

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

N^o : R-3704-2009

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5), ayant son siège social au 75, boul. René-Lévesque Ouest, dans les cité et district de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4,

Demanderesse

RÉPLIQUE DU DISTRIBUTEUR

INTRODUCTION

La demande d'approbation de l'entente relative à la suspension temporaire des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour de TransCanada Energy repose, dans ses grandes lignes, sur les mêmes prémisses reconnues par la Régie dans ses décisions D-2007-134 et D-2008-114, à savoir :

- des surplus anticipés importants en électricité pour l'année visée, résultant de la révision à la baisse de la prévision des besoins ;
- une analyse économique comparative des divers scénarios qui favorise la suspension des livraisons en provenance de la centrale de TCE (gain estimé du scénario de suspension de 48,7 M\$ pour 2010) ;
- un niveau réduit de risques et d'incertitudes sur la gestion de l'équilibre énergétique associé à l'exercice de l'option de suspension de la centrale de TCE pour 2010.

Ainsi, pour le Distributeur, la présente demande repose sensiblement sur les mêmes hypothèses, le tout dans un contexte de surplus énergétique d'une plus grande amplitude à celui qui prévalait lors de l'audience des dossiers R-3649-2007 et R-3673-2008. À cet effet, on constate que tous les intervenants appuient, à divers degrés bien entendu, la solution proposée. Par ailleurs, le Distributeur n'a recensé aucun élément, provenant des mémoires des intéressés

ou du contexte général des approvisionnements en électricité au Québec, qui justifie une décision différente de celles rendues par la Régie dans les dossiers précédents (D-2007-134 et D-2008-114).

Ainsi, tout comme en 2008 et 2009, la demande de suspension pour 2010 :

- permet une réponse particulière à une situation non anticipée quant à l'évolution de la demande de la clientèle ;
- réduit de façon substantielle les surplus énergétiques anticipés ;
- constitue l'option la moins coûteuse et la moins risquée lorsque comparée à l'option de revente ;
- contribue à recentrer le bilan énergétique sans nuire aux autres moyens de gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande du Distributeur ;
- donne au Distributeur davantage de flexibilité pour faire face au caractère changeant de la demande en électricité.

Le Distributeur a pris connaissance des observations déposées au dossier. Dans sa réplique, le Distributeur répond aux principaux commentaires des intéressés.

1. LES NOUVEAUTÉS DE L'ENTENTE DE SUSPENSION

Certains intéressés ont soulevé que l'entente de suspension (l'Entente) diffère en plusieurs points de la précédente et que les risques reliés aux nouvelles dispositions ne sont pas correctement évalués. Le Distributeur réitère que l'Entente se distingue de celle conclue en 2007 seulement par l'ajout de trois nouvelles dispositions :

- une période de suspension pouvant être prolongée, année après année, à l'option du Distributeur ;
- une période de remise en service de 90 jours, à compter de la date de fin de suspension, afin de pallier les risques additionnels de redémarrage dans un contexte de suspension prolongée ;
- une prise en compte des impacts potentiels des récents amendements à la Loi sur la qualité de l'environnement relatifs aux crédits d'émission de gaz à effet de serre (projet de Loi 42).

Ainsi, la grande majorité des modifications du texte de l'entente initiale découle de ces trois nouvelles dispositions. Les dispositions visant à compenser les risques opérationnels de la période de redémarrage ainsi que la modification apportée à l'article 22 de l'entente concernant la production de vapeur ne comportent pas un risque significatif nécessitant d'être pris en compte dans l'analyse économique. Par ailleurs, à la lumière de certains commentaires, le Distributeur désire revenir sur les impacts du projet de Loi 42.

Indemnisation découlant des impacts potentiels du projet de Loi 42

Malgré ce que certains intéressés laissent entendre, la nouvelle entente ne suspend pas les obligations de TCE découlant de l'article 22 du contrat initial d'approvisionnement. Tel que le Distributeur l'a mentionné en réponse à la question 8.1 de la demande de renseignements no. 1 de la Régie (HQD-3, Document 1), l'article 38 ne fait que transférer au Distributeur les conséquences relatives à la suspension. TCE conserve les mêmes droits et obligations que ceux découlant du contrat original, avant l'introduction de l'option de suspension des livraisons.

Certes, il existe une incertitude quant à l'impact de l'article 38. Cependant, ces impacts peuvent être aussi bien négatifs, neutres ou positifs, selon l'évolution de la législation québécoise, laquelle devra s'harmoniser vraisemblablement avec les marchés nord-américains participants.

