

Fasken Martineau DuMoulin S.E.N.C.R.L., s.r.l.
Avocats
Agents de brevets et marques de commerce

Tour de la Bourse
Bureau 3400, C.P. 242
800, Place Victoria
Montréal (Québec) Canada H4Z 1E9

www.fasken.com
514 397 7400 Téléphone
514 397 7600 Télécopieur

**FASKEN
MARTINEAU** 

1907-2007
CENT ANS
AU QUÉBEC

Pierre Plante
Ligne directe : 514 397 5224
pplante@fasken.com

Le 20 novembre 2007
N° de dossier : 16374/115805.00078

PAR COURRIEL

Madame Véronique Dubois
Secrétaire
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
Tour de la Bourse
800, Place Victoria
Bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

Objet : Fédération Canadienne de l'Entreprise Indépendante (« FCEI »)
Dossier : R-3649-2007
Demande d'approbation du protocole d'entente visant la suspension temporaire dans le contrat entre Hydro-Québec Distribution (« HQD ») et TransCanada Énergie Ltd. (« TCE »)

Madame,

La présente constitue les observations de la FCEI dans le dossier mentionné en rubrique. Dans la présente, nous suivons le plan de l'ordre du jour de la séance du 13 novembre 2007. Ainsi, nous traiterons dans un premier temps du scénario de l'option de revente des surplus provenant de TCE en examinant différentes questions de marché. Dans un deuxième temps, nous tournerons notre attention sur le scénario de l'option de suspension du contrat de TCE afin d'en faire ressortir certains éléments de monétisation. Enfin, nous terminerons en faisant le bilan des deux scénarios.

1. SCÉNARIO DE L'OPTION DE REVENTE DES SURPLUS PROVENANT DE TCE

Dans la présente section, nous vous référons à l'annexe 4 de la pièce HQD-2, document 2, page 13 sur 18 intitulée « Calcul des écarts entre le prix de revente et le coût du contrat avec TCE ».

DM_MTL/115805-00078/1519776.1

1.1 Prix de référence

De par cette annexe, nous voyons qu'Hydro-Québec base son calcul exclusivement sur des prix d'ententes à terme (Forwards) du marché de New York. De façon plus spécifique, on utilise la Zone A pour le calendrier 2008, soit une valeur de 59,72 \$. HQD a fait valoir que dans son expérience de quelques mois, lors du premier appel d'offre pour la revente de surplus, aucun contrat n'a utilisé de façon efficace l'interconnexion avec le marché de la Nouvelle-Angleterre d'où la décision de n'utiliser que la Zone A.

Or, récemment, soit en début novembre 2007, du transport du côté américain, soit 600 MW, ont été mis en vente. Ceci s'avère une différence fondamentale par rapport aux conditions du marché préexistantes.

Des participants du marché de la Nouvelle-Angleterre sont maintenant propriétaires de 600 MW de transmission leur permettant de vendre sur le marché de la Nouvelle-Angleterre. En d'autres termes, ces participants se sont positionnés afin de pouvoir fournir de l'énergie au marché de la Nouvelle-Angleterre en passant (transit) ou en s'approvisionnant au Québec.

Il y a donc 600 MW de clients potentiels ou captifs pour le marché de la Nouvelle-Angleterre car ledit transport ne peut être utile que lorsque le participant utilise l'interconnexion avec le Québec¹.

Afin d'optimiser cette « position » de transport, il appert que 5,2 TWh devront transiter sur l'interconnexion. Il semble donc approprié, ou plausible, d'utiliser le prix de marché de contrat à terme du marché de NEPOOL pour le calendrier 2008 pour une portion du volume d'énergie à écouler.

À ce titre, nous soulignons que le *New York Mercantile Exchange* (« NYMEX ») rapporte le prix du calendrier 2008 de la Nouvelle-Angleterre comme étant approximativement 75 \$ par MWh, soit 15 \$ de différence avec New York. Ainsi, sur un volume de 2 TWh², soit approximativement la moitié du volume du contrat TCE, la valeur économique de la revente augmente de 30 millions \$

¹ Cette position de transport de 600 KW divisée entre plusieurs participants comprend un incitatif tacite de minimiser les coûts de transport qu'engendrerait un transit (wheel through)

² Même si 600 MW permettent de faire transiter plus que 4.3 TWh, nous nous satisfaisons d'une approche conservatrice en nous limitant à 2 TWh.

1.2 Marges des revendeurs

Le deuxième élément qui fait partie du calcul de l'annexe 4 inclut les « frais de courtage et de réservation » ainsi que les « ajustements », soit un coût d'environ 6 \$ pour HQD.

