

**GOWLINGS**

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

Montréal, le 15 février 2007

**COURRIER ÉLECTRONIQUE  
ET PAR MESSAGEUR**

Me Véronique Dubois  
Secrétaire

**REGIE DE L'ENERGIE**  
800, Place Victoria, bureau 255  
Montréal (Québec) H4Z 1A2

**Paule Hamelin**  
Ligne directe : (514) 392-9411  
Adjoint(e) : (514) 878-1041, poste 65254  
paule.hamelin@gowlings.com

**Objet : Demande d'approbation de l'entente visant la suspension  
des contrats en base et cyclable intervenue entre Hydro-Québec  
Distribution et Hydro-Québec Production  
Dossier Régie : R-3624-2007  
Notre dossier : L94110084**

---

Chère consœur,

Relativement au dossier mentionné en titre et pour donner suite aux nôtres des 9 et 14 février 2007, vous trouverez sous ce pli les observations de notre cliente Énergie Brookfield Marketing Inc. par monsieur Donald Tremblay.

Veuillez agréer, chère consœur, l'expression de nos salutations distinguées.

**GOWLING LAFLEUR HENDERSON s.r.l.**

Paule Hamelin

PH/st

p.j.

c.c.: Participants

Énergie **Brookfield**

Corporation Énergie Brookfield  
480, boul. de la Cité  
Gatineau (Québec) J8T 8R3

Tél. +1 (819) 561-2722  
Télec. +1 (819) 561-7188  
www.energiebrookfield.com

Gatineau, le 15 février 2007

## **COURRIER ÉLECTRONIQUE**

Me Véronique Dubois  
Secrétaire

**REGIE DE L'ENERGIE**  
800, Place Victoria, bureau 255  
Montréal (Québec) H4Z 1A2

**Objet : Demande d'approbation de l'entente visant la suspension  
des contrats en base et cyclable intervenue entre Hydro-Québec  
Distribution et Hydro-Québec Production  
Dossier Régie : R-3624-2007  
Notre dossier : L94110084**

---

Chère Me Dubois,

Pour donner suite à la lettre de nos procureurs du 9 février 2007, nous vous transmettons, par la présente, les observations d'Énergie Brookfield Marketing Inc. (ci-après « **EBMI** ») à l'égard de la demande d'approbation de l'entente visant la suspension des contrats en base et cyclable intervenue entre Hydro-Québec Distribution (ci-après « **HQD** ») et Hydro-Québec Production (ci-après « **HQP** ») dans le dossier mentionné en titre.

Essentiellement, EBMI soumet que la Régie de l'Énergie (ci-après la « **REGIE** »), dans les circonstances particulières de cette affaire, serait justifiée de refuser la demande d'HQD telle que formulée et de considérer un processus visant à optimiser la valeur du portefeuille de contrats de cette dernière selon les principes d'égalité d'opportunités d'affaires en procédant par le biais d'appels d'offres ou d'autres mécanismes similaires, pour la vente de ses surplus.

Les observations d'EBMI porteront sur les points suivants :

- la nécessité d'obtenir l'approbation préalable de la Régie et la tardivité de la demande d'approbation ;
- l'avantage économique pour HQD que pourrait représenter un processus d'appel d'offres.

EBMI réalise fort bien qu'elle n'est pas un intervenant désintéressé. Sa démarche dans le cadre de cette affaire vise à réitérer à la Régie l'importance des principes d'équité, de transparence et d'égalité d'opportunités, principes que la Régie a su imposer en matière de contrats d'approvisionnement. Il n'y a pas de raison, à nos yeux, qui puisse justifier de dévier de ces principes en regard des autres situations de même type associées aux opérations du Distributeur. EBMI croit que les partenaires d'affaires d'HQD sont en droit d'exiger un traitement paritaire et concurrentiel donnant ouverture aux mêmes opportunités dans le meilleur intérêt de tous les participants.

#### **PRÉSENTATION D'EBMI ET DE SON INTÉRÊT**

EBMI est une filiale de Corporation Énergie Brookfield (« **BROOKFIELD** »), une société de portefeuilles qui chapeaute plusieurs entités oeuvrant dans les marchés de gros d'électricité dont la production et la distribution indépendante d'énergie hydroélectrique en Amérique du Nord. EBMI est l'unité marchande de Brookfield et elle est responsable de l'opération optimale de ses centrales et de la mise en marché de produits énergétiques.