Par ailleurs, le processus consultatif mis en place dans les différentes législations permet de croire que la nouvelle réglementation reconnaîtra les situations exceptionnelles similaires à la suspension de la centrale de TCE. Ce processus est également porteur de délais, notamment entre la publication et l'entrée en vigueur de la nouvelle réglementation, ce qui devrait permettre au Distributeur d'optimiser ses options (redémarrage selon les termes de l'entente ou hâtif après négociation), le cas échéant.

Bref, il existe une multitude de scénarios possibles et personne ne peut prévoir aujourd'hui le contenu de la réglementation à venir. Le Distributeur est cependant confiant que cette nouvelle réglementation, qui vise justement la réduction des GES, n'entraînera pas le redémarrage de la centrale de TCE dans un contexte de surplus énergétique.

2- DISPONIBILITÉ DE TRANSPORT POUR FINS DE REVENTE

Plusieurs intéressés remettent en question le bilan présenté par le Distributeur concernant les disponibilités de transport, il convient donc de rétablir certains faits.

Le RNCREQ, dans ses observations, conclut de son analyse des capacités de transport par interconnexion (communément appelées « TTC ») qu'il existe une capacité résiduelle permettant d'exporter d'importantes quantités supplémentaires d'énergie. Cependant, la seule consultation des « TTC » et des « ATC » sur le site OASIS de TransÉnergie ne permet pas d'apprécier correctement la capacité d'exportation d'une interconnexion puisqu'il est requis de tenir compte des contraintes de transport de part et d'autre de la frontière de cette interconnexion.

Après avoir tenu compte des limites imposées par les transporteurs et des réservations de transport ferme confirmées, les disponibilités résiduelles de transport ferme pour fins d'exportation sont considérablement réduites en 2010. En date du 2 septembre 2009, les capacités de transport ferme affichées par TransÉnergie s'étendent jusqu'au 17 octobre 2010 et permettent d'identifier les disponibilités de transport ferme jusqu'à ce jour :

- vers New-York au point HQT-Mass¹ :
 - 150 MW janvier/février/mars
 - 50 MW pour le reste de la période;
- vers New-York au point HQT-Den : 55 MW;
- vers la Nouvelle-Angleterre : 0 MW;
- vers le Nouveau-Brunswick² :
 - janvier/février : 0 MW;
 - mars : 23 MW;
 - avril/mai : max 91 MW;
 - 1 au 17 juin : 44 MW;
 - 18 juin au 17 octobre : 391 MW.
- vers l'Ontario (HQT-ON) : 0 MW³.

On constate donc que pour les six premiers mois de 2010, les disponibilités de transport ferme sont bien en dessous de la capacité installée de la centrale de TCE et ce, sans compter que le Distributeur devra également utiliser les interconnexions pour ses reventes. À cet égard, le Distributeur rappelle que le scénario avec suspension prévoit quand même des reventes pour 1,4 TWh en 2010.

Le Distributeur maintient que les réservations de transport point à point ferme constituent une indication claire de la volonté de tiers d'exporter d'importantes quantités d'énergie vers les marchés limitrophes au Québec en 2010. En toute

¹ Dans l'optique de maximiser le prix de revente, il est prudent de ne pas utiliser la totalité de la capacité d'une interconnexion afin de minimiser les risques de congestion. En ce sens, l'utilisation du dernier bloc de 50 MW sur HQT-MASS n'est pas prudente.

² Concernant les disponibilités de transport vers le Nouveau Brunswick, le Distributeur tient à rappeler que les surplus anticipés, particulièrement après la remise en service de la centrale Point Lepreau, diminueront de façon significative les opportunités d'affaires. Le transport ferme disponible sur les interconnexions vers cette province ne reflète pas cette situation (voir aussi la réponse 4.2 du Distributeur à HQD-3, Document 1).

