour les heures où le Québec est un exportateur net (transactions associées au point HQT), la valeur du prix « Proxy Québec » sera égale au prix le moins élevé aux interconnexions importantes avec les marchés de l'Ontario, du NYISO et de la Nouvelle Angleterre ajustée des coûts de transports et autre frais de transactions. » [nos soulignés]

« Deuxièmement, pour les heures où le Québec est un importateur net (voir note de bas de page #1) (transactions associées au point HQT), la valeur du prix « Proxy Québec » sera égale au prix le plus élevé aux interconnexions importantes avec les marchés de l'Ontario, du NYISO et de la Nouvelle Angleterre ajustée des coûts de transports et autres frais de transactions. Dans ce cas, les derniers 10 mégawatts achetés à l'extérieur sont réputés être achetés sur le marché offrant le prix le plus élevé. »

Selon la compréhension de la Régie, pour déterminer si le Québec est un exportateur net ou un importateur net à une heure donnée, il faudrait considérer les transactions en importation et en exportation de tous les clients, y compris les transactions de passage (*wheel-throughs*).

Demandes :

2.1. Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de la Régie.

R 2.1 : Nous confirmons la compréhension de la Régie. Effectivement, afin de déterminer si le Québec est un exportateur net ou un importateur net à une heure donnée, il faut considérer les transactions en importation et en exportation de tous les clients, y compris les transactions de passage (*wheel-throughs*). Cependant, pour les transactions de passage, ce sont les mêmes quantités d'énergie qui sont importées et exportées pour

l'heure donnée. Ainsi, leur impact net est nul sur la détermination du statut d'importateur ou d'exportateur du Québec.

En regardant les transactions de passage plus en détails, on peut considérer que tous les transits provenant des points externes au point HQT (tel que MATI, LAB, etc.) sont considérés comme des transactions de passage (wheel-throughs), lorsqu'ils ont aussi une correspondance avec un réseau externe (comme MASS, NE, etc.). Il y a une exception pour les programmes du Distributeur effectués sur le chemin LAB-HQT pour l'énergie provenant de la centrale de Churchill Falls, excluant la portion de « Recall Power »¹ de NLH, qui sont considérés comme étant internes au Québec. Comme mentionné précédemment, il est à noter que les transactions de passage n'ont pas d'impact sur la détermination du statut car les mêmes quantités entrent et sortent du réseau HQT. Toutefois, les transactions de passage auront un impact sur la valeur du prix « Proxy-Québec ».

Cet impact sur le prix peut être illustré avec l'exemple suivant. Un prix élevé en Nouvelle-Angleterre aura pour effet d'attirer des participants des réseaux voisins à transiter sur le réseau de TransÉnergie pour pouvoir accéder à ce marché. L'accroissement des transactions de passage aura pour effet d'influencer le prix « Proxy-Québec » car en augmentant l'offre d'électricité au Québec, le prix aura tendance à diminuer puisqu'une fois l'interconnexion de la Nouvelle-Angleterre remplie, les participants iront vers le second marché le plus lucratif qui sera à un prix inférieur de celui de la Nouvelle-Angleterre, par exemple le marché de New York en passant à travers le Québec.

2.2. Veuillez expliquer, notamment, en quoi les transactions des clients autres que le Producteur ont un impact sur le coût d'opportunité de celui-ci.

R 2.2 : La formule proposée vise à établir un prix « Proxy-Québec » qui représente la valeur de l'énergie au Québec pour une heure donnée. Ainsi, en se basant sur les 10 derniers MW importés ou exportés, on peut déterminer la valeur d'un « MW marginal » au Québec. Compte tenu de la prédominance d'Hydro-Québec sur le marché québécois, cette formule basée sur un prix de marché horaire unique devrait être en ligne avec le coût d'opportunité du Producteur.