Grâce à 138 centrales hydroélectriques, un parc éolien, une centrale à réserve pompée et à 2 centrales de cogénération, la capacité de production globale de Brookfield est à près de 3 800 MW. Ses installations sont situées dans 3 régions géographiques sur plus de 50 réseaux hydrographiques. Certaines sont dotées d'une capacité d'emmagasinage d'eau favorisant la production d'énergie en période de pointe. Par ailleurs, elle oeuvre dans le domaine du transport d'électricité avec un réseau de plus de 2 500 km de lignes de transport ainsi que dans la distribution avec plus de 11 000 clients dans le Nord de l'Ontario.

EBMI est présentement un important fournisseur de produits énergétiques auprès d'HQD, en plus de transiger fréquemment avec HQP et d'être le principal client non-affilié d'Hydro-Québec TransÉnergie (ci-après « **HQT** »). Anticipant d'accroître davantage ses opérations dans l'Est de l'Amérique du Nord, EBMI croit que les règles en place doivent être intégralement appliquées et respectées par les participants de marché, y inclus les divisions d'Hydro-Québec, dans une perspective de maintien d'un marché transparent, équitable et conforme aux pratiques de l'industrie.

EBMI a déjà participé à plusieurs causes tarifaires d'HQT et son intérêt à titre d'intervenant a déjà maintes fois été reconnu.

Pour ces raisons, EBMI a un intérêt manifeste à participer au présent dossier et à soumettre à la Régie les présentes observations. À ce titre, EBMI tient à souligner qu'elle aurait demandé le statut d'intervenant si elle avait été informée de la présente demande en temps opportun. D'ailleurs, EBMI aurait été présente et représentée lors de l'audition du 7 février dernier si cette dernière en avait été avisée. À tout événement, compte tenu que la présente demande s'effectue majoritairement sur dossier, EBMI demande à ce que la Régie considère ses observations pour valoir à titre de sa preuve dans le présent dossier.

**L'APPROBATION PREALABLE PAR LA REGIE EST REQUISE**

Tout d'abord, nous estimons qu'HQD, vu les circonstances de cette affaire, aurait dû requérir l'approbation préalable de la Régie avant de conclure l'entente de suspension des contrats de long terme avec HQP pour l'année 2007 (pièce HQD-1, Doc. 1).

L'entente en question (pièce HQD-1, Doc. 1) porte la date du 15 janvier 2007 et avait pour objectif, selon son libellé, d'entrer en vigueur à cette date « sous réserve de l'approbation de la Régie de l'énergie ». Ce n'est que le 25 janvier 2007 qu'HQD a demandé à la Régie d'approuver cette entente, déjà signée par les deux parties, dont l'objectif est la suspension des contrats intervenus avec HQP (soit le contrat pour 350 MW de produits en base et le contrat pour 250 MW de produits cyclables) pour une période de dix (10) mois et ce, dès le 1<sup>er</sup> mars 2007.

Dans la mesure où il s'agit de contrats d'approvisionnement approuvés par la Régie et découlant de l'appel d'offres A/O 2002-01 (décision D-2003-159 dans le dossier R-3519-2003), nous estimons que toute modification substantielle à ces contrats, comme en l'espèce, devait nécessairement faire l'objet d'une étude approfondie par la Régie, le tout selon un échéancier et des délais raisonnables pour permettre à tous les intéressés de faire valoir leurs droits et intérêts, le cas échéant.

La Régie a d'ailleurs, de par sa loi constitutive, ce pouvoir. En effet, la Régie, en vertu de l'article 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* L.R.Q. c.R-6.01 surveille l'application de la procédure d'appel d'offres et le respect du code d'éthique.

La Régie a déjà souligné, dans le passé, qu'HQD devait lui soumettre pour approbation préalable toute modification importante à un contrat conclu et approuvé par le biais d'un tel processus d'appel d'offres.