Il s'agit là d'une augmentation de la prime à payer aux revendeurs. Cette augmentation s'explique, entre autres, par le fait qu'au printemps 2007, un incident aurait affecté l'écart de prix entre l'interconnexion, soit la Zone M, et le marché de la Zone A. Ledit incident fait présentement l'objet d'une enquête par la *Federal Energy Regulatory Commission* (« **FERC** »), dossier suivi et connu de l'ensemble des participants du marché du Nord-Est³.

Nous notons d'ailleurs avec étonnement que la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») a refusé de s'intéresser au fait qu'une agence indépendante (page 186 du verbatim de l'audience du 13 novembre 2007, volume 1), soit le *New York Independent System Operator*, ait interpellé les régulateurs canadiens en déclarant :

« Such issues should be considered by Canadian regulators in the first instance as they may affect both HQ Distribution's prospective ability to find third parties that are willing to purchase power that is made available for import to New York and the price HQ Distribution receives for such power.⁴ »

La simple curiosité aurait dû amener la Régie à se pencher sur cette question pour bien en saisir les tenants et aboutissants. D'ailleurs, dans notre contre-interrogatoire (voir pages 131 et 132 du verbatim), Hydro-Québec Distribution reconnaît que l'écrasement des prix a été un facteur contribuant au réajustement des marges demandé par les contreparties.

Suite à cet incident, les revendeurs ont donc ajusté leur prime de risque et augmenté leur marge, qu'HQD appelle « ajustement ». Il semble, par ailleurs, que l'écart entre la Zone M et la Zone A soit revenu à sa moyenne historique. Il semblerait donc qu'il s'agissait d'un événement temporaire et que les marges exigées des revendeurs pourraient revenir au niveau historique de 3,4 \$ par MWh. Cet écart d'environ 3 \$ (entre la marge « normale » de 3,4 \$ et le 6 \$ maintenant) représente, sur un volume de 4,3 TWh, environ 13 millions \$.

³ Voir la liste des intervenants dans ce dossier : FERC Docket EL-07 67-000.

⁴ FERC Docket EL07 67-000, le commentaire du *New York Independent System Operator*, page 4.

L'autre élément dont il faut prendre note quant à cet « ajustement » est le fait qu'HQD pourrait revendre directement ses surplus sur les marchés financiers et ainsi éviter l'ensemble de ces frais. Dans une telle éventualité, le calcul économique serait bonifié d'environ 25,8 millions \$⁵.

1.3 Revente de la capacité

Le troisième élément à soulever quant à ce calcul des écarts est l'absence de tout revenu pour la capacité de 500 MW de l'unité de production de TCE.

Les explications d'HQD à cet effet ont été plutôt vagues, mais il semble que cette dernière se refuse à mettre en marché ce produit. On allègue que cette mise en marché ne serait pas aussi lucrative que laissent entendre les prix rapportés par le marché. Il n'en reste pas moins que si HQD vendait son calendrier de capacité et rachetait les deux mois d'hiver qui sont nécessaires à son bilan de puissance, HQD pourrait générer jusqu'à 10 millions \$.

Si nous devons escompter ce revenu potentiel à cause de la profondeur du marché et des forces en présence, nous pouvons tout de même penser qu'il serait possible de dégager de 2 à 4 millions \$ grâce à la vente d'un tel produit.

Résumé

En résumé, en ajustant le prix de référence du marché en incluant une portion de la Nouvelle-Angleterre (item 1.1; 30 millions \$), en éliminant les frais de courtage et d'ajustement (item 1.2; gain de 13 à 25,3 millions \$) et en ajoutant un prix de revente pour la capacité (item 1.3; gain de 2 à 4 millions \$), nous voyons qu'il serait possible de bonifier le calcul des écarts en faveur de la revente.

Ce qui ressort de façon plus flagrante est le fait que le ralentissement économique qui a fait passer les surplus de 1,2 TWh connus en octobre 2006 à 5,6 TWh aujourd'hui n'a pas été géré de façon dynamique.

Dès novembre 2006, une portion de ces surplus aurait dû faire l'objet d'une politique de couverture afin de minimiser l'impact négatif d'une augmentation induite de ce volume. HQD devrait dès aujourd'hui gérer les volumes de 2010.

⁵ 6 \$ MWh x le volume de 4,3 TWh.