Tel que décrit dans l'exemple à la réponse 2.1, les transactions des autres participants au marché peuvent avoir un impact sur l'utilisation des interconnexions avec les réseaux voisins et ainsi influencer l'accès à ces réseaux pour le Producteur. En effet, s'il y a de la compétition sur l'interconnexion offrant un accès au marché le plus lucratif et que celle-ci est à pleine capacité, alors le Producteur (HQP) devra vendre son énergie

¹ Le « Recall Power » est un bloc de 300 MW provenant de la centrale de Churchill Falls au Labrador qui est réservé pour Newfoundland and Labrador Hydro.

excédentaire sur l'interconnexion lui donnant accès au marché offrant le meilleur prix accessible restant. Ainsi, en attribuant un comportement rationnel au Producteur, il ira vendre son énergie sur le marché résiduel lui offrant la meilleure opportunité d'affaire. C'est exactement cette logique qui sous-tend la détermination du prix « Proxy-Québec » que nous proposons.

Il faut aussi rappeler que, selon le tarif, comme il est possible pour des tiers, autre que le Producteur, de fournir ce service complémentaire sous certaines conditions, la formule de prix proposée doit tenir compte de cette possibilité et elle ne doit pas être uniquement liée aux activités du Producteur. Finalement, la formule représente la valeur de l'énergie marginale au Québec.

2.3. Veuillez identifier les « *interconnexions importantes* ».

R 2.3 : Les interconnexions importantes avec les marchés de l'Ontario, du NYISO et de la Nouvelle-Angleterre sont les chemins désignés par ON-HQT/HQT-ON pour l'Ontario, par MASS-HQT/HQT-MASS pour le NYISO et par NE-HQT/HQT-NE pour la Nouvelle-Angleterre.

2.4. Veuillez expliquer ce qui justifierait le Producteur de vendre sur le marché offrant le prix le moins élevé.

R 2.4 : Quand nous avons mentionné (voir le préambule) que le prix « Proxy-Québec », en situation où le Québec est un exportateur net sera égal au prix le moins élevé aux interconnexions importantes (Ontario, NYISO et de Nouvelle-Angleterre), ajusté des coûts de transport, il faut comprendre que l'interconnexion (ou les interconnexions) où les prix étaient les plus élevés étaient alors à pleine capacité, donc inaccessibles. En d'autres mots, en situation où le Québec est un exportateur net, le prix « Proxy-Québec » est déterminé par le prix à l'interconnexion où il y a des exportations au prix le moins élevé puisque l'objectif est de déterminer la valeur des 10 derniers mégawatts à vendre.

Alors, advenant la situation où le Québec est un exportateur net et qu'il y a un client assujéti aux annexes 4 et 5 qui livre moins que ce qu'il s'était engagé à faire selon son programme, alors le fournisseur (le Producteur) devra fournir les mégawatts manquants au prix « Proxy-Québec ». Ce prix sera basé sur le meilleur prix accessible à l'exportation à l'heure où le dépassement a eu lieu. Et comme la formule le stipule, cette estimation est basée sur des comportements rationnels de l'ensemble des joueurs du marché, c'est-à-dire, le prix à l'interconnexion pour laquelle il y a des exportations et où le prix est le moins élevé (le dernier meilleur prix accessible). La logique derrière ce choix, est que s'il y a un participant qui vend à cette interconnexion durant cette heure précise, c'est qu'il n'a pas eu accès à un marché plus lucratif. Il est important de noter que si durant cette même heure, il y a un autre participant qui livre plus d'énergie qu'il avait prévu alors le Producteur paiera le même prix,

soit le prix à l'interconnexion où il y a des exportations au prix le moins élevé. Il est aussi important de noter que peu importe le dépassement ou les manques de production des clients assujettis aux annexes 4 et 5, en plus de régler ces écarts au prix « Proxy-Québec », ces écarts seront aussi sujets à des pénalités de 10 ou 25 % dépendamment de la taille des écarts et ce, en conformité avec les ordonnances de la FERC.

C'est la même logique économique qui s'applique aussi pour la situation où le Québec est en importation net. En effet, le prix « Proxy-Québec », sera établi en fonction des 10 derniers MWs importés au Québec. Dans une telle situation, un participant avec un comportement rationnel tentera d'acquérir prioritairement son énergie sur le marché où le prix est le moins élevé. Tel que stipulé dans la formule, le prix « Proxy-Québec » dans une telle situation correspondra au prix des 10 derniers MWs importés, soit le prix à l'interconnexion où il y a des importations au prix le plus élevé. Car, faut-il le rappeler, s'il y a des importations à une interconnexion ayant un prix plus élevé que sur d'autres interconnexions, cela signifie que ces autres interconnexions n'étaient pas accessibles.