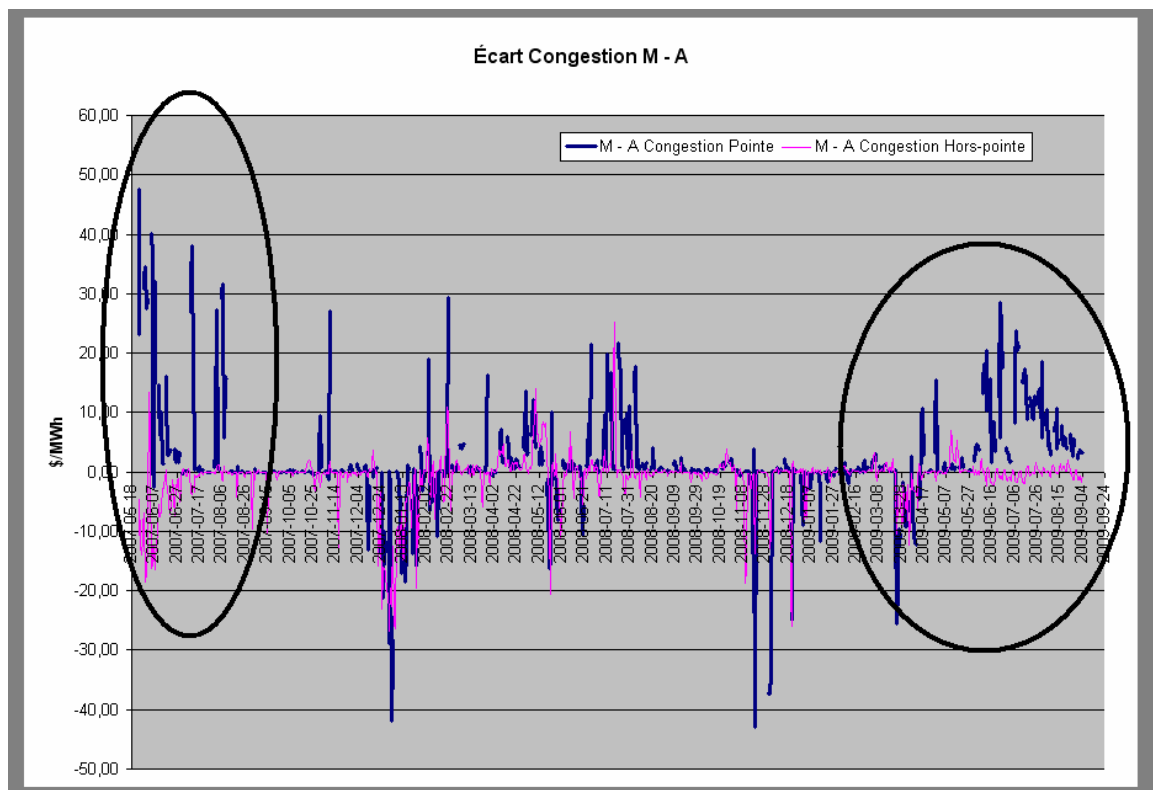
³ Le RNCREQ suggère que le Distributeur puisse utiliser les ressources désignées à des fins d'exportation vers l'Ontario. L'article 38.1 des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec mentionne clairement, les ressources sont désignées pour l'alimentation de la charge locale. La disponibilité du transport ferme en mode export pour les autres interconnexions avec l'Ontario est donc nulle puisque l'utilisation de ces interconnexions nécessite un accord avec le Producteur.

logique, ces participants n'encourront pas d'importants frais de transport point à point au Québec et possiblement auprès des transporteurs des réseaux voisins sans avoir la ferme intention d'exporter de l'électricité. Dans sa décision D-2008-114, la Régie reconnaissait que le Distributeur pouvait anticiper une utilisation importante des interconnexions en 2009 sur la base que le Producteur avait effectué d'importantes demandes d'études pour un service de transport ferme sur les interconnexions de New York, de l'Ontario et de la Nouvelle-Angleterre. Le Distributeur désire souligner que les réservations découlant de ces études ont été confirmées pour les prochaines années par TransÉnergie.

Contrairement à la prétention de la FCEI, les réservations de transport point à point ferme ont été faites par des participants dotés d'importantes capacités de production hydroélectrique disponibles pour l'exportation. De plus, la récession engendre actuellement des surplus d'électricité non seulement au Québec mais partout dans le nord-est de l'Amérique augmentant ainsi l'offre de ressources disponibles pour satisfaire les besoins des marchés du Nord-est américain.

3- IMPACT DE LA REVENTE SUR LES PRIX DE MARCHÉS

EBMI remet en question l'impact de la revente par le Distributeur d'importantes quantités d'énergie sur les prix de la zone M du NYISO et présente l'année 2007 comme un cas particulier.