2. SCÉNARIO DE L'OPTION DE SUSPENSION DU CONTRAT DE TCE

En guise de préambule, nous désirons souligner le fait qu'HQD prétend qu'à long terme, grâce à la mécanique réglementaire, elle est capable « *d'absorber les chocs* » de la fluctuation des prix du gaz naturel. (Audience du 13 novembre 2007, page 213 du *verbatim*)

Il importe ici de noter que selon HQD, les fluctuations du prix du gaz étant corrélées aux fluctuations du prix de l'énergie, le coût d'approvisionnement reste constant. Par contre, une simple politique de couverture (« *hedging* ») aurait permis de mettre en place des instruments financiers dès la signature du contrat en 2003 lorsque le gaz se traitait à environ 3,50 \$. Aujourd'hui, le gaz se vend environ 8 \$. Si nous prenons un « *heat rate* » de 7 500 BTU/KWh représentant l'efficacité approximative d'une telle unité de production, on voit que le coût de cet approvisionnement passe de 7 500 x 3,50 \$, soit 26,25 \$ MWh à 60 \$ le MWh c'est-à-dire une différence de 33,75 \$ par MWh.

Pour HQD, cette fluctuation est neutre car HQD peut faire passer son coût d'approvisionnement aux consommateurs.

Par contre, du point de vue du consommateur, même une couverture partielle, soit d'un tiers ou de la moitié de la position de l'exposition aux fluctuations du gaz naturel aurait permis une économie considérable. Nous réitérons donc l'idée qu'il serait souhaitable qu'HQD gère son portefeuille de façon plus dynamique.

Quant à la discussion portant sur le scénario de l'option de suspension en soi, nous vous référons au « Protocole d'entente entre Hydro-Québec dans ses activités de distribution et TransCanada Énergie Ltd. » (version bilingue caviardée, pièce HQD-1, document 2, déposée en liasse).

2.1 Droit de substitution

Dans ce document, à l'article 27 du titre E « Droit de substitution », on constate que TCE obtient une nouvelle option pour un volume égal à 339 GWh par année pour une période pouvant aller jusqu'à six ans.

Il s'agit d'un ajustement à long terme. Il s'agit également d'une option qui n'a pas été offerte aux autres participants de l'appel d'offre ayant amené la signature du contrat original. Il s'agit enfin d'une option qui permet au producteur de remplacer sa production par une production venant d'ailleurs que du marché québécois.

Ce nouvel élément est d'importance car maintenant TCE n'a plus à s'approvisionner d'Hydro-Québec Production⁶, mais peut se tourner vers les marchés dont la production de base est nucléaire ou au charbon.

Par ailleurs, un volume de 339 GWh pourrait aisément être livré en se limitant aux heures hors pointe⁷. Ceci permettrait donc à TCE d'acheter de l'énergie produite au charbon d'une valeur de 35 \$ et la revendre au prix du contrat de 68,82 \$, soit une marge de profit de 33 \$. Cette gestion de l'option pouvant être exercée sur un total de 2 TWh donne à TCE un profit total de 67 millions \$⁸. Si nous prenons la moitié de cette valeur, soit 33,5 millions \$, le résultat est tout de même conséquent.

2.2 Vente d'une nouvelle option

Lors qu'on décortique le texte légal de l'article 27 en termes financiers, nous constatons qu'il s'agit d'une option de vente dont les volumes peuvent fluctuer de façon quotidienne (« *daily swing put option* »).

Nous notons qu'HQD semble souhaiter offrir cette option sans pour autant exiger de prime. Il importe de noter qu'un tel instrument financier dans le marché se transige par exemple dans PJM pour une prime d'environ 10 \$ le MWh. Ce prix de référence est pour une option « *at the money* », c'est-à-dire la possibilité de revendre au prix du marché.

Pour reprendre les chiffres d'Hydro-Québec, si la Zone A se transige à 59,72 \$, l'option est « dans l'argent » à raison de 9,10 \$ par MWh. Il serait donc possible de transiger ce type d'instrument pour une prime de 15 à 20 \$ par MWh, soit minimalement 30 millions \$.

HQD nous dit qu'en échange pour cette option, TCE lui a donné l'option de reconduire d'une autre année la suspension du contrat.

Nous souhaitons souligner le fait que cette option d'extension a une valeur certaine pour TCE puisque l'entente prévoit qu'elle sera gardée « neutre », aux

⁶ Considérant les volumes à livrer, en limitant le réapprovisionnement au Québec, seule HQP semble avoir au Québec la flotte de production nécessaire afin de fournir lesdits volumes.

⁷ À raison de 2 920 heures hors pointe (8 x 7), il suffit de faire transiter 115 MW pour livrer le volume en question.