2.5. Veuillez définir quels seraient les prix incrémentiel et décrémental si la valeur nette des transits en importation et en exportation était nulle au moment où un écart de réception est observé.

R 2.5 : Tout d'abord, nous devons reconnaître que la probabilité que ce cas particulier se présente est extrêmement faible. En effet, en raison des multiples joueurs actifs sur le marché du Québec sur un nombre varié d'interconnexions différentes, il est en effet peu probable que la valeur nette des transits en importation et en exportation soit nulle. Cependant, nous proposons que dans ce cas précis, pour les fins d'application de la formule dans la détermination du prix « Proxy-Québec », que celle-ci s'applique tout comme si le Québec était un exportateur net pour cette heure précise. Dans le cas où il n'y aurait aucun échange de transits sur les réseaux voisins, ce qui est encore moins probable, nous proposons de prendre la moyenne arithmétique des prix des trois réseaux identifiés dans notre formule applicable lorsque le Québec est un exportateur net. Afin de tenir compte de ces situations possibles mais peu probables, nous proposons de modifier comme suit les textes des annexes 4 et 5 qui avaient été soumis par notre expert à l'annexe B de sa preuve du 19 juin.

Nous joignons ces textes à la fin des présentes réponses. Nous avons également apporté certaines autres corrections pour fins de clarification.

3. Référence : Pièce C-6-30, EBMI, Rapport de M. William K. Marshall, page 6.

Préambule :

« Consider a case where BEMI are short on their schedule by 10 MW and NL Hydro (or their agent) are long on their schedule by 10 MW. There would be no net imbalance for HQT to offset yet HQT propose to charge imbalance to both BEMI and NL Hydro. Because the incremental and decremental rates are different with extreme variations this would amount to a windfall gain to Hydro-Quebec when no service was provided. A single fair balancing price is required and in addition the ability to trade imbalances so that charges are only for the net total imbalance should be implemented. » [nos soulignés]

Demande :

3.1. Veuillez expliquer en quoi votre proposition serait équitable pour le client qui a fourni une capacité plus élevée que celle qu'il avait programmée, dans la mesure où ce client ne recevrait aucune compensation du Transporteur.

R 3.1 : Nous vous référons à la réponse de M. W. Marshall.

Our proposal is not to require that settlement be only on the net imbalance as seems to be implied in the question. It is for some degree of flexibility using a single fair balancing price.

The HQT proposal, with separate prices for surplus imbalance (decremental price) and deficit imbalance (incremental price), will result in windfall gains to Hydro Quebec for no reason. This can be illustrated with the example provided in my evidence and quoted in the Preamble. Let us use the actual pricing data of Hour 6 on July 29, 2008 (given in Tables 1 and 2 of my report) to evaluate the settlement for the situation where BEMI is 10 MW short on a 100 MW schedule and NLH is 10 MW long on a 200 MW schedule. The table below details the settlement.

Transmission Customer	BEMI	NLH	Totals
Schedule (MW)	100	200	300
Delivery (MW)	90	210	300
Total imbalance (MW)	-10	10	0
Imbalance by Band			
Band 1 (up to 2MW or 1.5%)	-2	3	0
Band 2 (up to 10MW or 7.5%)	-8	7	0
Band 3 (over 10MW or 7.5%)	0	0	0
Proposed HQ Prices*			
Band 1 price (\$/MWh)	67.69	36.36	
Band 2 price (\$/MWh)	100.00	25.00	
HQ Settlement (\$)	-935.38	284.08	-651.30
Proposed BEMI prices**			
Band 1 price (\$/MWh)	80.73	80.73	
Band 2 price (\$/MWh)	88.80	72.66	
BEMI Settlement (\$)	-871.86	750.81	-121.05
Differential Settlement	-63.52	-466.73	-530.25

* Taken from Hour 6 July 29/08 of Table 1 of W. Marshall Evidence

** Taken from Hour 6 July 29/08 of Table 2 of W. Marshall Evidence

The results of the settlement analyses illustrate that the HQ proposal would collect \$651.30 when there was in fact no imbalance service that was required. NLH actually provided the imbalance for the BEMI shortfall so this \$651.30 is a windfall gain to HQ.