Dans la décision D-2005-138 (citée par HQD dans sa propre procédure de demande d'approbation), portant sur une demande d'HQD en vue de faire autoriser une modification au contrat d'approvisionnement en électricité intervenu avec Kruger Inc., la Régie mentionnait ce qui suit à la page 3 :

« Puisque les modifications apportées au Contrat touchent la date de garantie de début des livraisons de l'électricité et l'indexation du prix de l'électricité, deux éléments substantiels du Contrat, le Distributeur est justifié de soumettre ces modifications à l'approbation de la Régie conformément aux dispositions de l'article 74.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie. »

Par ailleurs, dans la décision D-2006-27 (dossier R-3573-2005 également cité par HQD) portant sur une demande d'approbation d'une entente d'intégration éolienne intervenue entre le Distributeur d'électricité et le Producteur d'électricité, la Régie rappelait aux parties l'importance de son rôle, à la page 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 de sa compétence exclusive de surveiller les opérations du Distributeur pour s'assurer en particulier que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et paient selon un juste tarif. »

Sur la question des modifications de l'entente intervenue, la Régie concluait ainsi, à la page 7 :

« La Régie est d'avis que le Distributeur doit lui soumettre pour approbation préalable toute modification importante à l'Entente (notamment toute modification relative à sa durée, aux produits et obligations, aux prix et aux clauses d'indexation), ainsi que toute renonciation projetée à des éléments importants de l'Entente. Le Distributeur doit par ailleurs l'informer sans délai de toute autre modification ou renonciation de nature mineure.

Ces exigences découlent implicitement de l'article 74.2 de la Loi et du contexte plus général de la compétence exclusive de la Régie pour surveiller ses opérations, tel qu'indiqué dans la section 3.1 de la présente décision. »

(Nos soulignés)

Ainsi, une approbation préalable à la conclusion d'une entente avec HQP aurait permis à la Régie d'examiner, en temps opportun, les alternatives qui pouvaient s'offrir à HQD en vue de régler la problématique des surplus.

À la lumière de ce qui précède, il aurait été approprié pour HQD d'entreprendre des démarches auprès de la Régie dès que cette dernière a réalisé la problématique soulevée à l'égard de ses surplus de puissance et d'énergie.

D'ailleurs, selon la preuve, la question des surplus était connue dès la fin de l'été 2006 puisqu'HQD a initié des négociations à cette période auprès de TransCanada Energy (ci-après « TCE »)<sup>1</sup>. La pièce A-3 de la Régie tirée du document « État d'avancement du Plan » datée du 18 octobre 2006 fait état de ces surplus et du fait que les contrats signés avec HQP « prévoient des dispositions pour reporter la date de début des livraisons ».

Nous soumettons que le principe de l'approbation préalable et en temps utile est nécessaire pour assurer les principes d'équité propres au processus d'appel d'offres approuvé par la Régie de même que pour assurer la transparence de l'ensemble du processus surtout lorsque les contrats en question concernent HQD et HQP. L'importance d'assurer un processus transparent et indépendant n'est pas nouvelle. L'égalité des opportunités d'affaires devrait s'appliquer non seulement lors de l'attribution des contrats d'approvisionnement mais également lors de leur exécution.

#### **L'AVANTAGE ECONOMIQUE DE PROCEDER PAR APPEL D'OFFRES**

Nous soumettons qu'HQD, dans le cadre de son analyse de la problématique, aurait pu considérer l'option de revendre l'énergie à toute partie intéressée et conclure que cette option aurait été à l'avantage de la charge locale. Selon la preuve, il semble pour les raisons exposées par le panel d'HQD que cette option ou toute autre option d'optimisation n'ont pas véritablement été étudiées avant d'entreprendre les négociations avec TCE ou avec HQP.

---

<sup>1</sup> Notes témoignage du Panel d'HQD – Paul Paquin, notes sténographiques du 7 février 2007, p. 195, l. 23 à l. 25. Voir également p. 196 l. 13 à 197 l. 5

En fait, il ressort du témoignage de monsieur Paquin d'HQD que les options considérées étaient celles énoncées au Plan d'approvisionnement<sup>2</sup> et que la revente à HQP ou à une autre contrepartie n'en faisait pas partie<sup>3</sup>.

Sous toutes réserves, il nous est apparu que l'option de revente des surplus n'a été examinée que dans le cadre de la présente demande d'approbation afin d'expliquer ou soutenir la démarche qu'HQD a privilégiée soit celle de la suspension des contrats avec HQP.