Source NYISO http://www.nyiso.com/public/market_data/pricing_data/dam_lbmp_zonal.jsp

Le graphique ci-haut illustre les écarts entre les congestions des zones M et A du NYISO. Durant le printemps et l'été 2007, de même qu'au cours des mois de juin et de juillet 2009, on observe un écart positif entre les congestions des zones M et A. Le prix obtenu à la zone M était donc plus faible que celui de la zone A. Au cours des mois de juin et de juillet 2009, les écarts de congestion ont été exacerbés par deux événements : la mise en service d'une nouvelle interconnexion entre le Québec et l'Ontario, et l'attribution de transport depuis le Labrador vers le NYISO.

Dans les deux cas, il s'agit d'ajout de sources d'énergie très compétitives à l'offre déjà existante. La réaction du marché de New York a été la même en 2009 qu'en 2007 lorsque certaines contreparties ayant acheté les surplus du Distributeur ont pris possession de l'énergie à la frontière du Québec et de l'état de New York. On peut donc conclure à une baisse importante, et durable, des prix de la zone M lorsqu'un approvisionnement massif et compétitif contribue à augmenter l'offre à ce point de livraison. Le Distributeur maintient donc que la tentative d'écouler des surplus additionnels de plus de 500 MW aurait un impact au moins tout aussi marqué que celui observé en 2007.

L'hypothèse d'un impact négatif sur les prix lorsque des volumes importants sont acheminés vers l'interconnexion de la Phase II du ISO New England (ISO-NE) est également tout à fait justifiable. Contrairement à la prétention d'EBMI, il existe bel et bien de la congestion à la zone Phase-II du ISO-NE. En effet, le concept de « Locational Marginal Price » intègre la notion de congestion. Toutefois, l'acquisition de droit de transport sur la portion américaine de la Phase II (interconnexion à courant continu associée au chemin HQT-NE) contribue ainsi à diminuer le nombre de participants qui seraient à même d'entrer en compétition sur le marché du ISO-NE à partir du Québec. On ne doit toutefois pas exclure l'effet anticipé d'une offre accrue sur les prix observés en Nouvelle-Angleterre malgré la complexité du processus de réservation du transport.

4- ANALYSE ÉCONOMIQUE ET MÉTHODOLOGIE

Le Distributeur rappelle que dans le présent dossier, la méthodologie est la même que celle utilisée et retenue par la Régie dans les dossiers R-3649-2007 et R-3673-2008. L'utilisation du même cadre méthodologique a pour objectif d'éviter l'introduction de facteurs arbitraires dans l'évaluation économique des options.

Le Distributeur rappelle que l'utilisation d'une moyenne des prix à terme de vente d'électricité ainsi que des prix à terme de gaz est propre à cette méthodologie et a pour seul but d'établir le plus objectivement possible l'écart entre le coût de l'énergie de TCE et le prix de vente. Ainsi, l'utilisation de ces valeurs dans un autre contexte, comme tente de le faire la FCEI, ne peut que conduire à des conclusions erronées ou artificielles.

Le Distributeur s'étonne de l'utilisation que l'ACEF fait des données contenues dans l'analyse de rentabilité, notamment lorsqu'elle les compare aux données qui apparaissent dans le dossier tarifaire du Distributeur (R-3708-2009, HQD-5, Document 1, pp 15 et 16) ou à celles de l'ONÉ et conclut que les prix de l'énergie de TCE sont surévalués et que les prix de revente sont sous-évalués. Or, les données du tableau 6.2 (HQD-1, document 1, p. 19) ne peuvent être comparées aux prix réels obtenus pour des reventes effectives. D'une part, le prix « DAM » NY zone M de l'année 2008 (59,90\$/MWh) est basé sur une moyenne annuelle des prix considérant toutes les heures de l'année 2008. D'autre part, les revenus des ventes effectivement réalisés en 2008, tels que présentés dans le dossier tarifaire sont reliés aux prix horaires effectifs au moment où ces ventes ont été réalisées. Lorsque le Distributeur doit revendre de petites quantités, il possède une certaine latitude pour exploiter des marchés ou des créneaux horaires plus lucratifs. Si les quantités à revendre sont grandes, le Distributeur n'aura d'autre choix que revendre à toutes les heures de l'année sur les marchés qui lui sont accessibles.

Récupération additionnelle des revenus de transport

Le seul nouveau paramètre des analyses économiques du Distributeur par rapport aux dossiers précédents (R-3649-2007 et R-3673-2008) concerne la récupération additionnelle des revenus de transport par le Distributeur.