Using our proposal with one incremental/decremental price (adjusted by +/- 10% for Band 2 and +/- 25% for Band 3 consistent with the FERC pro forma OATT) there would still be a penalty amount of \$121.05 even though no service was supplied. In this situation NLH, the customer with the surplus, would be paid for its surplus energy, either \$750.81 under our proposal or only \$284.08 under the HQ proposal.

In many markets there is no penalty associated with similar imbalances as the settlement is done for all imbalances at the incremental/decremental price. This is the situation in New Brunswick, New England, NY and Ontario as well as PJM, MISO, ERCOT, CAISO, SPP and AESO where there are detailed hourly bid markets. It is worth noting that FERC have accepted this elimination of penalties for the US markets listed above because they are deemed to be superior to the pro forma requirement.

While it is premature in this hearing to develop the rules for a detailed dispatch market in Quebec it is possible to consider a slight modification that would approximate the outcome of a market. That modification would be to allow Transmission Customers to trade their imbalances.

With such an arrangement there would be no windfall gains for Hydro Quebec and it would be possible to reduce the magnitude of the total imbalances to approach a net imbalance amount. This trading arrangement would also assist private developers that are not under contract with HQD, and especially wind developers, by allowing them to pool imbalances and reduce their penalties. But it would not be mandatory, rather, the trading of imbalances would be optional so that it would not disadvantage any particular Transmission Customer. The option, however, needs some restrictions so that the settlement process can be effectively managed by HQT. Trading needs to be declared and applied to all schedules of a Transmission Customer for a minimum of a monthly period and the Transmission Customers with whom trading is arranged needs to be declared prior to the month in question.

If a single Transmission Customer did not choose to trade with another customer its imbalances would be settled financially according to the tariff, i.e., it would be paid at the end of each month 100% of the energy balance price for band 1 energy, 90% of the price for band 2 energy and 75% of the price for band 3 energy.

If two or more Transmission Customers agreed to trade imbalances then the settlement each month would be for their combined net imbalance. This net total would be settled financially under the tariff between HQT and one of the Transmission Customers (pre-designated prior to the month). The Transmission Customers involved in the trading arrangement would settle between themselves according to an agreed arrangement. Using the example above, NLH and BEMI could trade their 10 MW imbalances and incur no penalty. How they settle the 10 MW between each other would be subject to negotiation. They could bank the imbalances and pay each other back in kind or they could use 100% of the imbalance price and settle it financially or develop some other arrangement of mutual interest.

This imbalance trading option is necessary in the tariff to avoid undue discrimination against non HQ Transmission Customers. It has been suggested that HQD would only be subject to imbalance charges when using point-to-point transmission to sell its surplus energy and HQP would not be subject at all as per the evidence filed in Phase 1. Effectively this is equivalent to having HQD and HQP trade imbalances so they have net zero imbalance for supply of local load plus exempting HQP from point-to-point imbalances. If non HQ Transmission Customers are not offered similar treatment, then HQD and HQP will be receiving preferential treatment to the detriment of other Transmission Customers.

- 3.2.** Veuillez également indiquer en quoi il serait équitable que le producteur qui a fourni moins de capacité que ce qu'il avait programmé ne paie pas de montant associé à cet écart.

R 3.2 : Nous vous référons également à la réponse de **M. W. Marshall**

The Régie asked in its question 3.2 how it would be fair for a customer to not pay anything to HQT for the shortfall of energy delivered below its schedule. If there is no trading of imbalances the customer would pay according to the tariff. In the example provided in Question 3.1 BEMI, who is delivering 10 MW below its schedule, would pay for those 10 MW to HQT either \$935.38 (under the HQT proposal) or \$871.86 (under our proposal).