Pour les motifs ci-après explicités, nous soumettons que la Régie serait justifiée de ne pas donner suite à la demande d'approbation d'HQD portant sur la suspension des contrats intervenus avec HQP et de considérer un processus d'appel d'offres pour vendre les surplus dont HQD dispose et ce, en fonction des règles du marché, afin de maximiser la valeur de son patrimoine, pour le bénéfice de l'ensemble de ses clients.

### **1. Concepts et pratiques de l'industrie**

Dans sa demande, HQD parle de suspension de contrats. Or, lors de l'audition du 7 février 2007, il fut question également de report d'énergie et de « book out ». Il existe des distinctions importantes entre ces concepts dans l'industrie.

Contrairement à l'opinion de certains, nous estimons que la proposition d'HQD ne constitue pas un report de contrats. Tout d'abord, HQD n'a plus d'options de report en vertu des contrats. Aussi, l'entente dont on recherche l'approbation aura pour effet de libérer HQP de son engagement de livrer l'énergie et la capacité de mars à décembre 2007, sans pénalité pour HQD (nous en convenons) mais sans tenir compte de la valeur au marché que cette énergie et cette capacité peuvent représenter pour HQP. Au surplus, il n'y a pas d'extension de prévue pour la période mars-décembre 2007 permettant à HQD d'acheter cette période au prix initial du contrat.

Aussi, il ne s'agit pas non plus d'un « book out ». Dans la présente affaire, HQD a effectué un achat d'HQP et afin d'effectuer un *book out* de contrats, tel que pratiqué dans l'industrie, HQD devait revendre ce contrat à la juste valeur marchande à la date de la transaction de vente ce qui n'est pas le cas. Le scénario dit de « book out » tel que présenté en preuve n'en est pas un selon la pratique de l'industrie car HQD vend à HQP à la valeur du contrat initial. L'utilisation du prix du contrat initial d'achat d'HQP fait en sorte qu'HQD perd la rente économique associée à la plus-value entre le prix initial de son achat et la juste valeur marchande du contrat qu'elle détient, tel que présenté à l'Annexe I du présent document.

### **2. Analyse économique**

Dans le cas qui nous intéresse, HQD a effectué un achat d'HQP et plutôt que d'effectuer une revente et ainsi maximiser la valeur de son patrimoine, conformément à la pratique de l'industrie, elle propose plutôt de suspendre les livraisons des contrats.

La suspension des contrats fait en sorte qu'HQP n'a pas à payer la valeur monétaire de la plus-value entre le prix du contrat initial et la valeur marchande du contrat aujourd'hui. L'effet de cette transaction serait donc de transférer cette plus-value, s'il y a, à HQP

<sup>2</sup> Notes sténographiques du 7 février 2007 p. 198, l. 4 à p. 200, l. 13

<sup>3</sup> Notes sténographiques du 7 février 2007, présentation de Me Yves Fréchette p. 19, l. 4 à p. 20, l. 13

sans contrepartie et au surplus, HQD perdra le bénéfice du report du terme, ce qui nécessairement impliquera un coût d'achat en 2027 plus onéreux que celui prévu au contrat initial.

Il ressort de la preuve qu'HQD ne fait face à aucun empêchement juridique restreignant sa capacité de procéder à une revente d'une ou des portions de son portefeuille d'achat<sup>4</sup> et qu'HQD dispose de tous les moyens pour procéder à des appels d'offres. Le cadre mis en place par la Régie pour les fins des contrats d'approvisionnement est très bien établi et rodé, même lorsque les délais sont courts. Voici des exemples de ces courts délais :

Appel d'offres	Date de lancement	Date de fermeture	Nombre de jours
A/O 2005-02	29 août 2005	13 septembre 2006	15 jours
A/O 2005-04	8 novembre 2005	15 novembre 2006	7 jours
A/O 2006-01	13 mars 2006	21 mars 2006	8 jours
A/O 2006-02	14 septembre 2006	26 septembre 2006	12 jours

HQD a établi et développé un solide réseau de partenaires d'affaires et de fournisseurs qui lui permettent d'assurer ses besoins en approvisionnement de très court terme, court terme et long terme. Nous croyons, avec respect pour l'opinion contraire, qu'HQD aurait pu proposer à la Régie de procéder à des appels d'offres de vente afin de maximiser la valeur de son portefeuille et ainsi diminuer ses coûts. Nous considérons qu'il est encore temps de procéder à de tels appels d'offres, étant donné que ce processus table sur la même infrastructure que celle utilisée pour les appels d'offres d'approvisionnement de court terme.