Tel que mentionné par le Distributeur (réponse 1.1, HQD-3-document 1), cette récupération des revenus de transport n'est pas automatique mais dépend du niveau des réservations de transport point à point ferme pour des fins d'exportation. Dans un contexte d'importants surplus à écouler, où les réservations de transport sont déjà très importantes, le Distributeur effectuera vraisemblablement ses ventes au point HQT à des contreparties qui possèdent déjà une réservation de transport. Ainsi, le Distributeur se retrouve dans une situation où les activités de revente ne permettent pas d'accroître les revenus de service point à point de TransÉnergie et donc, ne permettent pas une réduction additionnelle de la facture de transport pour l'alimentation de la charge locale.

5- IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SUSPENSION DE TCE

Le GRAME et le RNCREQ avancent que l'exportation de la production de la centrale de TCE pourrait entraîner le déplacement d'une production plus polluante et constituerait donc un avantage environnemental. Cette hypothèse n'est pas appuyée et elle pourrait s'avérer fautive dans le scénario fort probable que la production de TCE déplacerait les unités de production les plus coûteuses dans chacun des marchés visés et non pas les centrales au charbon dont la production est généralement peu coûteuse. De plus, cette hypothèse ne tient pas

compte du contexte de surplus (tel qu'expliqué à la section 6, pp. 9-10 de la présente) qui fait en sorte que la production de la centrale de TCE devra concurrencer la production de centrales au gaz naturel de même génération ou plus efficace sur les marchés limitrophes.

EBMI pour sa part prétend que l'économique de la revente de la production de la centrale de TCE pourrait être bonifiée par la vente possible de CER (certificats d'énergie renouvelable). Les arguments fournis par l'intervenant ne sont aucunement pertinents au présent dossier puisque la centrale de TCE n'est pas qualifiable à la vente de CER.

6- STRATÉGIE DE LONG TERME

Quelques intéressés ont souhaité que le Distributeur développe une approche de long terme concernant la gestion de la production à la centrale de TCE. Certains intervenants proposent la fermeture définitive de la centrale de TCE (MAC) alors que d'autres proposent d'offrir, aux réseaux voisins, l'électricité produite par ladite centrale, sur une base de moyen ou de long terme (GRAME).

À l'égard de ces suggestions, le Distributeur rappelle que sur un horizon de moyen et de long terme, la production de la centrale de TCE s'avérera éventuellement utile pour alimenter la charge locale. Il serait hasardeux de déterminer à l'avance si la reprise de la production à la centrale sera requise en 2013, en 2015 ou à toute autre période. L'évolution des besoins et les aléas affectant notamment la mise en service des parcs éoliens détermineront la date réelle à laquelle la production de TCE sera requise.

Le Distributeur convient toutefois que d'ici 2012, il est peu probable que la production de la centrale de TCE soit requise (Plan stratégique d'Hydro-Québec, page 7). Il apparaît alors légitime de s'interroger sur l'intérêt d'en arriver à une entente couvrant l'ensemble de l'horizon d'ici cette date. Toutefois, le Distributeur souligne qu'une entente de trois ans n'aurait pas plus d'intérêt que l'entente actuelle qui prévoit un renouvellement année après année. En effet, dans la mesure où le Distributeur rechercherait une entente de suspension d'une durée minimale de trois ans, les coûts fixes de TCE ainsi que les autres coûts liés à la suspension de la production ne pourraient être réduits comparativement à une situation où l'option de suspension serait exercée annuellement. Seuls les coûts liés aux activités réglementaires et liés aux demandes d'approbation déposées à la Régie pourraient être évités. Or ces coûts sont minimes eu égard aux autres montants.

En ce qui concerne l'option qui consiste à tenter de mettre en place une vente d'énergie ferme pour une période de trois ans sur les réseaux voisins, elle serait difficilement réalisable et ne serait pas susceptible de comporter un intérêt pour les parties, compte tenu des constats suivants :