⁸ Ce montant devrait être escompte car le contrat HQD-TCE prévoit certainement un prix spécifique pour le « hors pointe ». De plus, les risques d'exécution pourraient aussi minimiser cette marge de projet.

dières d'HQD. En d'autres termes, pour le même profit, TCE n'aura pas à assumer le risque de production.

Nous alléguons donc que la valeur pour HQD de pouvoir reporter la suspension d'un an est égale à la valeur pour TCE de ne pas assumer le risque de production. Quant à la valeur de l'option offerte à TCE en vertu de l'article 24, cette dernière représente autre chose.

2.3 Conséquence d'assurer que la position de TCE reste neutre

Nous sommes d'avis que ladite option représente le paiement du profit de TCE engendré par l'entente avec HQD signée en 2003. En effet, le portefeuille de TCE est marqué au marché⁹. TCE ne marque pas (ne rapporte pas) ses profits par rapport à ses coûts de production mais par rapport au marché. Ainsi, en vendant à un prix de 68 \$, il faut induire un prix de marché pour le Québec. Ce calcul pourrait aisément être la moyenne des marchés de la Nouvelle-Angleterre, de New York et de l'Ontario, moins un « *basis* ». Le profit pour TCE serait donc 68 \$, moins ce prix de marché du Québec.

Dans ses négociations, TCE a nécessairement exigé que ce profit soit conservé. Donc, l'option pourrait certainement répondre à cette exigence et la dépasser.

Si nous analysons cette situation du point de vue du consommateur, nous voyons que même si l'option ne fait que tenir TCE neutre, et qu'il n'y a aucun manque à gagner, il n'en reste pas moins qu'HQD ne prend pas livraison du volume d'énergie ni de la capacité. En d'autres termes, les coûts pour HQD sont constants, les profits de TCE sont constants mais le volume consommé d'énergie par la charge locale change.

Conséquemment, si les coûts d'approvisionnement sont constants mais que les volumes de vente d'énergie à la charge locale sont plus bas, le coût moyen pour le consommateur augmente. Par contre, si on met en marché l'énergie livrée, on minimise l'impact pécuniaire pour le consommateur tout en maintenant le coût d'approvisionnement d'HQD et le profit de TCE.

En permettant la suspension du contrat, les coûts d'approvisionnement pour HQD restent peut-être constants (néanmoins, un risque de manque à gagner persiste

⁹ Voir les règles comptables du *Accounting Standards Board* canadien du 1^{er} juillet 2003, harmonisant les règles comptables canadiennes avec le *Statement No. 133 « Accounting for Derivatives Instruments and Hedging Activities »* du *Financial Accounting Standards Board* américain.

lorsque l'on considère la gestion possible de l'option offerte à TCE en vertu de l'article 27, voir item 2.2 ci-dessus). Cependant, lorsque l'on se positionne du point de vue du consommateur, on constate qu'en ne bénéficiant pas du volume d'énergie, le coût pour le consommateur augmente nécessairement.

Résumé

Outre le débat quant à la nécessité de tenir un appel d'offre afin de mettre en marché une telle proposition, il appert essentiel de ne pas permettre à HQD de favoriser un de ses fournisseurs aux dépens de la charge locale.

Il semble nécessaire et essentiel qu'HQD prenne livraison de l'énergie de TCE afin de minimiser l'impact négatif que supporterait nécessairement le consommateur dans l'éventualité où une interruption de contrat serait autorisée.

Cette solution est la seule qui permet d'éviter tout débat quant à la valeur de l'option offerte à TCE et permet de tenir une comptabilité plus transparente et en accord avec les principes sous-jacents à la réglementation québécoise.

3. BILAN

Lors des audiences du 13 novembre 2007, dans le cadre du contre-interrogatoire de la AQCIE-CIFQ, HQD mentionnait qu'en intégrant de façon très fine l'ensemble des éléments du calcul de comparaison, la différence entre les deux scénarios favoriserait la suspension des approvisionnements de TCE par une marge de 4,6 millions \$ au lieu de 2 millions \$.

- Par contre, notre analyse des hypothèses de travail retenues dans l'annexe 4 pour le calcul des écarts entre le prix de revente et le coût de contrat met en lumière le fait qu'il est possible de dégager un prix de vente supérieur à 55,91 \$ MWh en incluant :
 - l'effet d'une portion des volumes pour la vente en Nouvelle-Angleterre (justifié par les récentes prises de position de transport des participants du marché), soit une bonification pouvant aller jusqu'à 30 millions \$;
 - l'effet de l'utilisation directe des marchés financiers par HQD qui pourrait dégager une marge de 13 à 25,8 millions \$; et

- par l'effet de la vente de capacité qui pourrait générer de 2 à 4 millions \$.