À titre d'exemple et sans porter de jugement sur le choix effectué, HQD aurait pu considérer de tenir un appel d'offres pour une mise aux enchères par blocs de 50MW de ses surplus et contacter d'autres grossistes afin de maximiser son patrimoine. Les partenaires d'affaires d'HQD (par ex : Constellation, Brookfield Power, NB Power, OPG, Powerex, Emera, Cargill, etc...) n'ont pas été ou ne semblent pas avoir été contactées pour connaître leur intérêt à acheter cette énergie et cette capacité, ni approchées afin de déterminer leur intérêt à participer à un appel d'offres pour acheter ces surplus. Des participants de marché, autres qu'HQP, qui détiennent déjà du transport sur le réseau de TransÉnergie ou sur des réseaux voisins ou songeant à acheter du transport pour des transactions auraient un intérêt certain à participer à un tel appel d'offres. Il en est de même pour certaines contreparties qui ont des besoins en énergie ou en capacité et qui seraient intéressées à cette énergie/capacité et prêtes à payer un prix compétitif.

Évidemment, la capacité physique et juridique de réaliser une transaction n'a d'intérêt que dans la mesure où l'avantage économique qui sous-tend cette démarche est au rendez-vous.

Nous sommes parfaitement conscients qu'il existe un risque d'affaires à procéder par appel d'offres et ce sera à la Régie d'en évaluer l'importance et la portée dans l'exercice de ses pouvoirs.

<sup>4</sup> Notes sténographiques, contre-interrogatoire du Panel d'HQD, p. 88 l. 2 à l. 10

Toutefois, l'analyse économique que nous avons effectuée, dans le temps qui nous a été alloué, démontre qu'il y aurait un net avantage économique à favoriser une véritable « revente » des surplus.

Tout d'abord, HQD n'a plus d'options de report des contrats. HQD avait l'option de reporter les livraisons sans frais, si le report des contrats était effectué avant le 1<sup>er</sup> février 2006. De plus, HQD avait une deuxième option de reporter les livraisons, moyennant un paiement de 10 M\$ par tranche de 50 MW pour le contrat en base et 2.5 M\$ par tranche de 50 MW pour le contrat cyclable, avant le 1<sup>er</sup> janvier 2007. HQD n'a pas exercé ces options. Puisque cette dernière option n'existait plus, l'on ne peut, selon nous, faire référence à une perte relative à la prime à verser (82,5 M \$) pour l'exercice du report du contrat.

Par ailleurs, lors de la présentation de la preuve, HQD soumet qu'HQP va subir des dommages pour la suspension des contrats. Dans les faits, la preuve démontre (voir notamment l'analyse ci-après proposée) que la valeur des contrats en date du 9 janvier 2007 est supérieure aux prix des contrats initiaux.

Nous vous soumettons que l'utilisation de la mise aux enchères de positions par blocs de 50 MW est de nature à créer une saine concurrence en permettant aux participants des marchés d'énergie de déposer des offres compétitives basées sur les conditions de marché. Certains participants ont déjà des positions de courte durée avec HQD alors que d'autres ont des obligations contractuelles leur permettant d'utiliser ces volumes d'énergie et de capacité, soit des positions de transport ou des échanges d'énergie. Certains participants utilisent aussi des marchés/index connexes tels que NYISO Zone A, NYISO Zone G, PJM, Ontario ou ceux du gaz naturel nord-américain (Henry Hub par exemple) pour neutraliser le risque provenant de larges positions, selon leur degré de tolérance pour le risque qui peut être différent de celui d'HQD.

Une position de 600 MW convertie en gaz naturel et autres instruments financiers, n'est pas une position assez grande pour affecter la liquidité du marché de l'énergie nord américain, dont le prix, de façon significative, contrairement à la position soutenue par certains. Les participants peuvent par la suite convertir graduellement leurs positions connexes à leur position désirée sans trop affecter le niveau de prix.