- Dans un tel scénario, il serait requis de vendre ainsi la totalité de la production de la centrale de TCE, puisqu'il n'est pas envisageable de maintenir seulement une partie de la production.
- La vente de quantités fermes d'électricité requiert une réservation de transport ferme; or, il n'existe pas de telles disponibilités pour des quantités correspondantes à la production de TCE au cours des prochaines années. Les réservations de transport ferme actuellement confirmées et celles anticipées par les clients ayant un droit de préemption pour égaliser une demande de service de transport avant d'être évincées sont telles que le Distributeur devra articuler une stratégie de ventes fermes à partir de transport disponible non ferme. Le Distributeur devra assumer le risque supplémentaire de voir ses ventes fermes être réduites pour des considérations de transport. Ce risque s'ajoute à celui de mettre en marché d'importants volumes qui s'additionneraient aux surplus généralisés destinés aux marchés du Nord-est américain.
- Il serait nécessaire de trouver un client qui s'engagerait à acheter des quantités appréciables sur une base ferme. Or, les marchés offrent des produits plus flexibles qui combleraient les besoins d'une contrepartie qui désire sécuriser les coûts de ses approvisionnements sur un tel horizon.
- Finalement, la récession engendre actuellement des surplus d'électricité partout dans le nord-est de l'Amérique. À l'instar d'Hydro-Québec Distribution, tous les autres marchés limitrophes disposent de surplus d'électricité importants; dans le cas de l'Ontario et de la Nouvelle-Angleterre, ces surplus avoisinent les 4 000 MW, alors qu'ils sont d'approximativement de 2 500 MW à New York et de 800 MW dans les provinces atlantiques⁴. Dans un tel contexte, les centrales les plus coûteuses sont partout appelées à diminuer ou arrêter leur production. La diminution des prix à terme de l'énergie dans le Nord-est américain traduit très bien ce phénomène. Notons que même avant le ralentissement économique, certains des marchés voisins disposaient déjà d'une capacité excédentaire de production.

Concernant les surplus d'électricité dans le nord-est, une consultation rapide du document « A Progress Report On Electricity Supply – 2nd Quarter 2009 » de Ontario Power Authority (OPA), permet de constater qu'en effet, cette province a plus de 5 383 MW sous contrat, mais que la centrale au gaz naturel la plus vieille, donc probablement de technologie comparable à TCE, a été mise en service le 1er janvier 2006, soit à la même époque que TCE. En fait, près de 2 971 MW de ces centrales au gaz naturel sur un total de 4 167 MW ont été mis en service après le 11 mars 2008, soit plus de 4 ans après le début des travaux à

⁴ Ces évaluations sont basées sur l'information disponible dans les sources suivantes :

NYISO; 2009 Comprehensive Reliability Plan; May 2009.

ISO New England, Capacity Energy Loads and Transmission Report; April 2009

IESO, 2009 Comprehensive Review of Ontario Resource Adequacy (to be published September 12)

2008 Maritimes Area Interim Review; March 2009.

Bécancour. Comme l'Ontario est en ce moment en situation de surplus, il est probable que la centrale de TCE ne serait pas plus économique que ces centrales plus récentes déjà sur place. À cet effet, rappelons que l'Ontario facture 1\$CAN/MWh de frais d'entrée dans son marché et que les frais de transport du gaz naturel jusqu'à Bécancour sont probablement supérieurs à ceux des concurrentes d'Ontario, ce qui s'ajoute aux frais de transport et pertes que devrait encourir le Distributeur pour accéder à ce marché.

Rappelons aussi, que le marché de l'Ontario en est un horaire et que les prix marginaux sont calculés sur la base de « bids » à chaque point de livraison. Or, toujours selon le rapport trimestriel d'OPA, la plupart des centrales récentes au gaz sont situées soit dans la zone GTA (Greater Toronto Area), soit dans la région de Windsor. Elles sont donc aux portes des grands clients. Il est difficile d'imaginer que l'énergie de TCE, qui est alimenté par le même gaz naturel puisse être concurrentiel une petite partie du temps, encore moins durant toute une année considérant des frais de transport supérieur, des frais d'entrée sur le marché ontarien, des frais de transport au Québec, des frais associés aux pertes de transport et, probablement, un rendement thermique au mieux comparable.

7. DIVERS

SÉ-AQLPA souligne que l'Entente comporterait une erreur de rédaction à l'article 28 qui porte sur le droit de substitution de TCE. Le Distributeur tient à préciser qu'il n'y a pas d'erreur, cette disposition a été discutée et les parties ont convenu de la maintenir inchangée.

CONCLUSION

Tel qu'il appert de la preuve, l'Entente de suspension offre des avantages économiques pour la clientèle du Distributeur et permet une plus grande flexibilité dans la gestion des approvisionnements. Dans la décision D-2008-114 (p. 16), la Régie accueillait *la demande du Distributeur (...) surtout sur la base de l'analyse des risques, en particulier celui d'une demande inférieure à la prévision*. Or, l'ampleur des surplus envisagés pour 2010 exacerbe le niveau de risque du Distributeur confirmant la justesse de la présente demande.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS

Montréal, le 11 septembre 2009

(s) Hydro-Québec Distribution

Hydro-Québec Distribution