In the case where trading of imbalances would be allowed, the Transmission Customer that is short on its schedule would either settle with HQT under the Tariff or settle with a trading partner according to negotiated terms. Either way BEMI would pay for the 10 MW short in some form.

Please also see the response to 3.1 above.

SCHEDULE 4

ENERGY IMBALANCE SERVICE – RECEIPT

Generator Imbalance Service is provided when a difference occurs between the output of a generator located in the Transmission Provider's Control Area and a delivery schedule from that generator to (1) another Control Area or (2) a load within the Transmission Provider's Control Area over a single hour. The Transmission Provider must offer this service, to the extent it is physically feasible to do so from its resources or from resources available to it when Transmission Service is used to deliver energy from a generator located within its Control Area. The Transmission Customer must either purchase this service from the Transmission Provider or make alternative comparable arrangements, which may include use of non-generation resources capable of providing this service, to satisfy its Generator Imbalance Service obligation. To the extent the Control Area operator performs this service for the Transmission Provider, charges to the Transmission Customer are to reflect only a pass-through of the costs charged to the Transmission Provider by that Control Area Operator. The Transmission Provider may charge a Transmission Customer a penalty for either hourly generator imbalances under this Schedule or penalty for hourly energy imbalances under Schedule 5 for imbalances occurring during the same hour, but not both unless the imbalances aggravate rather than offset each other. The Transmission Provider shall establish charges for generator imbalance based on the deviation bands as follows: (i) deviations within +/- 1.5 percent (with a minimum of 2 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any generator imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be netted on a monthly basis and settled financially, at the end of each month, at 100 percent of incremental or decremental cost, (ii) deviations greater than +/- 1.5 percent up to 7.5 percent (or greater than 2 MW up to 10 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any generator imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be settled financially, at the end of each month, at 110 percent of incremental cost or 90 percent of decremental cost, and (iii) deviations greater than +/- 7.5 percent (or 10 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any generator imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be settled at 125 percent of incremental cost or 75 percent of decremental cost, except that an intermittent resource will be exempt from this deviation band and will pay the deviation band charges for all deviations greater than the larger of 1.5 percent or 2 MW. An intermittent resource, for the limited purpose of this Schedule is an electric generator that is not dispatchable and cannot store its fuel source and therefore cannot respond to changes in system demand or respond to transmission security constraints.

Notwithstanding the foregoing, deviations from scheduled transactions in order to respond to directives by the Transmission Provider, a balancing authority, or a reliability coordinator shall not be subject to the deviation bands identified above and, instead, shall be settled financially, at the end of the month, at 100 percent of incremental and decremental cost. Such directives may include instructions to correct frequency decay, respond to a reserve sharing event, or change output to relieve congestion.

For purposes of this Schedule, incremental/decremental hourly price is established as follows, converted into Canadian dollars at the Bank of Canada noon exchange rate.

The incremental price and the decremental price are both determined by the same single value, called the Proxy Québec Price, which is derived by the following formula:

For every hour that the Transmission Provider's system is ~~in~~has some exports flowing and a net export situation total of zero or more, the Proxy Quebec Price is equal to the lowest hourly price of the markets to which net exports are flowing using the following three (3) market prices: (1) New York: the NYISO Real-time price (Zone M) less US\$0.16/MWh, less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including applicable rates for ancillary services necessary to sell energy at the NYISO's Zone M; (2) New England: the ISO-NE Real-time price for Phase II (Sandy Pond) less US\$6.00/MWh, less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including applicable rates for ancillary services necessary to sell energy at Sandy Pond ; and (3) Ontario: the ON interconnection hourly market price (HOEP adjusted for congestion at the ON Interconnection) less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including applicable rates for ancillary services necessary to sell energy in Ontario.

For every hour that the Transmission Provider's system is in a balanced state with no exports and no imports, the Proxy Quebec Price is equal to the average hourly price of the three (3) market prices in the previous paragraph.