Ainsi, nous soumettons qu'HQD pourrait très certainement utiliser un processus compétitif de mise aux enchères comme cette dernière le fait déjà lors des appels d'offres d'approvisionnement.

Tel que démontré ci-après, le contrat actuel d'HQD est à un prix avantageux par rapport au marché et des profits appréciables peuvent être réalisés par HQD.

En comparant le prix des contrats (énergie + capacité) avec les prix forward à NY et en NE (énergie et capacité) et en tenant compte de tous les frais pour sortir l'énergie du Québec, on trouve des différences de prix appréciables. À ce titre, nous vous invitons à comparer les données de marché en place au 9 janvier (date retenue par HQD dans sa présentation) au 15 janvier (date de signature de l'entente), au 24 janvier (date de dépôt à la Régie) au 7 février (date de l'audition).

**Différence positive avec le prix du contrat  
Prix « ICE » livré – prix contrat (\$US)**

9 janvier	\$/MWh	M\$ pour 4.4 TWh
Via NY	7.23	31.8
Via NE	8.72	38.4

15 janvier	\$/MWh	M\$ pour 4.4 TWh
Via NY	6.41	28.2
Via NE	7.45	32.8

24 janvier	\$/MWh	M\$ pour 4.4 TWh
Via NY	8.42	37.1
Via NE	9.60	42.2

7 février	\$/MWh	M\$ pour 4.4 TWh
Via NY	13.28	58.4
Via NE	16.04	70.6

Sans vouloir remettre en question l'approche d'HQD, il n'est demeuré pas moins qu'en plus de ce différentiel, il y aurait possibilité de l'accroître en révisant certaines des hypothèses de calcul de coûts comparatifs retenues par HQD :

- i) Les frais de transport d'HQT pris en Quotidien Ferme sont plus chers que les prix pour du Mensuel Ferme (environ 11.67 vs 8.33 \$can/MWh)

Un intervenant a également souligné ce problème lors de l'audience du 7 février 2007<sup>5</sup> et HQD a reconnu qu'ils auraient pu prendre le tarif Mensuel Ferme.

- ii) Frais de courtage qu'une tierce partie acheteuse n'aurait pas à payer

HQD donne des explications pour ces frais aux pages 136-137 des notes sténographiques. Comme HQD n'a pas de licence pour transiger directement sur les marchés américains, elle doit utiliser les services d'une tierce partie qui possède une telle licence, moyennant un frais. En procédant à la vente au Québec, HQD n'a pas à se soucier de payer une commission à un acheteur. L'acheteur possédant une telle licence n'a pas à engendrer de tels frais et des frais de courtage de 0.75 \$/MWh utilisés par HQD ne devraient pas être considérés lors de l'établissement de la juste valeur marchande du contrat livré hors Québec.

- iii) Prix forward en NE plus bas de 2\$/MWh que ceux publiés par ICE (*settlements price* du Intercontinental Exchange).

<sup>5</sup> Page 156, l. 16 à p. 157, l. 17 des notes sténographiques

La comparaison de la preuve présentée et des prix de fermeture de ICE pour le 9 janvier pour le marché de NEPOOL MASS HUB est de 1.93 US\$/MWh inférieure dans le cas d'HQD par rapport au prix publié par ICE à <https://www.theice.com>. Dans les 6 prix de références mentionnés dans la preuve en page 164, il est également important de noter que Canax, ICAP et Amerex sont des courtiers fournissant des prix ponctuels sur les marchés de gré à gré (« over-the-counter market ») et Megawatt Daily publie des prix basés sur leur propre échantillonnage fait auprès de certains participants de marché. L'Intercontinental Exchange (« ICE ») et le New York Mercantile Exchange (« NYMEX ») sont des plateformes électroniques de transactions avec un large volume. Les participants peuvent accéder aux prix publics au [www.nymex.com](http://www.nymex.com) et [www.theice.com](http://www.theice.com). La pratique répandue des contreparties dans l'industrie est de faire la mise à jour de leur livre transactionnel (Mark-to-Market) en utilisant la valeur de fermeture de l'un ou l'autre de NYMEX ou ICE ou en faisant la moyenne des deux indices. Ces plateformes sont plus fiables que les cotes d'un courtier étant donné qu'elles sont soumises à un comité qui établit la valeur de fermeture du contrat à chaque jour (« Settlement Committee »).

iv) Aucun prix de capacité alloué pour les autres marchés (NY ou NE).