Dans cette optique, rappelons que la Régie, dans sa décision D-2007-13 du 26 février 2007, ordonne à Hydro-Québec d'optimiser son portefeuille par l'usage d'instruments financiers :

« ... Cette valeur [des contrats] doit être optimisée par le Distributeur, en gestionnaire prudent, par une stratégie de revente adaptée et diversifiée et par l'usage des instruments financiers et de marché à sa disposition par l'achat de contrats à terme pour fixer le prix de revente de l'électricité ainsi que la valeur du taux de change sur ses revenus. » (page 11)

« ... Pour gérer ce surplus, le Distributeur doit développer une approche de plus long terme que la revente au quotidien sur le « day ahead market ». Il est plus conforme à sa stratégie d'approvisionnement approuvée par la Régie, de revendre de tels surplus par le biais de blocs mensuels de produits normalisés 7 x 24 de 50 MW, comme il est d'usage dans le marché. Cette approche non spéculative s'harmonise mieux avec son rôle de gestionnaire prudent des approvisionnements québécois que la revente au quotidien.

Le profil des approvisionnements excédentaires doit conduire le Distributeur à apparier les risques reliés à la revente de ces surplus à l'horizon temporel de dix mois. Il ne doit pas jouer le marché quotidien, ce n'est pas son rôle. Il peut plutôt, lorsque cela est bénéfique, faire usage des instruments financiers et de marché disponibles pour fixer le prix de revente de son électricité, de même que du taux de change pour les revenus associés à cette revente. » (page 12)

À la lumière de cette décision, il semble que la calcul des écarts entre le prix de revente et le coût du contrat pourrait être ajusté en utilisant en partie (ou en totalité) les instruments financiers, ce qui permet d'éviter de procéder par

voie bilatérale, c'est-à-dire en évitant le paiement d'« ajustement » pouvant se chiffrer à 6 \$ le MWh.

- Parallèlement, l'examen du Protocole d'entente entre HQD et TCE, et plus spécifiquement l'article 27, soulève la question à savoir si ledit Protocole n'est qu'une entente accessoire ou consiste en un nouveau contrat. Dans l'éventualité où il serait jugé qu'il s'agit là d'un nouveau contrat, il semble qu'HQD aurait dû procéder par appel d'offre. Mais, même s'il ne s'agit que d'une entente accessoire, il semble qu'HQD aurait dû procéder par appel d'offre.

À cet égard, il semble pragmatique qu'un appel d'offre puisse permettre aux fournisseurs d'Hydro-Québec de soit (i) se porter acquéreurs des surplus ou (ii) de réduire leurs livraisons à titre d'équivalents.

En d'autres termes, le même appel d'offre pourrait permettre à un fournisseur qui a un contrat avec HQD d'arrêter ses livraisons et ainsi entrer en compétition avec toute offre d'achat qui pourrait par ailleurs être faite par une tierce partie. Ce type de compétition aiderait à mettre à pleine contribution les forces du marché.

De plus, un tel appel d'offre pourrait permettre auxdits fournisseurs de pouvoir mettre en marché eux-mêmes leurs productions non livrées à HQD. Par exemple, TCE pourrait revendre sa production, ainsi si elle obtient un prix équivalent ou meilleur que ce qu'HQD devrait lui payer, aucune pénalité ne serait opposable à HQD.

Une telle structure d'appel d'offre permettrait à HQD de transférer le risque de marché à des tierces parties tout en gérant de façon optimale l'ensemble de son portefeuille.

- Il semble enfin que le scénario de suspension puisse soulever certaines difficultés quant à la véritable valeur marchande d'une telle option. Par contre, ce qui ressort de l'analyse est le fait que si les coûts d'approvisionnement pour HQD restent constants et les profits pour TCE restent constants; du côté du consommateur, on se voit exposé à une augmentation des tarifs, le coût moyen étant conséquent du volume des ventes d'énergie.

Cette solution nous semble donc la moins appropriée en l'instance et pourrait même être considérée comme faisant entorse aux principes sous-jacents de la réglementation québécoise.

Veillez agréer, Madame, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

FASKEN MARTINEAU DuMOULIN S.E.N.C.R.L., s.r.l.



Pierre Plante

PP/cd

c.c. : Monsieur Simon Prévost, FCEI
Me Yves Fréchette, procureur d'Hydro-Québec
Me André Turmel, Fasken Martineau DuMoulin S.E.N.C.R.L., s.r.l.
et tous les intervenants