For every hour that the Transmission Provider's system is in a net import situation, the Proxy Quebec Price is equal to the highest hourly price of the markets from which net imports are flowing using the following three (3) market prices: (1) New York: the NYISO Real-time price (Zone M) plus US\$4.50/MWh; (2) New England: the ISO-NE Real-time price for Phase II (Sandy Pond) plus US\$8.00/MWh ; and (3) Ontario: the ON interconnection hourly market price (HOEP adjusted for congestion at the ON Interconnection) plus CA\$5.00/MWh during on-peak hours and CA\$4.00/MWh during off-peak hours (as defined by NERC).

SCHEDULE 5

ENERGY IMBALANCE SERVICE – DELIVERY:

Energy Imbalance Service is provided when a difference occurs between the scheduled and the actual delivery of energy to a load located within a Control Area over a single hour. The Transmission Provider must offer this service when the transmission service is used to serve load within its Control Area. The Transmission Customer must either purchase this service from the Transmission Provider or make alternative comparable arrangements, which may include use of non-generation resources capable of providing this service, to satisfy its Energy Imbalance Service obligation. To the extent the Control Area operator performs this service for the Transmission Provider, charges to the Transmission Customer are to reflect only a pass-through of the costs charged to the Transmission Provider by that Control Area operator. The Transmission Provider may charge a Transmission Customer a penalty for either hourly energy imbalances under this Schedule or a penalty for hourly generator imbalances under Schedule 4 for imbalances occurring during the same hour, but not both unless the imbalances aggravate rather than offset each other. The Transmission Provider shall establish charges for energy imbalance based on the deviation bands as follows: (i) deviations within +/- 1.5 percent (with a minimum of 2 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any energy imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be netted on a monthly basis and settled financially, at the end of the month, at 100 percent of incremental or decremental cost; (ii) deviations greater than +/- 1.5 percent up to 7.5 percent (or greater than 2 MW up to 10 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any energy imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be settled financially, at the end of each month, at 110 percent of incremental cost or 90 percent of decremental cost, and (iii) deviations greater than +/- 7.5 percent (or 10 MW) of the scheduled transaction to be applied hourly to any energy imbalance that occurs as a result of the Transmission Customer's scheduled transaction(s) will be settled financially, at the end of each month, at 125 percent of incremental cost or 75 percent of decremental cost.

For purposes of this Schedule, incremental/decremental hourly price is established as follows, converted into Canadian dollars at the Bank of Canada noon exchange rate.

The incremental price and the decremental price are both determined by the same single value, called the Proxy Québec, which is derived by the following formula:

For every hour that the Transmission Provider's system is ~~is in~~ has some exports flowing and a net export situation total of zero or more, the Proxy Quebec value is equal to the lowest hourly price of the markets to which net exports are flowing using the following three (3) market prices: (1) New York: the NYISO Real-time price (Zone M) less US\$0.16/MWh, less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including applicable rates for ancillary services necessary to sell energy at the NYISO's Zone M; (2) New England: the ISO-NE Real-time price for Phase II (Sandy Pond) less US\$6.00/MWh, less the applicable rate for the Transmission Provider point to point hourly transmission service, including applicable rates for ancillary services necessary to sell energy at Sandy Pond ; and (3) Ontario: the ON interconnection hourly market price (HOEP adjusted to congestion at the ON Interconnection) less the applicable rate for the Transmission Provider point to point

hourly transmission service, including applicable rates for ancillary services necessary to sell energy in Ontario.

For every hour that the Transmission Provider's system is in a balanced state with no exports and no imports, the Proxy Quebec Price is equal to the average hourly price of the three (3) market prices in the previous paragraph.

For every hour that the Transmission Provider's system is in a net import situation, the Proxy Quebec value is equal to the highest hourly price for each of the markets from which net imports are flowing using the following three (3) market prices: (1) New York: the NYISO Real-time price (Zone M) plus US\$4.50/MWh; (2) New England: the ISO-NE Real-time price for Phase II (Sandy Pond) plus US\$8.00/MWh ; and (3) Ontario: the ON interconnection hourly market price (HOEP adjusted to congestion at the ON Interconnection) plus CA\$5.00/MWh during on-peak hours and CA\$4.00/MWh during off-peak hours (as defined by NERC).