Il ressort que la preuve semble ne pas tenir compte qu'HQP vendra la capacité dans les marchés avoisinants. Cet élément n'est pas considéré dans le calcul de la juste valeur marchande des contrats.

Pour la période visée, le prix de la capacité est fixé par l'ISO-NE à 3.05 \$/kW-mo pour la Nouvelle-Angleterre alors qu'un estimé du prix de la capacité pour la dite période est de 2.50 \$/kW-mo pour du NY *Rest-of-State Capacity*.

v) Certaines de ces hypothèses sont peut-être trop conservatrices en particulier dans le cas d'un participant désireux d'utiliser du transport non utilisé sur HQT, vers la Nouvelle Angleterre (Phase I/II, Highgate), vers le Nouveau Brunswick ou vers le NYISO. Certains participants pourraient combiner des portions des surplus avec leur portefeuille afin d'atteindre d'autres marchés.

La preuve prend comme hypothèse que l'énergie hors-pointe est vendue sur le marché de New York alors que certains participants sont des acheteurs de hors pointe à un prix supérieur au marché de New York. La preuve omet aussi de prendre en considération les participants limitrophes qui ont un intérêt économique d'acheter pour faire le maintien de leur parc de génération ou pour optimiser leur portefeuille de transport.

vi) L'hypothèse d'un « basis » fixe à NY Zone M (ou ailleurs selon le cas) ne tient pas compte de la nature non-statique du « basis », avec les composantes congestion et pertes.

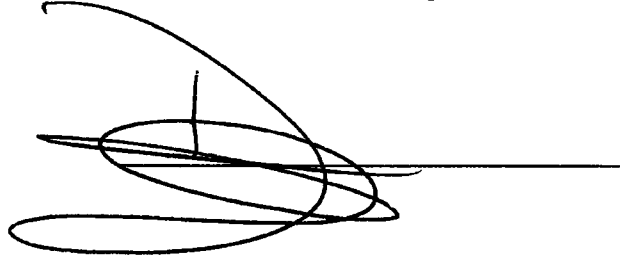
L'analyse économique en annexe à laquelle nous avons fait référence dans notre argumentaire se voulait une démonstration de la valeur réelle de l'actif détenu par HQD. Devant l'absence de prix de marché horaire disponible pour le marché du Québec (tel qu'on le retrouve dans pour les marchés voisins de l'Ontario, de New-York et de la Nouvelle-Angleterre), il nous semble opportun qu'HQD procède par appel d'offres pour la vente de ses surplus de produits énergétiques avec la même rigueur et transparence qu'elle applique pour ses achats.

\* \* \*

Pour tous ces motifs, nous vous soumettons, avec respect, que la Régie devrait rejeter la demande d'approbation d'une entente de suspension, confirmer que l'entente proposée entre HQD et HQP est nulle et demander à HQD de procéder à un processus d'appel d'offres sans plus de délais.

Nous soumettons également que la Régie devrait rappeler à HQD l'importance de requérir son approbation préalable le tout, dans des délais raisonnables pour permettre l'intervention adéquate des parties intéressées au débat.

Veuillez agréer, chère Me Dubois, l'expression de nos salutations distinguées.

A handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping loops and a long horizontal stroke extending to the right.

Annexe I

Analyse économique

Evaluation des prix et hypothèses d'HQD

Selon HQD - via NY  
«Forward» NY-A au 9 janvier 2007 - US\$/MWh

	5x16	5x8 & 2x24	7x24
mars-07	57.33	40.79	48.61
avr-07	57.11	38.67	47.28
mai-07	56.30	38.25	46.79
juin-07	61.72	38.50	49.34
juil-07	69.06	49.00	58.06
août-07	69.08	49.00	58.92
Sep-07	63.67	41.00	50.57
Oct-07	67.10	45.75	56.31
Nov-07	67.10	45.75	55.71
déc-07	67.10	45.75	54.93
Total	63.56	43.25	52.65

Basis M		5.82
NY-M		58.47
Pertes TÉ	5.2% = 3.04	3.04
TÉ		10.14
Frais NY		0.16
Courtage		0.75
Total		44.38

Prix capacité 0.00

"ICE Settlements" - via NY  
«Forward» NY-A au 9 janvier 2007 - US\$/MWh

	5x16	5x8 & 2x24	7x24
mars-07	57.70	40.15	48.45
avr-07	56.60	40.15	47.84
mai-07	56.80	38.00	46.89
juin-07	62.30	38.00	49.34
juil-07	69.40	50.25	58.90
août-07	69.40	50.25	59.72
Sep-07	64.20	40.50	50.51
Oct-07	67.28	45.66	56.34
Nov-07	67.28	45.66	55.75
déc-07	67.28	45.66	54.96
Total	63.83	43.43	52.90

Basis M	(même HQD)	5.82
NY-M		58.72
Pertes TÉ	5.2%	3.05
TÉ	(8.33 \$can)	7.24
Frais NY	(même HQD)	0.16
Courtage	(aucun)	0.00
Total		48.26

Prix capacité (\$/kW-mo) 2.50  
Prix capacité (\$/MWh) 3.55

Total capacité et energie 51.81 (\$/MWh)

Selon HQD - via New-England  
«Forward» Mass-Hub au 9 janvier 2007 - US\$/MWh

	5x16	5x8 & 2x24	7x24
mars-07	66.20	54.24	59.90
avr-07	66.45	53.74	59.67
mai-07	65.60	52.63	58.77
juin-07	69.86	53.53	61.15
juil-07	80.38	59.75	69.07
août-07	80.38	59.75	69.95
Sep-07	70.18	58.25	62.13
Oct-07	76.44	61.25	68.78
Nov-07	76.44	61.25	68.34
déc-07	76.44	61.25	67.78
Total	72.84	57.36	64.55

Basis		-2.74
Ph. I/II		61.81
Pertes TÉ	5.2% = 3.21	3.38
TÉ		10.14
Transport NE		4.03
Courtage		0.75
Total		43.53

Prix capacité 0.00

"ICE Settlements" - via New-England  
«Forward» Mass-Hub au 9 janvier 2007 - US\$/MWh

	5x16	5x8 & 2x24	7x24
mars-07	69.95	56.00	62.60
avr-07	69.35	53.25	60.77
mai-07	68.80	52.50	60.21
juin-07	75.30	53.75	63.81
juil-07	84.45	59.75	70.90
août-07	84.45	59.75	71.97
Sep-07	73.95	56.00	63.58
Oct-07	75.45	61.66	68.47
Nov-07	79.10	61.66	69.80
déc-07	86.60	61.66	72.39
Total	76.71	57.62	66.48

Basis	(même HQD)	-2.74
Ph. I/II		63.74
Pertes TÉ	5.2%	3.31
TÉ	(8.33 \$can)	7.24
Transport NE	(même HQD)	4.03
Courtage	(aucun)	0.00
Total		49.15

Prix capacité (\$/kW-mo) 3.05  
Prix capacité (\$/MWh) 4.33

Total capacité et energie 53.30

**Détail prix du contrat**

	MW	\$can/MWh	\$can/MW-an
Base	350	40.50	80,000
Cyclable	250	41.00	110,000
Total / moy.	600	40.71	92,500
	en \$/MWh	40.71	10.56
	total	51.27	
	en US @ 1.15	44.58	

**Différence avec le prix du contrat**  
**Prix "ICE" livré - prix contrat (\$US)**

9 janvier	\$/MWh	M\$ pour 4.4 TWh
Via NY	7.23	31.8
Via NE	8.72	38.4

15 janvier	\$/MWh	M\$ pour 4.4 TWh
Via NY	6.41	28.2
Via NE	7.45	32.8

24 janvier	\$/MWh	M\$ pour 4.4 TWh
Via NY	8.42	37.1
Via NE	9.60	42.2

7 février	\$/MWh	M\$ pour 4.4 TWh
Via NY	13.28	58.4
Via NE	16.04	70.6

**Prix moyen des contrats 2002 entre HQP-HQD vs Prix de marché "livré" (ICE)  
 Pour la période mars-décembre 2007, 7x24, 600 MW**

